

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С. З. ҐЖИЦЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

другого (магістерського) рівня освіти

на тему:

**«ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ У ЛІНІЇ
ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ ПІД ЧАС ЦИКЛУ АВТОМАТИЧНОГО
ПОВТОРНОГО ВВІМКНЕННЯ»**

Виконав: студент VI курсу

групи Ен – 61 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Федькович Ю. П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник: Левонюк В. Р.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент: Коробка С. В.

(прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)
к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ ____ ” _____ 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Федьковичу Юрію Петровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Дослідження перехідних процесів у лінії електропередачі під час циклу автоматичного повторного ввімкнення»

керівник роботи к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП № 140 / к - с від 28.02.2025 р.

2. Строк подання студентом роботи 12.12.2025 р.

3. Вихідні дані
технічна документація, науково-технічна і довідкова література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):
Вступ

1 Теоретичні основи та принципи дії автоматичного повторного ввімкнення

2 Аналіз роботи автоматичного повторного ввімкнення в лініях електропередачі

3 Математичне моделювання перехідних процесів у компенсованій лінії електропередачі у циклі трифазного АПВ

4 Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях

5 Управління проектом модернізації системи АПВ

Висновки

Перелік джерел посилання

Додатки

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

Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	Городецький І. М., к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання 28.02.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Вивчення особливостей застосування АПВ для ліній електропередач надвисокої напруги	28.02.2025 – 28.03.2025	
2	Аналіз роботи автоматичного повторного ввімкнення у лініях електропередачі	31.03.2025 – 2.05.2025	
3	Математичне моделювання перехідних процесів у компенсованій лінії електропередачі у циклі трифазного АПВ	5.05.2025 – 11.07.2025	
4	Розробка логіко імітаційної моделі процесу виникнення травми при обслуговуванні обладнання на підстанції	14.07.2025 – 17.10.2025	
5	Управління проектом модернізації системи АПВ	20.10.2025 – 7.11.2025	
6	Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації	10.11.2025 – 28.11.2025	
7	Завершення роботи в цілому	1.12.2025 – 12.12.2025	

Студент

Федькович Ю. П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

Левонюк В. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.31.2910:7

Федькович Ю. П. «Дослідження перехідних процесів у лінії електропередачі під час циклу автоматичного повторного ввімкнення». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій імені С. З. Гжицького, 2025 р. 65 с. текстової частини, 24 рисунки, 2 таблиці, 23 джерела.

У кваліфікаційній роботі розглянуто процеси, які відбуваються у лініях електропередач надвисокої напруги під час циклу трифазного автоматичного повторного ввімкнення. Представлено теоретичні основи, класифікацію та принципи дії пристроїв АПВ, а також охарактеризовано особливості їх застосування у лініях з двостороннім живленням. Виконано аналіз умов здійснення трифазного АПВ та досліджено виникнення аперіодичних складових струму й комутаційних перенапруг у різних режимах роботи лінії. Розроблено математичну модель компенсованої лінії електропередачі з урахуванням шунтових реакторів. Реалізовано чисельний алгоритм розв'язання моделі методом прямих із використанням неявного методу Ейлера. Створено програмний код на мові *Fortran* та проведено комп'ютерне моделювання реального фрагмента мережі 750 кВ. Розроблено план управління проектом модернізації системи АПВ ліній електропередач надвисокої напруги.

**АВТОМАТИЧНЕ ПОВТОРНЕ ВМИКАННЯ, ШУНТОВИЙ РЕАКТОР,
ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ, ЧИСЕЛЬНЕ МО-
ДЕЛЮВАННЯ.**

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ТА ПРИНЦИПИ ДІЇ АВТОМАТИЧНОГО ПОВТОРНОГО ВВІМКНЕННЯ.....	9
1.1 Призначення, вимоги та класифікація АПВ.....	9
1.1.1 Призначення АПВ.....	9
1.1.2 Вимоги до пристроїв АПВ.....	10
1.1.3 Класифікація пристроїв АПВ.....	11
1.2 Трифазне АПВ на лініях з двостороннім живленням.....	12
1.2.1 Несинхронні АПВ.....	13
1.2.2 Швидкодіюче АПВ.....	15
1.2.3 АПВ з очікуванням синхронізму.....	16
1.2.4 АПВ з уловлюванням синхронізму.....	20
2 АНАЛІЗ РОБОТИ АВТОМАТИЧНОГО ПОВТОРНОГО ВВІМКНЕННЯ В ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ.....	23
2.1 Аналіз умов здійснення АПВ.....	23
2.2 Зниження аперіодичної складової струму у вимикачах.....	25
2.3 Перенапруги при АПВ.....	26
3 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ У КОМПЕНСОВАНИЙ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ У ЦИКЛІ ТРИФАЗНОГО АПВ.....	30
3.1 Обґрунтування однолінійного підходу при симетричних режимах	30
3.2 Розробка математичної моделі досліджуваного фрагмента мережі	32
3.3 Розробка алгоритму роботи програмного коду.....	39
3.4 Аналіз результатів комп'ютерної симуляції.....	41
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ..	46
4.1 Фізичні процеси під час стікання струму в землю.....	46
4.2 Модель процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні обладнання на підстанції.....	49

4.4 Розробка заходів з питань безпеки у надзвичайних ситуаціях.....	52
5 УПРАВЛІННЯ ПРОЕКТОМ МЕДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМИ АПВ.....	54
5.1 Мета та зміст проекту.....	54
5.2 Життєвий цикл проекту.....	55
5.3 Організаційна структура управління.....	56
5.4 Планування ресурсів і термінів.....	57
5.5 Управління ризиками та якістю.....	59
5.6 Оцінка ефективності реалізації проекту.....	60
ВИСНОВКИ.....	61
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	62
ДОДАТКИ.....	64
Додаток А Текст розробленого програмного коду мовою <i>Fortran</i>	64

ВСТУП

Сучасний розвиток електроенергетики вимагає підвищення надійності функціонування електричних мереж, особливо тих, які працюють на напругах 330 – 750 кВ та здійснюють передачу великих обсягів потужності на далекі відстані. Високовольтні повітряні лінії електропередачі постійно піддаються впливу атмосферних явищ, перенапруг та різних короткочасних пошкоджень, які у більшості випадків мають нестійкий характер та самостійно ліквідуються після знеструмлення. Тому важливим завданням експлуатації є якнайшвидше відновлення електропостачання після усунення таких пошкоджень [1].

Одним із найефективніших засобів підвищення надійності роботи енергосистеми є автоматичне повторне ввімкнення (АПВ), яке дає змогу після короткочасного вимкнення автоматично подавати напругу на лінію без втручання персоналу. Від успішності роботи пристроїв АПВ залежить безперервність електропостачання, стійкість режимів та зменшення обсягів недовідпуску електроенергії.

Разом із тим, реалізація циклів трифазного АПВ у лініях надвисокої напруги супроводжується складними перехідними процесами, які характеризуються появою значних аперіодичних складових струму, комутаційних перенапруг та електродинамічних навантажень на апаратуру. Їхній характер суттєво залежить від параметрів лінії, наявності шунтових реакторів, моментів комутації та особливостей конструкції вимикачів. Тому точне відтворення цих процесів вимагає використання адекватних математичних моделей, які описують взаємодію електричних і механічних величин під час комутацій [2].

Проведення повномасштабних експериментів на діючих лініях є технічно складним та небезпечним, тому основним інструментом аналізу таких режимів є комп'ютерне моделювання. Застосування чисельних методів дає змогу дослідити вплив окремих параметрів на динаміку процесів, оцінити роботу вимикачів та розробити рекомендації щодо зниження перенапруг та покращення надійності дії АПВ.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка універсальної математичної моделі довгої лінії електропередачі в однолінійному представленні з можливістю варіювання шунтових реакторів, яка дає змогу досліджувати перехідні процеси під час циклу трифазного автоматичного повторного ввімкнення.

Для досягнення поставленої мети у роботі вирішено такі основні **завдання**:

- здійснити аналіз принципів побудови та дії різних типів пристроїв АПВ;
- проаналізувати умови успішності трифазного АПВ та вплив параметрів лінії на виникнення аперіодичних складових струму;
- розробити математичну модель лінії електропередачі з урахуванням шунтових реакторів та моделі високовольтного вимикача;
- створено алгоритм чисельного розв'язку рівнянь моделі методом прямих із реалізацією в середовищі *Fortran* ;
- виконати комп'ютерне моделювання перехідних процесів та проаналізувати вплив параметрів на характер струмів і перенапруг у циклі трифазного АПВ.
- розробити план управління проектом модернізації системи АПВ високовольтних ліній, визначити етапи її реалізації, ресурси, ризики та очікувані результати.

Об'єктом кваліфікаційної роботи є процеси, які відбуваються у лініях електропередач надвисокої напруги під час трифазного автоматичного повторного ввімкнення.

Предметом кваліфікаційної роботи є математичні моделі та алгоритми аналізу перехідних електромагнітних процесів у компенсованій лінії електропередачі з урахуванням роботи шунтових реакторів та високовольтних вимикачів у циклі трифазного АПВ.

1 ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ТА ПРИНЦИПИ ДІЇ АВТОМАТИЧНОГО ПОВТОРНОГО ВВИМКНЕННЯ

1.1 Призначення, вимоги та класифікація АПВ

1.1.1 Призначення АПВ. Значна частина пошкоджень, які виникають в електричних мережах, належить до таких, які після знеструмлення мережі самостійно зникають і не перешкоджають подальшому повторному вмиканню відповідного елемента енергосистеми. За результатами експлуатаційних спостережень, їх кількість становить приблизно 70 – 80 %. Ці пошкодження зумовлені короткочасними порушеннями ізоляції між фазами або між фазою та землею, які виникають під впливом атмосферних явищ, сплітання проводів під дією вітру, потрапляння на проводи сторонніх предметів, а також через короткі замикання, спричинені птахами чи дрібними тваринами. Подібні явища класифікують як нестійкі (самозникаючі) пошкодження [3].

До нестійких пошкоджень належать такі випадки, коли дуга короткого замикання згасає самостійно, не викликаючи пошкоджень, що унеможливили б повторне подання напруги. У таких ситуаціях після повторного вмикання лінії або елемента, де мало місце коротке замикання, енергосистема відновлює свій нормальний режим роботи, а споживачі знову отримують електроенергію. Процес повторного подання напруги називають автоматичним повторним вмиканням (АПВ), а відповідні пристрої – пристроями АПВ.

Якщо після дії АПВ мережа повертається до нормального режиму, його вважають успішним. У протилежному випадку, коли пошкодження виявляється стійким і лінія знову вимикається дією релейного захисту, спрацювання АПВ вважають неуспішним.

Застосування АПВ дає змогу оперативно ліквідувати аварійні стани та відновити роботу мережі не лише за наявності нестійких пошкоджень, а й у випадках помилкової дії релейного захисту, самовимикання вимикачів або неправильних дій персоналу. Багаторічний досвід експлуатації таких при-

строїв підтверджує, що автоматичне повторне вмикання є одним із найефективніших засобів підвищення надійності роботи електроенергетичних систем і забезпечення безперервного живлення споживачів. Відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) [4], застосування АПВ є обов'язковим для всіх повітряних та кабельних ліній електропередач напругою понад 1000 В.

1.1.2 Вимоги до пристроїв АПВ. Усі пристрої автоматичного повторного вмикання, незалежно від місця їх встановлення, мають відповідати низці основних технічних та функціональних вимог.

1. Умови спрацювання. Пристрої АПВ мають забезпечувати можливість запуску за будь-якого аварійного вимкнення вимикача, за винятком випадків, коли вимикач повторно вмикається на коротке замикання (КЗ) і потім вимикається дією релейного захисту. Ініціювання роботи АПВ може здійснюватися від релейного захисту, який знеструмлює лінію, або від контролю невідповідності між положенням ключа керування та фактичним станом головних контактів вимикача.

Перший спосіб застосовується обмежено, оскільки дозволяє повторне вмикання лише після аварійного вимкнення, яке спричинене дією релейного захисту. Другий метод охоплює ширший спектр ситуацій – повторне вмикання можливе за всіх аварійних відмикань, окрім тих, які виконуються оперативним персоналом. При цьому використовується фіксація попередньої команди «Увімкнути» або контроль стану вимикача через контакти реле чи блок-контакти самого вимикача.

2. Ігнорування оперативних вимкнень. Схеми АПВ мають бути побудовані таким чином, щоб не реагувати на відмикання, які виконуються персоналом – як локально, так й дистанційно.

3. Функція блокування («заборона»). У складі схеми має передбачатися можливість заборони дії АПВ у певних аварійних режимах. Наприклад, блокування АПВ є обов'язковим при спрацюванні диференційного або газового

захисту трансформатора, коли необхідне його швидке повне вимкнення для недопущення розвитку аварії.

4. Кратність дії. Пристрої повинні забезпечувати необхідну кількість циклів повторного вмикання – одно-, дво- чи трикратну дію, відповідно до заданих параметрів схеми.

5. Тривалість безструмової паузи. Необхідно передбачати регулювання часу між моментом гасіння дуги у вимикачі та повторним замиканням його контактів, щоб уникнути вмикання на залишкову іонізацію.

6. Тривалість команди вмикання. Сигнал на повторне вмикання повинен мати достатню тривалість, яка гарантує надійну роботу приводу вимикача.

7. Автоматичне повернення у вихідний стан. Після закінчення заданого часового інтервалу з моменту пуску, пристрій АПВ має автоматично повернутися у початковий режим готовності до наступного спрацювання.

8. Узгодженість дій. Робота пристроїв АПВ має бути синхронізована з діями релейного захисту, а також з іншими системами автоматики, зокрема автоматичного введення резерву (АВР) та автоматичного частотного розвантаження (АЧР).

1.1.3 Класифікація пристроїв АПВ. Існує декілька підходів до класифікації пристроїв автоматичного повторного вмикання, які ґрунтуються на їхніх функціональних та конструктивних особливостях [5]:

- за кількістю фаз, які повторно вмикаються: трифазні (ТАПВ), однофазні (ОАПВ) або пофазні (ПАПВ);
- за типом обладнання, яке підлягає повторному вмиканню: АПВ ліній електропередач, секцій шин, силових трансформаторів, електродвигунів тощо;
- за способом дії на привід вимикача: механічні (вбудовані в пружинні чи вантажні приводи), пневматичні та електричні;
- за кількістю повторів (кратністю дії): одно-, дво- або трикратні. Статистично, успішність одноразових спрацювань становить близько 60 – 80 %, дворазових – 10 – 15 %, а триразових – лише 1,5 – 3 %.

- за типом комутаційного обладнання: повітряні, масляні, вакуумні, електричні вимикачі, а також контактори чи магнітні пускачі;
- за способом контролю стану лінії: із контролем наявності або відсутності напруги, синхронізму тощо.

Окрему категорію становлять пристрої АПВ для ліній із двостороннім живленням, серед яких виділяють:

- несинхронне АПВ (НАПВ);
- швидкодіюче АПВ (ШАПВ);
- АПВ із контролем наявності напруги (АПВНН);
- АПВ із контролем її відсутності (АПВВН);
- АПВ із очікуванням синхронізму (АПВОС);
- АПВ із «уловлюванням» синхронізму (АПВУС);
- АПВ із самосинхронізацією синхронних машин (генераторів, компенсаторів, двигунів) – (АПВС).

До окремої групи належать частотні АПВ (ЧАПВ), які вводяться у роботу після відмикань, виконаних пристроями автоматичного частотного розвантаження або системами відновлення частоти.

1.2 Трифазне АПВ на лініях з двостороннім живленням

У випадку виникнення пошкоджень на лініях електропередач із двостороннім живленням, відмикання відбувається захисними пристроями з обох боків. Для реалізації автоматичного повторного вмикання у таких мережах необхідно встановлювати відповідні пристрої на вимикачах обох підстанцій, при цьому їхня робота має бути узгоджена в часі та за послідовністю дії. Щоб уникнути надмірних коливань у системі, для ліній із двостороннім живленням зазвичай застосовується лише однократне АПВ.

Після відмикання лінії та згасання перехідних процесів, спричинених коротким замиканням, на її кінцях можуть встановлюватися синхронні або несинхронні напруги.

Якщо напруги залишаються синхронними, це свідчить про наявність потужних паралельних електричних зв'язків між системами, які залишилися у роботі. У протилежному випадку, коли паралельні зв'язки відсутні або надто слабкі, система може втратити синхронізм, що призводить до асинхронного режиму.

Для уникнення таких явищ пристрої АПВ мають бути доповнені спеціальними елементами контролю та розрахунковими алгоритмами, які визначають допустимість повторного вмикання.

1.2.1 Несинхронні АПВ. Несинхронні автоматичні повторні вмикання є найпростішим типом пристроїв, які дають змогу з'єднувати частини енергосистеми, які тимчасово розділилися, без урахування різниці частот їхніх напруг. Такі схеми зазвичай виконуються без додаткових блокувань.

Щоб запобігти повторному вмиканню на стійке коротке замикання з обох кінців лінії, а також забезпечити коректну роботу релейного захисту, одна сторона лінії обладнується АПВ із контролем наявності напруги. Це дає змогу уникнути помилкових спрацювань та знизити ризик ушкоджень обладнання.

Під час успішного несинхронного вмикання можуть спостерігатися короточасні стрибки струму та активної потужності, а також коливання електромеханічного характеру різної тривалості. Найбільші значення струмів і електромагнітних моментів виникають у випадку несинхронного вмикання при короткому замиканні, коли кут між ЕРС генератора та напругою системи сягає 180 градусів, а їхнє співвідношення можна описати виразом [6]:

$$I_{HC} = \frac{E_q'' + U_C}{x_d'' + x_{ЗОВН}}, \quad (1.1)$$

де x'' – надперехідний опір генератора.

Через складність аналітичного визначення електромагнітного моменту на практиці його оцінюють за розрахованим струмом несинхронного вмикання, результати якого порівнюють із допустимими кратностями струму.

Для гідрогенераторів та синхронних компенсаторів ці значення встановлюються нормативно та використовуються для оцінки допустимості повторного вмикання:

$$\frac{I_{HC}}{I_H} \leq \frac{0,84}{x_d''}. \quad (1.2)$$

Для турбогенераторів:

$$\frac{I_{HC}}{I_H} \leq \frac{0,625}{x_d''}. \quad (1.3)$$

Для гідрогенераторів без демпферних обмоток [7]:

$$\frac{I_{HC}}{I_H} \leq 3. \quad (1.4)$$

Для трансформаторів та автотрансформаторів:

$$\frac{I_{HC}}{I_H} = \frac{I_{K3}}{I_H}. \quad (1.5)$$

Для виконання розрахунків складають схему заміщення та визначають розподіл струмів у момент увімкнення з кутом зсуву фаз 180 градусів по гілках схеми, порівнюючи отримані значення за наведеними вище критеріями.

Для покращання умов ресинхронізації у частинах енергосистеми, які розділилися, потрібно здійснити низку організаційно-технічних заходів. У тій частині системи, де спостерігається дефіцит активної потужності, потрібно застосовувати автоматичне частотне розвантаження та автоматичне введення резерву гідрогенераторів. Натомість у частині, де наявний надлишок активної потужності і, відповідно, підвищена частота, доцільно відімкнути частину генераторів або використати механічне чи електричне гальмування для зменшення частоти обертання.

Після реалізації зазначених заходів процес повторного синхронного з'єднання обох частин енергосистеми відбувається успішно. Водночас необхідно враховувати, що цей процес супроводжується значними кидками струму та зниженням напруги, що може створювати умови для некоректної роботи пристроїв релейного захисту. Тому важливо ретельно аналізувати поведінку релей-

ного захисту на транзитній лінії, яка з'єднує частини енергосистеми, які вмикаються, і вживати заходів для запобігання його неправильному спрацюванню.

Застосування несинхронного вмикання може призвести до асинхронного режиму та є недоцільним, оскільки це може спричинити порушення нормального функціонування споживачів електроенергії.

1.2.2 Швидкодіюче АПВ. Автоматичне повторне увімкнення називають швидкодіючим, якщо час від моменту виникнення короткого замикання до моменту повторного увімкнення лінії є мінімально можливим, тобто таким, який лише забезпечує надійне відновлення діелектричної міцності середовища у місці пошкодження.

На лініях із двостороннім живленням швидкодіюче АПВ здійснюється аналогічно до несинхронного автоматичного повторного увімкнення, без використання додаткових пристроїв для контролю швидкості зміни або миттєвого значення кута зсуву фаз між векторами напруг частин енергосистеми, які були роз'єднані.

У нормальному режимі роботи лінії передавальна потужність P_L визначається різницею фаз між напругами кінців лінії. При цьому напруга U_1 передавального кінця випереджає напругу U_2 приймального кінця на кут δ_0 .

Після вимкнення лінії у частині енергосистеми, яка живила лінію, виникає надлишок активної потужності, тоді як у приймальній частині – дефіцит активної потужності. Це призводить до підвищення частоти у першій частині та зниження частоти у другій, що, чергово, зумовлює зміну початкового кута δ_0 на величину $\Delta\delta$.

Оскільки час дії короткого замикання є відносно коротким, зміна кута δ у цей період відбувається за тим самим законом, що й при відмиканні лінії. Отже, за час циклу швидкодіючого АПВ загальна зміна кута $\Delta\delta$ може бути наближено визначена за кінематичною залежністю рівноприскореного руху.

Якщо потужність генераторів у передавальній частині значно перевищує потужність у приймальній, то процес можна розглядати лише з боку

зниження частоти у слабшій частині системи. У такому випадку потенційну зміну частоти протягом короткого часу дії циклу швидкодіючого АПВ допустимо апроксимувати рівноприскореним процесом із прискоренням a_s [8]

$$a_s = \frac{P_{\text{л}} \omega_{\text{ном}}}{P_{\text{с2}} T_j}, \quad (1.6)$$

де T_j – приведена до потужності $P_{\text{с2}}$ стала часу механічної інерції.

Умовою зберігання динамічної стійкості буде:

$$\delta_{\text{вмк}} \leq \delta_{\text{доп.д}}, \quad (1.7)$$

де $\delta_{\text{доп.д}}$ – допустиме значення кута за умовою збереження динамічної стійкості.

Значення гранично допустимого кута зсуву між векторами напруг частин енергосистеми визначають відповідно до критеріїв, рекомендованих для несинхронного автоматичного повторного ввімкнення, а також із використанням спеціальних кривих граничної стійкості.

Досягнення малої витримки часу в циклі швидкодіючого АПВ можливе лише за умови застосування швидкодіючих релейних захистів (переважно високочастотних) та швидкодіючих повітряних вимикачів на обох кінцях лінії.

Для забезпечення симетричності процесу час спрацювання пристроїв ШАПВ на кожному кінці лінії приймають однаковим – у межах 0,25 – 0,5 с. Завдяки такій короткій тривалості циклу частота у приймальній частині енергосистеми не встигає знизитися до рівня, при якому спрацьовує автоматичне частотне розвантаження. Це є однією з ключових переваг швидкодіючого автоматичного повторного ввімкнення.

Разом із тим, під час застосування швидкодіючого АПВ потрібно враховувати можливість хибних спрацювань захистів унаслідок динамічних коливань параметрів і вживати відповідних заходів для їх запобігання.

1.2.3 АПВ з очікуванням синхронізму. Пристрої автоматичного повторного ввімкнення з контролем синхронізму застосовуються на лініях електропередач з двостороннім живленням, які мають два або три паралельні шунтувальні зв'язки. Необхідність перевірки допустимості роботи таких пристроїв пояс-

нюється тим, що під час аварій у ремонтному режимі окремі лінії можуть залишатися в одиночному транзиті, і після їх вимкнення існує ризик порушення синхронної роботи між частинами енергосистеми, які роз'єдналися.

Слід зазначити, що ці пристрої не призначені для забезпечення повторного ввімкнення одиночної лінії у випадках, коли синхронізація між частинами системи втрачена. Вони повинні виконувати повторне ввімкнення лише за наявності діючих паралельних шунтувальних зв'язків, які гарантують синхронність режимів. Система контрольних органів запобігає неприпустимому ввімкненню на несинхронну напругу у разі повного розділення енергосистеми.

Принцип роботи пристрою АПВ з очікуванням синхронізму показано на рисунку 1.1. Схеми пристроїв, встановлених на обох кінцях лінії, є ідентичними, а потрібна послідовність операцій забезпечується спеціальними перемикальними накладок у схемі.

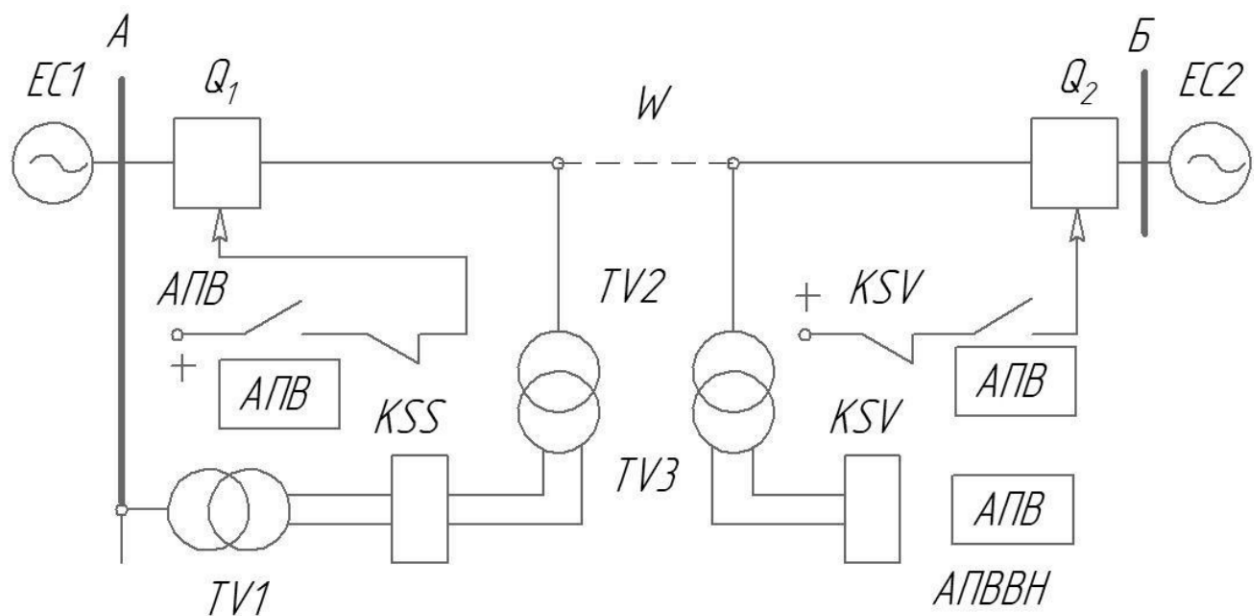


Рисунок 1.1 – Принцип дії АПВ з очікуванням синхронізму

Відповідно до наведеної структурної схеми, після вимкнення лінії захистом з обох сторін процес пуску АПВ розпочинається зі сторони підстанції Б. У момент зникнення напруги на лінії, яка контролюється TV3 і KSV, KSV замикає свій контакт і пристрій АПВ подає команду на вмикання вимикача Q2.

Таким чином, з одного боку лінії АПВ дозволяється лише за умови відсутності напруги, що перевіряється через верхній розмикальний контакт, а з іншого боку – лише за наявності напруги та підтвердженого синхронізму між частинами енергосистеми.

Цикл роботи пристрою автоматичного повторного вмикання здійснюється у певній послідовності. Після вимкнення лінії першою спрацьовує схема АПВ з того боку, з якого здійснюється контроль відсутності напруги (рис. 1.2). У цей момент вмикається відповідний вимикач. Якщо на лінії все ще існує стійке пошкодження, вимикач повторно відмикається, і пристрій АПВ з протилежного боку залишиться неактивним. Проте у випадку, коли несправність самоліквідувалася, лінія залишиться під напругою, після чого почне діяти схема АПВ, встановлена на іншому кінці. Реле *KSV*, яке контролює напругу, спрацьовує та замикає свій контакт. Якщо кут між векторами напруг незначний, реле контролю синхронізму також спрацьовує, замикаючи відповідний контакт. Після закінчення заданої витримки часу вимикач умикається, і лінія відновлює роботу з обох боків.

У ситуації, коли напруги на кінцях лінії несинхронні, а різниця частот перевищує допустиме значення, схема АПВ з очікуванням синхронізму переходить у режим очікування. Вона спрацьовує лише після відновлення синхронізму між частинами енергосистеми. Коли частоти наблизяться настільки, що вмикання не спричинить асинхронного режиму або надмірних стрибків струму, лінія замикається автоматично.

У схемі АПВ, наведеній на рисунку 1.2, за допомогою накладки *SX2* змінюються функції роботи пристрою. На тому кінці лінії, де здійснюється контроль синхронізму та наявності напруги, накладка *SX2* вмикається. З протилежного боку, де контролюється саме відсутність напруги, вона, навпаки, увімкнена, а контакти *KSV.1* і *KSS.1* залишаються послідовно з'єднаними у колі. Така схема запобігає відмовам роботи АПВ у разі одностороннього вимкнення лінії.

1.2.4 АПВ з уловлюванням синхронізму. Пристрої автоматичного повторного вмикання з уловлюванням синхронізму є вдосконаленою модифікацією систем типу АПВ з очікуванням синхронізму. Їх головна відмінність полягає у використанні більш точного та швидкодіючого елемента контролю – блоку «уловлювання» синхронізму, який функціонує за принципом автоматичного синхронізатора. Завдяки цьому пристрої АПВ з уловлюванням синхронізму можуть здійснювати вмикання лінії з обмеженим кутом зсуву навіть за значно більших ковзань, ніж ті, які допускають стандартні схеми АПВ з очікуванням синхронізму. При уловлюванні синхронізму вимикачі лінії вмикаються по чергові з обох боків [9].

На відміну від несинхронних та швидкодіючих схем АПВ, які застосовуються лише за певних умов, системи з уловлюванням синхронізму є універсальнішими – вони можуть використовуватись у будь-яких режимах роботи енергосистем. У своїй роботі ці пристрої базуються на застосуванні напруги биття та принципі синхронізації із фіксованим або дискретно змінюваним кутом випередження, який залежить від величини ковзання.

Найбільш поширеними у практичній експлуатації є саме ті варіанти АПВ з уловлюванням синхронізму, які реалізують принцип синхронізації з постійним кутом випередження.

На рисунку 1.3 наведено приклад схеми АПВ з уловлюванням синхронізму, який працює за цим принципом та побудована на базі комплексу РПВ-58. У ній використано два реле контролю синхронізму – $KSS.1$ та $KSS.2$, а також ключ керування з фіксацією положень.

Команда на вмикання подається при досягненні кута випередження $\delta_{вин} = const$, тобто у момент, коли значення кута збігається з межами, заданими для кута повернення ($\delta_{пов2}$) реле $KSS.2$. Контроль ковзання здійснюється у межах визначеного діапазону кута, що забезпечує точність та стабільність процесу синхронізації.

$$\delta_k = \delta_{пов1} - \delta_{пов2}, \quad (1.8)$$

де $\delta_{пов1}$ – кут повернення реле $KSS.1$.

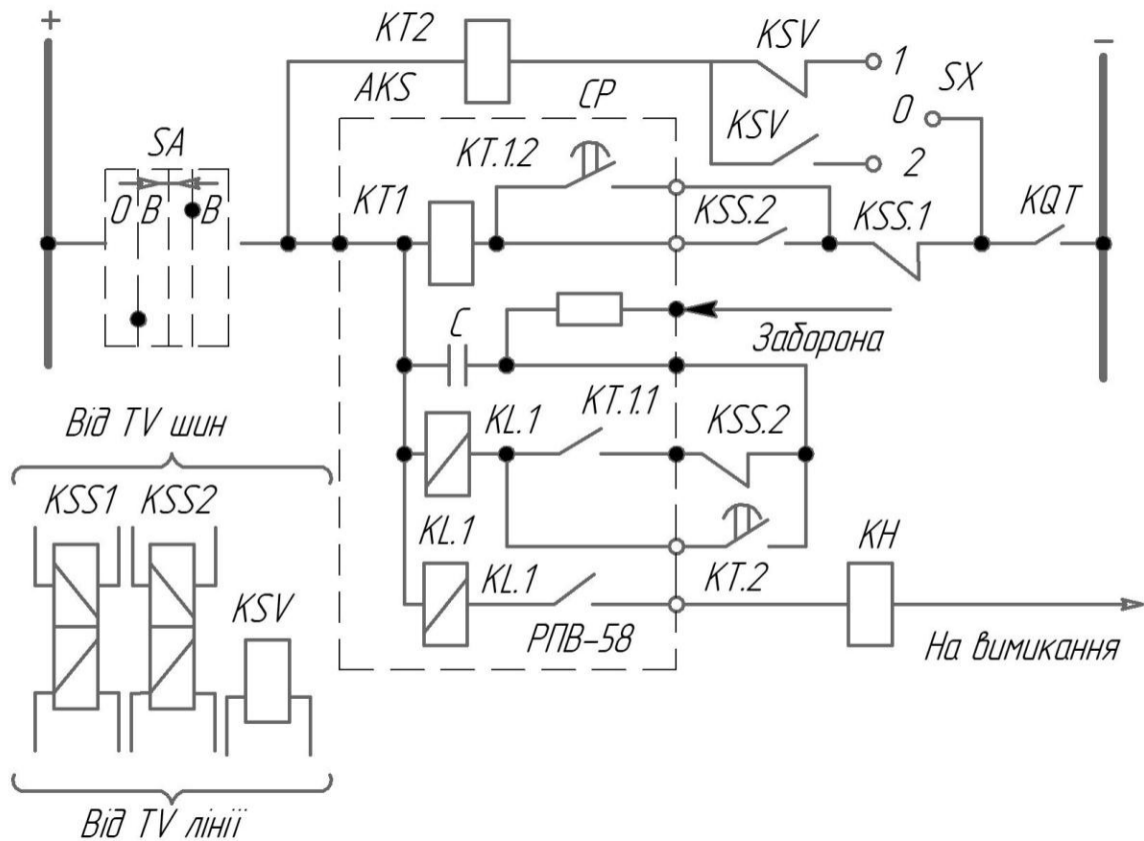


Рисунок 1.3 – Схема пристрою АПВ з уловлюванням синхронізму

Вмикання можливе лише коли реле часу $KT1$ швидше спрацює від повернення реле $KSS.2$:

$$\omega_s = \frac{\delta_{нов1} - \delta_{нов2}}{t_k}, \quad (1.9)$$

де t_k – уставка реле $KT1$.

Максимально допустиме значення кута вмикання $\delta_{\max.\partial}$ визначають аналогічно до випадку із швидкодіючим автоматичним повторним вмиканням. Відповідно до встановленого значення цього кута обчислюють максимально допустиму кутову частоту ковзання за формулою:

$$\omega_{s.\max.\partial} = \frac{\delta_{\max.\partial} - \delta_{вин}}{t_{вQ}}, \quad (1.10)$$

де $t_{вQ}$ – час вмикання вимикача.

Реальне максимальне значення кута вмикання $\delta_{вмк}$ залежить від вибору параметрів $\delta_{нов1}$, $\delta_{нов2}$, t_k та значення максимальної кутової швидкості $\omega_{\max.\partial}$. Різниця між напругами на лінії та шинях, а також несталість значення ω_s ,

вносять похибки у розрахункові співвідношення. Найменший вплив таких похибок спостерігається при встановленні уставок реле $KSS1$ та $KSS2$ у межах $30 - 60$ градусів, тобто за умов їх вимушеного вибору. Це, однак, обмежує роботу пристроїв АПВ з уловлюванням синхронізму при максимально допустимим кутом вмикання. За наведених уставок мінімально допустимий час реле $KT1$ становить $t_k = 0,1$ с, а максимально допустима частота ковзання $f_{s \max \phi} = 0,835$ Гц.

Більш перспективним напрямом удосконалення пристроїв АПВ з уловлюванням синхронізму є застосування синхронізаторів із постійним часом випередження, таких як АСТ-4 або СА-1. Вони забезпечують кут випередження до 120 градусів, враховують прискорення a_s та стійко працюють навіть за наявності значних нерівностей напруг.

У схемі, зображеній на рисунку 1.3, накладка SX на кінці лінії, де виконується вмикання з уловлюванням синхронізму, знімається. На протилежному кінці, що вмикається першим і контролює відсутність напруги, вона встановлюється у положення $0 - 1$. Уставка реле часу $KT2$ узгоджується з моментом вимкнення протилежного кінця лінії. Оскільки синхронізатор не спрацьовує за відсутності ковзання, АПВ з уловлюванням синхронізму зазвичай застосовують на одиночних лініях. Якщо ж можлива робота мережі з обхідними зв'язками, то шляхом переведення накладки SX у положення $0 - 2$ схему АПВ з уловлюванням синхронізму доповнюють елементами АПВ з очікуванням синхронізму.

2 АНАЛІЗ РОБОТИ АВТОМАТИЧНОГО ПОВТОРНОГО ВВІМКНЕННЯ В ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

2.1 Аналіз умов здійснення АПВ

Досвід експлуатації мереж високих та надвисоких напруг показує, що якщо пошкоджену лінію швидко відімкнути, то у більшості випадків ушкодження ліквідується. При цьому електрична дуга, яка виникає в місці короткого замикання, не викликає суттєвих ушкоджень обладнання, яке не перешкоджає автоматичному повторному ввімкненню під навантаження. Частка таких пошкоджень у повітряних лініях електропередач становить близько 50 – 90 % [10].

Для дослідження процесів, які протікають при ліквідації КЗ елегазовими вимикачами в циклі трифазного автоматичного повторного ввімкнення, на повітряній лінії 500 кВ розглянуто процес відмикання однофазного короткого замикання з допомогою трифазного АПВ. Передбачається, що при відмиканні вимикача гасіння дуги відбувається у кожній фазі в момент проходження струму через нульове значення. Оскільки, розкид у дії полюсів елегазових вимикачів при увімкненні не перевищує 0,001 с, то проводиться одночасно змінне замикання контактів.

Як показали попередні розрахунки, тривалість паузи трифазного АПВ не позначається на процесах при вмиканні вимикача, тому для скорочення часу розрахунків цей час приймається рівним 0,25 – 0,35 с.

Значна аперіодична складова у струмах ввімкнення виникає лише при трьох шунтувальних реакторах, які підключені до лінії електропередачі. В результаті здійснення серії розрахунків перехідних процесів були знайдені найбільш тяжкі моменти замикання контактів після паузи трифазного АПВ та моменти відмикання не усунув КЗ з погляду значення аперіодичної складової. Так, при неуспішному трифазному АПВ, коли дуга на лінії за паузу трифазного АПВ не згасла, можливо суттєве затягування процесу гасіння дуги у вимикачі [11].

Як видно з отриманих осцилограм (рис. 2.1), струм у фазі B має значну аперіодичну складову і з моменту подачі команди на відмикання проходить через нуль лише через 2 с. Таке затяжне горіння дуги може призвести до руйнування дугогасильної камери вимикача. Можна припустити, що саме такі процеси призводять до аварії лінійних вимикачів на підстанції у випадку відмикання однофазного КЗ з трифазним АПВ [12].

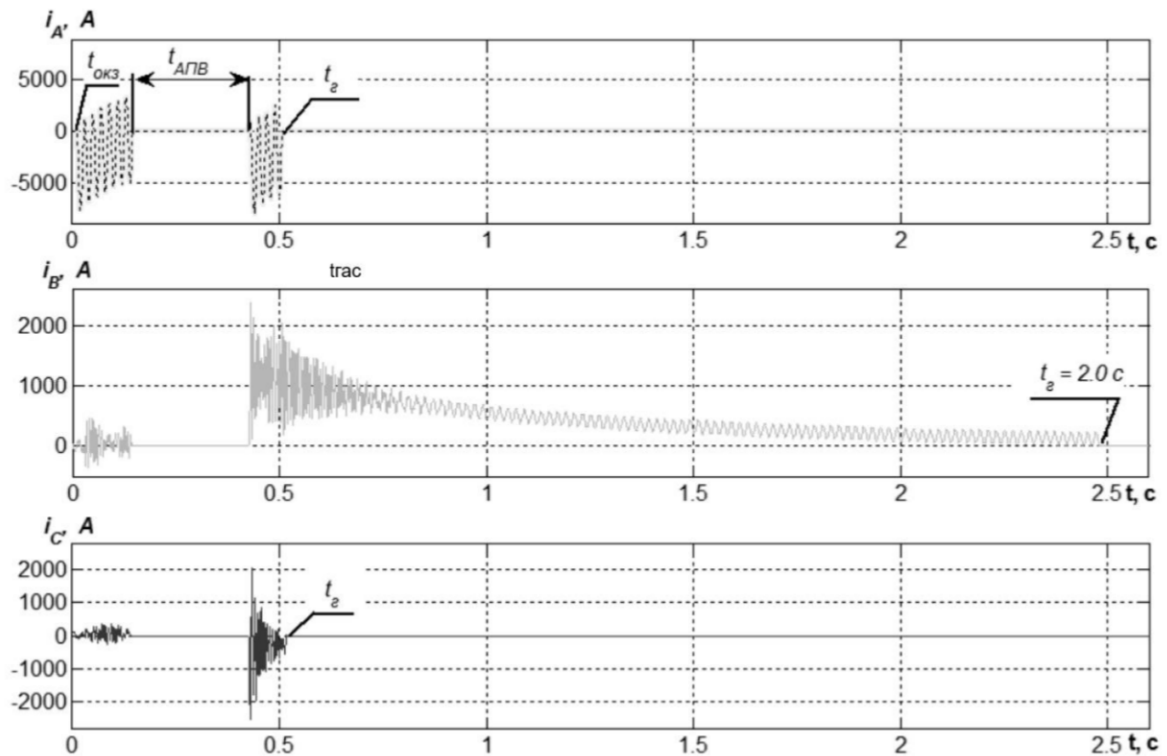


Рисунок 2.1 – Струми через лінійні вимикачі при неуспішному АПВ

Процеси протікання значних аперіодичних струмів можуть також виникати і при успішному трифазному АПВ та помилковому спрацюванні автоматики, яка подає сигнал на відмикання лінії (рис. 2.2).

За отриманими результатами можна зробити такі висновки:

- значна аперіодична складова струму, яка міститься при повторному відмиканні вимикача після трифазного АПВ може виникати як в аварійній фазі з ОКЗ, так і інших фазах;
- аперіодична складова струму при відмиканні вимикача може виникати при односторонньому відмиканні лінії у нормальному режимі та помилковому спрацюванні релейного захисту, який подає сигнал на відмикання;

➤ в аналізованій лінії найбільша аперіодична складова виникає в струмі вимикача після його відмикання виникає з трьома шунтовими реакторами на лінії та при замиканні контактів у момент проходження напруги джерела через нульове значення;

➤ аперіодична складова у струмі відмикання вимикача може приводити до затягування за часом моменту проходження струму через нульове значення а, відтак, до затягування процесу гасіння дуги на час близько 1,5 – 2,0 с.

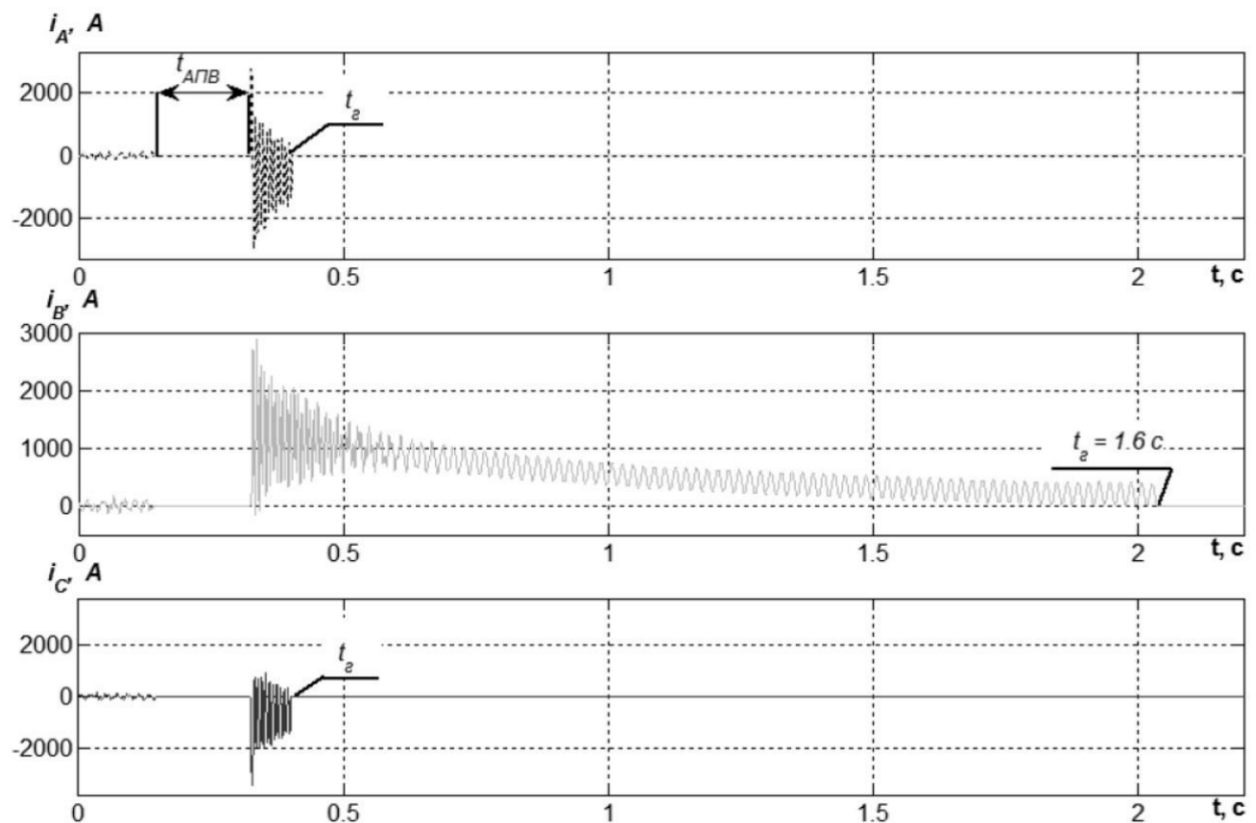


Рисунок 2.2 – Струми через лінійні вимикачі при помилковому АПВ

2.2 Зниження аперіодичної складової струму у вимикачах

Згідно з даними, які представлені у роботі [13], одним із найефективніших засобів, які унеможливають виникнення аперіодичної складової у струмі при увімкненні лінії з шунтувальними реактором, є застосування напередувімкнених резисторів. Значення резисторів можуть змінюватися від 200 до 1000 Ом з кроком у 200 Ом. Використання резисторів дає змогу зменшити амплітуду та тривалість згасання аперіодичної складової струму вими-

кача. При використанні напередувімкнених резисторів за певний момент часу перед замиканням головних контактів замикаються допоміжні контакти, включені послідовно з активним опором (рис. 2.3). У результаті цього відбувається інтенсивне придушення перехідного процесу до замикання головних контактів.

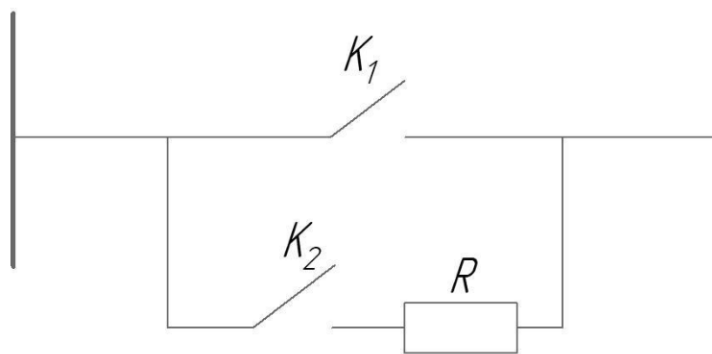


Рисунок 2.3 – Схема увімкнення напередувімкненого резистора

У сучасних вимикачах час напередувімкнення варіюється від 8 до 12 мс. При моделюванні час увімкнення прийнято рівним 10 мс. Розрахунки здійснювалися для випадку з трьома шунтовими реакторами по кінцях лінії, де спостерігається найбільше значення аперіодичної складової струму вимикача. Ефект від застосування резисторів показано на рис. 2.4.

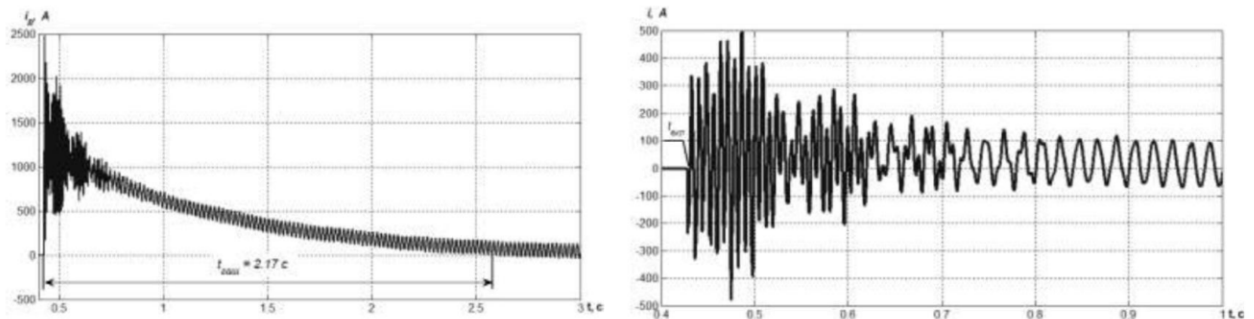


Рисунок 2.4 – Струм у непошкодженій фазі без та з увімкненим резистором

Відтак, за час напередувімкнення 10 мс та опору резистора 400 Ом забезпечується значне зниження величини аперіодичної складової струму вимикача у непошкоджених фазах при односторонньому увімкненні лінії.

2.3 Перенапруги при АПВ

Після паузи трифазного АПВ вимикачі лінії здійснюють її увімкнення, що може призводити до значних комутаційних перенапруг, оскільки на лінії

до моменту увімкнення існують заряди, а при високому ступені компенсації ємності лінії за допомогою шунтових реакторів – резонансні підвищення напруги. Дослідження перенапруг при увімкненні лінії у циклі трифазного АПВ показали, що на відключеній із двох сторін лінії існують низькочастотні биття напруги. Типова осцилограма включення лінії після паузи трифазного АПВ з цими процесами представлено на рис. 2.5.

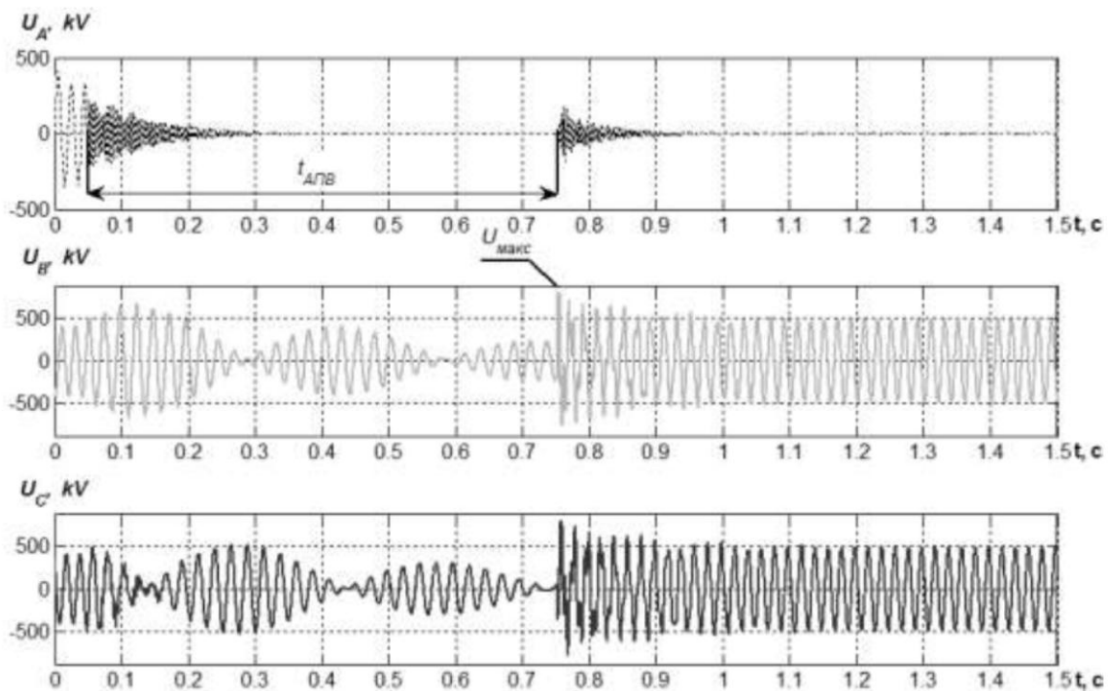


Рисунок 2.5 – Перенапруги при неуспішному АПВ

Як показали розрахунки, найбільші комутаційні перенапруги виникають при максимальному амплітудному значенні напруги джерела у момент увімкнення лінії. Результати розрахунків комутаційних перенапруг як для успішного, так і неуспішного трифазного АПВ за різних комбінацій шунтових реакторів по кінцях лінії.

Найбільші перенапруги виникають при неуспішному трифазному АПВ з двома шунтовими реакторами по кінцях лінії. Характерні осцилограми перенапруг та струму через обмежувач перенапруг непошкодженої фази при односторонньому увімкненні лінії у циклі трифазного АПВ при ОКЗ наведено на рисунку 2.6.

У результаті встановлено, що найбільші кратності перенапруг виникають на здорових фазах при увімкненні лінії на ОКЗ (неуспішне трифазне АПВ).

Для електроустаткування $U_{ном} = 500$ кВ, захищеного ОПН, максимальні комутаційні перенапруги 832 кВ не перевищують нормованої випробувальної напруги 1055 кВ, тому не представляють небезпеки для нормальної ізоляції електроустаткування 500 кВ.

Очевидно, що невисокі кратності перенапруг зумовлені успішною роботою нелінійних обмежувачів перенапруг. Однак слід відзначити тяжкий вплив на ОПН струму 2050 А протягом близько 1500 мкс при увімкненнях лінії з двома шунтовими реакторами.

Оскільки ОПН 500 кВ повинен витримувати комутаційний імпульс 2000 мкс амплітудою 1350 А, можна зробити висновок, що комутації повітряної лінії з двома та трьома шунтовими реакторами по кінцях лінії можна вважати потенційно небезпечними для цих ОПН.

Здійснені дослідження режимів трифазного АПВ на лінії, виконаної у габаритах 1150 кВ, дозволяють зробити такі висновки:

- при зближенні контактів повітряного вимикача у процесі увімкнення повітряної лінії з перекомпенсацією фазних ємностей через низьку електричну міцність повітря пробою міжконтактного проміжку, зазвичай, відбувається у момент максимальної різниці потенціалів на контактах вимикача. У цьому випадку аперіодична складова у струмі увімкнення не виникає;
- при зближенні контактів елегазового вимикача у процесі увімкнення лінії з перекомпенсацією фазних ємностей через високу міцність елегазу міжконтактний проміжок може не пробиватися аж до моменту дотику контактів. Цьому випадку відповідає максимальна аперіодична складова у струмі увімкнення;
- елегазові вимикачі при увімкненні лінії з перекомпенсацією фазних ємностей у момент проходження синусоїдальної напруги джерела через нуль можуть створювати у струмі увімкнення значну аперіодичну складову;
- аперіодична складова у струмі відмикання вимикача лінії може призводити до затягування за часом моменту проходження струму через нульове значення і, відтак, до тривалості процесу гасіння дуги на час близько 15 – 20 с;

- значна аперіодична складова, яка міститься при повторному відмиканні вимикача після трифазного АПВ може виникати як в аварійній фазі з ОКЗ, так і в інших фазах;
- аперіодична складова струму при відмиканні вимикача може виникати при односторонньому увімкненні лінії у нормальному режимі та помилковому спрацьовуванні релейного захисту, який подає сигнал на відмикання;
- на аналізованій лінії аперіодична складова у струмі відмикання вимикача після його увімкнення виникає з кількістю шунтових реакторів на лінії три і більше і при замиканні контактів у момент проходження напруги джерела через нульове значення;
- максимальні комутаційні перенапруги на лінії при ліквідації аварії у циклі трифазного АПВ сягають 832 кВ, що не перевищує нормованої випробувальної напруги 1055 кВ для електроустаткування 500 кВ, захищеного ОПН, тому не становлять небезпеки для нормальної ізоляції електрообладнання 500 кВ;
- струми, які протікають через ОПН при неуспішному трифазному АПВ з двома групами шунтових реакторів на лінії, можуть перевищувати нормоване для обмежувача перенапруги значення 1350 А при тривалості 2000 мкс і є потенційно небезпечними для ОПН;
- для усунення небезпеки виходу з ладу ОПН при неуспішному трифазному АПВ потрібно обмежити комутації лінії з кількістю груп шунтових реакторів меншим за чотири, або заміну встановлених ОПН на обмежувачі 5-го класу розряду лінії з нормованим струмом тривалістю 2000 мкс понад 2050 А;
- як основний засіб зменшення аперіодичної складової і зниження комутаційних перенапруг при трифазному АПВ можна запропонувати оснащення елегазових вимикачів резисторами, які напередвмикаються.

3 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ У КОМПЕНСОВАНІЙ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ У ЦИКЛІ ТРИФАЗНОГО АПВ

Дослідження перехідних процесів у лініях електропередач під час автоматичного повторного ввімкнення вимагає врахування великої кількості взаємопов'язаних факторів: параметрів лінії, шунтових реакторів, характеристик вимикачів, моментів комутації тощо. Проведення повномасштабних експериментів на діючих електричних мережах є технічно складним, небезпечним і економічно невиправданим, адже такі дослідження пов'язані з перервою електропостачання та ризиком виникнення аварійних режимів.

У зв'язку з цим моделювання є основним та найбільш ефективним засобом аналізу комутаційних процесів у високовольтних мережах. Чисельні методи дають змогу детально дослідити вплив окремих параметрів, виконати серію порівняльних сценаріїв та отримати узагальнені закономірності без ризику для обладнання. Крім того, сучасні програмні засоби моделювання дають змогу відтворювати реальні режими роботи енергосистеми з високою точністю, що робить результати таких досліджень достовірними та практично корисними.

У цьому розділі здійснено побудову математичної моделі однолінійної схеми лінії електропередачі з урахуванням шунтових реакторів, а також проведено числове моделювання процесів під час циклу трифазного АПВ. Отримані результати дають змогу оцінити вплив параметрів лінії та елементів компенсації на характер струмів і перенапруг у перехідних режимах.

3.1 Обґрунтування однолінійного підходу при симетричних режимах.

У більшості випадків при трифазному АПВ лінія електропередачі перебуває в умовах повної симетрії. Це означає, що параметри усіх трьох фаз ідентичні, а зовнішні впливи (напруга живлення, навантаження, процеси в лінії)

відбуваються одночасно та однаково у кожній фазі. За таких умов електричні величини у фазах відрізняються лише на фазовий кут у 120° , але мають однакову амплітуду та часову залежність.

Якщо система симетрична, то взаємні впливи між фазами взаємно компенсуються, і лінію можна розглядати як еквівалентну однолінійну систему. Тобто, замість повного трифазного опису достатньо проаналізувати одну довільно вибрану фазу, результати для якої будуть справедливими для решти двох із врахуванням зсуву фаз. Такий підхід значно спрощує математичну модель, не знижуючи її адекватності для випадків симетричного режиму роботи.

У теоретичному плані це еквівалентно переходу від трифазної системи до так званої системи симетричних складових. Для симетричного режиму залишається лише пряма послідовність, оскільки складові зворотної та нульової послідовностей дорівнюють нулю. Відтак, усі розрахунки можна виконувати для однолінійної схеми, яка представляє фазу прямої послідовності з параметрами R, L, C, G , які характерні для лінії.

Застосування однолінійної моделі особливо зручне під час дослідження процесів трифазного АПВ, оскільки у такому випадку комутація відбувається одночасно у всіх фазах, без зсуву в часі. Тобто миттєві значення напруг і струмів у фазах однакові за формою, тому хвильові процеси, які поширюються лінією, також ідентичні. Це дає змогу зосередитись на моделюванні однієї фази, не ускладнюючи модель непотрібним дублюванням рівнянь для решти фаз.

Водночас слід зазначити, що такий підхід є коректним лише для випадків повної симетрії системи – тобто за відсутності несиметричних навантажень, пошкоджень однієї або кількох фаз, а також при одночасному замиканні всіх полюсів вимикача. У разі асиметричних умов (наприклад, однофазне КЗ або неповне АПВ) необхідно переходити до повної трифазної моделі або застосовувати метод симетричних складових із врахуванням усіх трьох систем послідовностей.

Відтак, використання однолінійного підходу для моделювання трифазного АПВ є цілком виправданим. Воно дає змогу значно спростити математичний опис, зменшити обчислювальні витрати та зберегти точність результатів, які описують фізичну суть процесів у лінії електропередачі під час симетричних комутаційних режимів.

3.2 Розробка математичної моделі досліджуваного фрагмента мережі

Автоматичне повторне вмикання (АПВ) є одним із найефективніших способів покращання надійності електропостачання повітряними лініями надвисокої напруги. Дослідження процесів, які супроводжують цикл АПВ, зазвичай виконуються із застосуванням спеціалізованих технічних комплексів та вимірювальної апаратури, які дають змогу отримати докладні дані про перебіг перехідних явищ у системі. Проте, такі експериментальні роботи потребують значних матеріальних та часових витрат, тому використання математичного моделювання є більш доцільним та економічно ефективним інструментом аналізу.

При цьому важливим аспектом залишається забезпечення достатнього рівня адекватності моделі, особливо під час відтворення комутаційних процесів, коли у вимикачах виникає й розвивається електрична дуга. У подальших розрахунках перехідних процесів під час циклу АПВ буде використано розроблену математичну модель вимикача надвисокої напруги [14]. На основі цієї моделі виконано дослідження електромагнітних процесів у фрагменті електричної мережі з урахуванням роботи високовольтних вимикачів (рис. 3.1). Побудову моделі здійснено із застосуванням основних законів електротехніки та механіки.

На рисунку 3.1 показано заступну схему електричної мережі 750 кВ, яка з'єднує на паралельну роботу дві еквівалентовані електроенергетичні системи. Електроенергетичні системи еквівалентовані відповідними електрорушійними силами, внутрішніми активними опорами та індуктивностями.

Лінія електропередачі приведена у вигляді заступної схеми із розподіленими параметрами. Вимкнення струмів трифазних КЗ під час циклу АПВ здійснюватиметься елегазовим вимикачем.

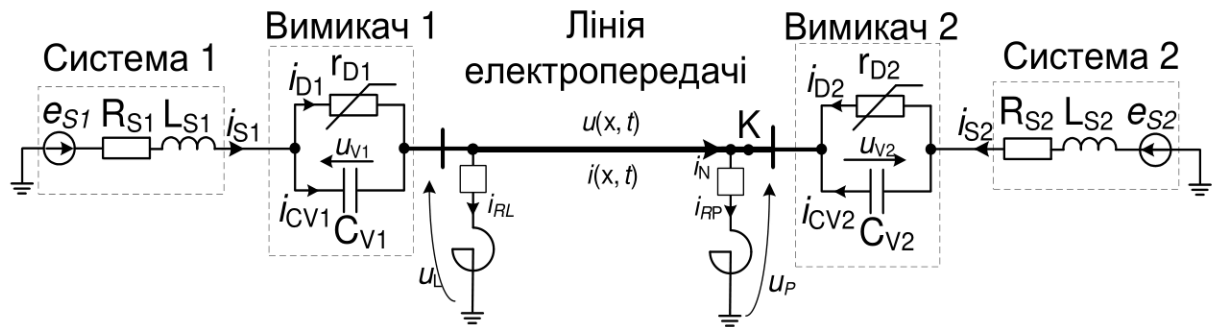


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема заміщення фрагмента електричної мережі

На основі законів електротехніки запишемо рівняння електромагнітного стану досліджуваного об'єкта:

$$\frac{di_{S1}}{dt} = \frac{1}{L_{S1}}(e_{S1} - R_{S1}i_{S1} - u_{V1} - u_L), \quad \frac{di_{S2}}{dt} = \frac{1}{L_{S2}}(e_{S2} - R_{S2}i_{S2} - u_{V2} - u_P); \quad (3.1)$$

$$\frac{di_{RL}}{dt} = \frac{1}{L_{RL}}(u_L - R_{RL}i_{RL}), \quad \frac{di_{RP}}{dt} = \frac{1}{L_{RP}}(u_P - R_{RP}i_{RP}); \quad (3.2)$$

$$\frac{du_{V1}}{dt} = \frac{1}{C_{V1}}\left(i_{S1} - \frac{u_{V1}}{r_{D1}}\right), \quad \frac{du_{V2}}{dt} = \frac{1}{C_{V2}}\left(i_{S2} - \frac{u_{V2}}{r_{D2}}\right); \quad (3.3)$$

$$\frac{\partial v}{\partial t} = (C_0 L_0)^{-1} \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} - (g_0 L_0 + C_0 R_0) v - g_0 R_0 u \right), \quad \frac{\partial u}{\partial t} = v, \quad (3.4)$$

де де $k = 1, 2$ – номер вимикача; R_{S1}, R_{S2} – активні опори систем 1 та 2, відповідно; L_{S1}, L_{S2} – індуктивності систем 1 та 2, відповідно; e_{S1}, e_{S2} – електрорушійні сили систем 1 та 2, відповідно; i_{S1}, i_{S2} – струми систем 1 та 2 відповідно; C_{V1}, C_{V2} – ємності конденсаторів, які увімкнені паралельно до розривів контактів вимикачів; r_{D1}, r_{D2} – опори еквівалентних дуг вимикачів 1 та 2, відповідно; $i(x, t)$ – струм у лінії; R_0, g_0, C_0, L_0 – розподілені параметри лінії; u_L – напруга на вимикачі 1 з боку лінії; u_P – напруга на вимикачі 2 з боку лінії; $u_{V,k}$ – напруга між виводами k -го вимикача.

Також, для моделювання переміщення контактів вимикача запишемо рівняння механічного стану:

$$\frac{d\Delta x_k}{dt} = V_{x,k}, \quad \frac{dV_{x,k}}{dt} = \frac{k_k \Delta x_k + 4F_{X,k} + k_{d,k} V_{x,k}}{m_k}, \quad k=1, 2; \quad (3.5)$$

де Δx_k – довжина шляху переміщення пружини k -го вимикача; k_k – коефіцієнт пружності пружини k -го вимикача; $V_{x,k}$ – швидкість переміщення пружини k -го вимикача; $F_{X,k}$ – виштовхувальна сила дуги однієї пари контактів k -го вимикача, зведена до системи координат руху пружини; m_k – приведена маса контактів k -го вимикача; $k_{d,k}$ – коефіцієнт дисипації k -го вимикача.

Рівняння електромагнітного стану (3.1) – (3.3) можуть бути проінтегровані практично будь-яким числовим методом за відомих початкових умов. Натомість з рівнянням (3.4) не все так просто. Це рівняння з частинними похідними, для розв’язку якого необхідно мати крайові умови. Спосіб розв’язку цього рівняння запропоновано у [14], він ґрунтується на застосуванні крайових умов Неймана (II роду), зокрема використанні рівняння, яке можна легко отримати за допомогою II закону Кірхгофа для електричних кіл із розподіленими параметрами:

$$-\frac{\partial u(x,t)}{\partial x} = R_0 i(x,t) + L_0 \frac{\partial i(x,t)}{\partial t}. \quad (3.6)$$

Дискретизуючи рівняння (3.4) та (3.6) використовуючи метод прямих, то отримаємо рівняння:

$$\frac{dv_j}{dt} = (C_0 L_0)^{-1} \left(\frac{u_{j-1} - 2u_j + u_{j+1}}{(\Delta x)^2} - (g_0 L_0 + C_0 R_0) v_j - g_0 R_0 u_j \right), \quad \frac{du_j}{dt} = v_j, \quad j=1, \dots, N; \quad (3.7)$$

$$-\frac{u_{j+1} - u_{j-1}}{2\Delta x} = R_0 i_j + L_0 \frac{di_j}{dt}; \quad (3.8)$$

$$u_1 = u(x,t)|_{x=0}, \quad u_N = u(x,t)|_{x=l}. \quad (3.9)$$

Аналізуючи рівняння (3.7) та (3.8) бачимо, що для знаходження напруг першого та останнього дискретних вузлів лінії потрібно знайти невідомі напруги у фіктивних вузлах u_0 та u_{N+1} .

Застосувавши перший закон Кірхгофа до схеми, представленої на рис. 3.1, та враховуючи еквівалентну модель лінії з розподіленими параметрами, запишемо рівняння стаціонарних зв’язків

$$i_{S1} - i_1 - i_{1C} - i_{1g} - i_{RL} = 0, \quad i_N - i_{RP} + i_{S2} = 0,$$

$$i_{1g} = \Delta x g_0 u_1, \quad i_{1C} = \Delta x C_0 \frac{du_1}{dt} = \Delta x C_0 v_1, \quad (3.10)$$

де i_{1C} , i_{1g} – струми витоку вузла №1 просторової дискретизації лінії.

Тепер візьмемо похідні по часу для кожного рівняння з набору (3.10), врахувавши відповідні початкові умови:

$$\begin{aligned} \frac{di_{S1}}{dt} - \frac{di_1}{dt} - \frac{di_{1C}}{dt} - \frac{di_{1g}}{dt} - \frac{di_{RL}}{dt} &= 0, \quad \frac{di_N}{dt} - \frac{di_{RP}}{dt} + \frac{di_{S2}}{dt} = 0, \\ \frac{di_{1g}}{dt} &= \Delta x g_0 v_1, \quad \frac{di_{1C}}{dt} = \Delta x C_0 \frac{dv_1}{dt}. \end{aligned} \quad (3.11)$$

Використовуючи вираз (3.8) як вихідну залежність, запишемо співвідношення, які визначають струм у першій та в останній гілках лінії:

$$\begin{aligned} \frac{di_1}{dt} &= \frac{1}{L_0} \left(\frac{u_0 - u_2}{2\Delta x} - R_0 i_1 \right), \quad \frac{di_N}{dt} = \frac{1}{L_0} \left(\frac{u_{N-1} - u_{N+1}}{2\Delta x} - R_0 i_N \right), \\ \frac{di_N}{dt} &= \frac{1}{L_0 \Delta x} (u_N - \Delta x R_0 i_N - u_P). \end{aligned} \quad (3.12)$$

Перше та друге рівняння у системі (3.12) отримані шляхом дискретизації рівняння (3.6) методом прямих із застосуванням центральної апроксимації похідної, тоді як третє рівняння випливає із застосування другого закону Кірхгофа до останнього контуру заступної моделі лінії з розподіленими параметрами (рис. 3.1).

Підставивши у перше рівняння системи (3.11) відповідно перше рівняння з (3.1), перше рівняння з (3.2), третє й четверте рівняння з (3.11) та перший вираз із (3.12), отримаємо наступне співвідношення:

$$\frac{1}{L_{S1}} (e_{S1} - R_{S1} i_{S1} - u_{V1} - u_L) - \frac{1}{L_0} \left(\frac{u_0 - u_2}{2\Delta x} - R_0 i_1 \right) - \Delta x C_0 \frac{dv_1}{dt} - \Delta x g_0 v_1 - \frac{1}{L_{RL}} (u_L - R_{RL} i_{RL}) = 0. \quad (3.13)$$

Далі, враховуючи рівняння (3.7), записане для першого дискретного вузла лінії, а також приймаючи до уваги, що $u_1 = u_L$, отримаємо вираз

Вираз для знаходження напруги у фіктивному вузлі на початку лінії (Система 1) має наступний вигляд:

$$u_0 = \frac{2\Delta x L_0}{3} \left[\frac{1}{L_{S1}} (e_{S1} - R_{S1} i_{S1} - u_{V1}) + \left(\frac{\Delta x g_0 R_0}{L_0} + \frac{2}{L_0 \Delta x} - \frac{1}{L_{S1}} - \frac{1}{L_{RL}} \right) u_1 - \right. \\ \left. - \frac{1}{2\Delta x L_0} u_2 + \left(\frac{\Delta x (g_0 L_0 + C_0 R_0)}{L_0} - \Delta x g_0 \right) v_1 + \frac{R_0}{L_0} i_1 + \frac{R_{RL}}{L_{RL}} i_{RL} \right], \quad (3.14)$$

де $u_1 = u_L$ – напруга на першому вузлі дискретизованої лінії (початок лінії); i_1 – струм першої вітки дискретизованої лінії.

Вираз (3.14) дає змогу обчислити значення фіктивної напруги на початку лінії.

Прирівнявши між собою друге та третє рівняння в (3.12), отримаємо:

$$\frac{1}{L_0} \left(\frac{u_{N-1} - u_{N+1}}{2\Delta x} - R_0 i_N \right) = \frac{1}{L_0 \Delta x} (u_N - \Delta x R_0 i_N - u_P). \quad (3.15)$$

Звідки отримуємо напругу у фіктивному вузлі з правого боку лінії

$$u_{N+1} = 2\Delta x L_0 \left[\frac{1}{2\Delta x L_0} u_{N-1} - \frac{1}{L_0 \Delta x} (u_N - \Delta x R_0 i_N - u_P) \right]. \quad (3.16)$$

Аналізуючи вираз (3.16) бачимо, що у ньому фігурує напруга на шинах реактора з правого боку лінії (u_P – напруга на вимикачі 2, з боку лінії; $u_P \neq u_N$) (Система 2). Щоб знайти значення цієї напруги, підставимо у друге рівняння з (3.11) третє рівняння з (3.12) разом із другими рівняннями з (3.1) та (3.2), після чого одержимо:

$$\frac{1}{L_0 \Delta x} (u_N - \Delta x R_0 i_N - u_P) - \frac{1}{L_{RP}} (u_P - R_{RP} i_{RP}) - \frac{1}{L_{S2}} (e_{S2} - R_{S2} i_{S2} - u_{V2} - u_P) = 0, \quad (3.17)$$

звідки

$$u_P = \frac{L_0 \Delta x L_{RP} L_{S2}}{L_{RP} L_{S2} + L_0 \Delta x (L_{RP} + L_{S2})} \left[\frac{1}{L_0 \Delta x} u_N - \frac{R_0}{L_0} i_N + \frac{1}{L_{S2}} (u_{V2} + R_{S2} i_{S2} - e_{S2}) + \frac{R_{RP}}{L_{RP}} i_{RP} \right]. \quad (3.18)$$

Підставивши (3.16) в (3.7) кінцево отримаємо вираз для знаходження напруги у фіктивному вузлі дискретизованої лінії з правого боку.

$$u_{N+1} = 2\Delta x L_0 \left\{ \frac{1}{2\Delta x L_0} u_{N-1} - R_0 i_N - \frac{1}{L_0 \Delta x} \left[u_N - \right. \right.$$

$$\begin{aligned}
& -\Delta x R_0 i_N - \left(\frac{L_0 \Delta x L_{RP} L_{S2}}{L_{RP} L_{S2} + L_0 \Delta x (L_{RP} + L_{S2})} \left(\frac{1}{L_0 \Delta x} u_N - \right. \right. \\
& \left. \left. - \frac{R_0}{L_0} i_N + \frac{1}{L_{S2}} (u_{V2} + R_{S2} i_{S2} - e_{S2}) + \frac{R_{RP}}{L_{RP}} i_{RP} \right) \right) \Bigg\}. \quad (3.19)
\end{aligned}$$

Комутаційні процеси під час циклу АПВ розраховуємо із використанням розробленої математичної моделі вимикача.

Вимикачі 750 кВ складають із двох модулів, кожен модуль має по дві пари контактів, тому фактично заступна схема вимикача складається із чотирьох послідовно увімкнених паралельно з'єднаних заступних схем одного розриву. В цих схемах активний опір r_D моделює горіння дуги, а ємність моделює наявні конденсатори, які увімкнені паралельно до розриву вимикача для вирівнювання напруги між ними рис. 3.2.

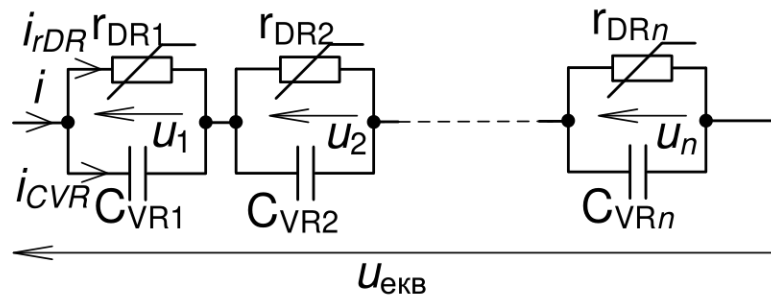


Рисунок 3.2 – Електрична схема заміщення вимикача

За умови синхронної роботи модулів та однакових ємностей між контактами вимикача схему заміщення 3.2 можемо еквівалентувати такою схемою:

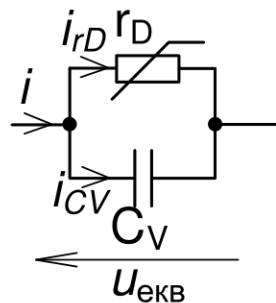


Рисунок 3.3 – Еквівалентна електрична схема заміщення вимикача

Кожен розрив у схемі компенсується підключенням конденсатора ємністю 1600 пФ [15], тому еквівалентна ємність одного полюса дорівнює 400 пФ.

Опір дуги залежить від відстані між контактами вимикача, яка розраховується з рівнянь (3.5). Для апроксимації залежності r_D від відстані між контактами вимикача ми застосували кубічні інтерполяційні сплайни:

$$r_{D_{0 \div 0,01}} = 0,1 + 21990 \Delta y_{0 \div 0,01}; \quad (3.20)$$

$$r_{D_{0,01 \div 0,02}} = 220 + 21990(\Delta y_{0,01 \div 0,02} - 0,01) + 8,01 \cdot 10^7 (\Delta y_{0,01 \div 0,02} - 0,01)^3; \quad (3.21)$$

$$r_{D_{0,02 \div 0,07}} = 520 + 46020(\Delta y_{0,02 \div 0,07} - 0,02) + 2,403 \cdot 10^6 (\Delta y_{0,02 \div 0,07} - 0,02)^2 + 3,6886 \cdot 10^{10} (\Delta y_{0,02 \div 0,07} - 0,02)^3. \quad (3.22)$$

Графічне відображення інтерполяційних сплайнів представлено на рисунку 3.4. Вони спочатку демонструють повільне зростання (моделюючи горіння дуги), а при збільшенні проміжку між контактами понад 0,02 м їх зміна набуває різко вираженого нелінійного характеру, що свідчить про процес згасання електричної дуги.

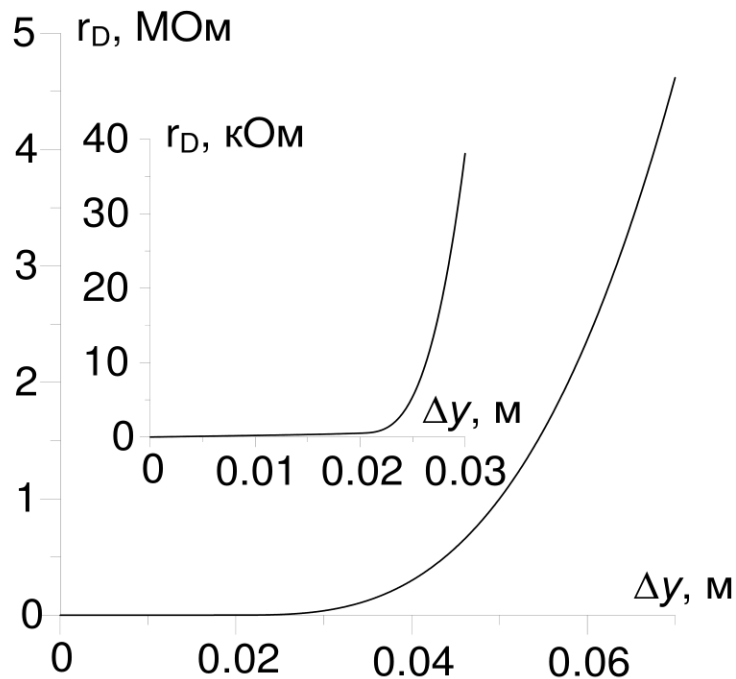


Рисунок 3.4 – Залежність опору між контактами вимикача від відстані між ними

Сумісному інтегруванню підлягає система диференціальних рівнянь (3.1) – (3.3), (3.5), (3.7), (3.8) з урахуванням (3.9), (3.14), (3.19) – (3.22).

3.3 Розробка алгоритму роботи програмного коду

Розроблений програмний код базується на використанні неявного методу Ейлера, який належить до стійких чисельних методів, які придатні для розв'язання жорстких диференціальних рівнянь. Обчислення наступного стану системи здійснюється з урахуванням даних на новому часовому кроці [16].

Послідовність виконання обчислень є такою:

1. Задання вихідних даних та параметрів моделі. На початковому етапі здійснюється ініціалізація змінних, які описують параметри досліджуваної лінії (активний та індуктивний опори, ємність, початкові значення струмів та напруг). Також визначаються початкові умови, тривалість моделювання та розмір кроку інтегрування.

2. Вибір кроку інтегрування та запуск обчислювального циклу. Після встановлення величини часової дискретизації створюється ітераційний цикл, у межах якого здійснюється послідовне обчислення значень змінних до моменту досягнення заданого кінцевого часу.

3. Реалізація неявної схеми Ейлера. На кожному часовому кроці відбувається розв'язання нелінійної системи рівнянь, яка зв'язує значення змінних на поточному та наступному кроках. Для цього використовуються значення попереднього кроку як початкове наближення, після чого проводиться уточнення результатів за допомогою ітераційного розв'язку.

4. Ітераційне уточнення результатів. У середині кожного кроку інтегрування застосовується процедура ітерацій, яка дає змогу отримати збіжне рішення системи рівнянь. Після досягнення заданої точності обчислень алгоритм переходить до наступного кроку часу.

5. Формування та збереження результатів. Для кожного кроку інтегрування здійснюється запис розрахованих значень напруг, струмів та інших параметрів у вихідний файл або їх візуалізація на екрані у вигляді графіків чи таблиць.

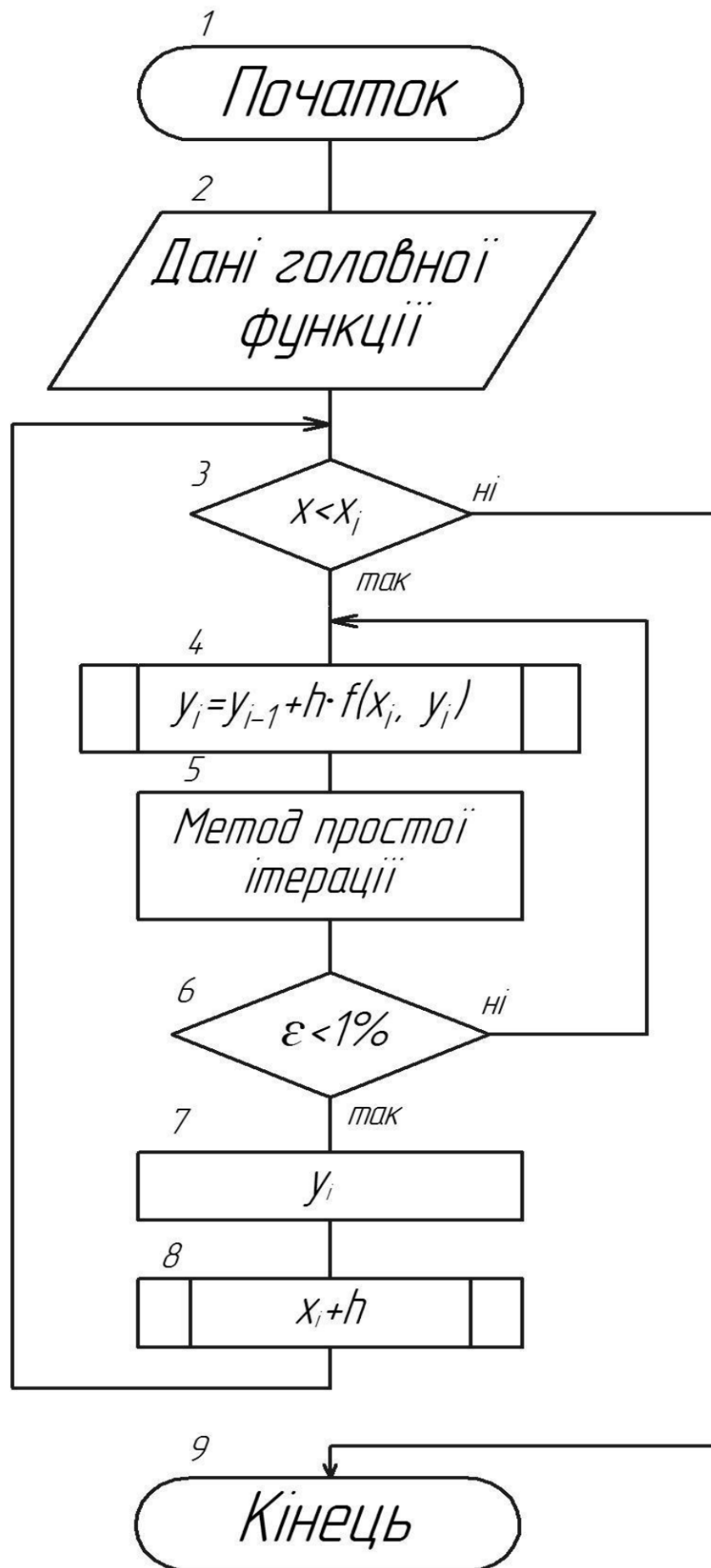


Рисунок 3.5 – Структурна схема розробленого алгоритму

6. Завершення роботи програми. Після досягнення граничного часу моделювання виконується завершення циклу, обробка отриманих даних і формування підсумкових результатів розрахунку.

Відповідно, для чисельного інтегрування наведених вище рівнянь було створено алгоритм роботи та реалізовано програмний код за допомогою алгоритмічної мови програмування *Фортран*. Структурну схему алгоритму подано на рисунку 3.5, а фрагмент програмного коду наведено в Додатку А.

3.4 Аналіз результатів комп'ютерної симуляції

Наведені нижче параметри елементів схеми заміщення, поданої на рисунку 3.1, відповідають характеристикам фрагмента реальної електричної мережі напругою 750 кВ. Дана мережа включає лінію електропередачі довжиною 476 км, яка з'єднує підстанцію «Західноукраїнська» (Україна) з підстанцією «Альбертірша» (Угорщина). Параметри окремих елементів мають такі значення: $e_{S1} = 612 \sin(\omega t + 21,2^\circ)$ кВ, $e_{S2} = 600 \sin(\omega t + 0,57^\circ)$ кВ, $R_{S1} = 2,01$ Ом, $R_{S2} = 2,3$ Ом, $L_{S1} = 0,158$ Гн, $L_{S2} = 0,138$ Гн, $R_0 = 1,9 \cdot 10^{-5}$ Ом/м, $L_0 = 9,24 \cdot 10^{-7}$ Гн/м, $C_0 = 1,3166 \cdot 10^{-11}$ Ф/м, $g_0 = 3,25 \cdot 10^{-11}$ См/м, $C_{V1} = C_{V2} = 400 \cdot 10^{-12}$ Ф, $R_{RL} = R_{RP} = 3,415$ Ом, $L_{RL} = L_{RP} = 5,974$ Гн, $k = 650000$ Н/м (для пружини, яка працює на вимкнення), $k = 180000$ Н/м (для пружини, яка працює на ввімкнення), $m = 10$ кг, $BO = 0,13$ м, $AB = 0,11$ м, $e = 0,13$ м, $B'O = 0,6$ м, $A'B' = 0,2$ м, $e_1 = 0,13$ м, $\psi = 86,5^\circ$, $\Delta x_{gran} = 0,16$ м, $\Delta y_{gran} = 0,06$ м, $F_X = 0$ Н, $k_d = 0$ Нс/м.

Комп'ютерне моделювання було здійснено з метою аналізу перехідних процесів у циклі автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) для випадку віддаленого короткого замикання. Послідовність виконання симуляції мала такий вигляд.

На першому етапі система була виведена в усталений робочий режим. Починаючи з моменту часу $t = 0,2$ с, у точці K (див. рис. 3.1) моделювався процес трифазного короткого замикання. Через 0,043 с після цього (що від-

повідляє сумі часу спрацювання релейного захисту та власного часу вимкнення вимикача) відбулося відмикання лінії вимикачем.

Після повного припинення струму короткого замикання розпочався відлік часу безструмової паузи. Для швидкодіючого вимикача, прийнятого у моделі, її тривалість відповідно до циклу АПВ становила 0,3 с. У момент $t = 0,564$ с автоматично розпочалося повторне вмикання лінії, під час якого контакти вимикача почали замикатися (власний час увімкнення входив до складу безструмової паузи). Через 0,02 с після початку операції вмикання релейний захист зафіксував неуспішне АПВ, тобто повторне замикання лінії на стале коротке замикання. Далі розпочався відлік часу спрацювання захисту (0,02 с) та власного часу вимкнення вимикача (0,02 с), після чого, у момент $t = 0,624$ с, лінія була повторно відімкнена.

На рисунку 3.6 показано фазний струм від системи 1, який протікав через вимикач. В усталеному режимі амплітудне значення струму становило приблизно 1,2 кА. Після виникнення короткого замикання в момент $t = 0,2$ с на кінці лінії спостерігався ударний струм амплітудою 6,23 кА. У момент $t = 0,243$ с (через 0,043 с після появи КЗ) розпочалося розмикання контактів вимикача. Приблизно через 0,021 с від початку цього процесу ($t = 0,264$ с) значення фазного струму, який протікав через вимикач, зменшилося майже до нуля. Після виконання автоматичного повторного вмикання (АПВ), коли лінія знову була підключена до сталого короткого замикання, амплітуда ударного фазного струму досягла 3,7 кА, після чого лінія повторно відключилася.

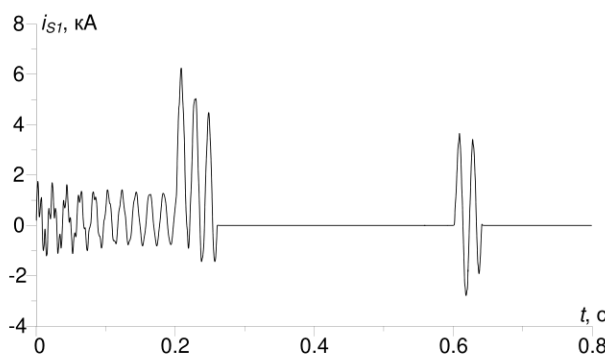


Рисунок 3.6 – Струм i_{S1} від системи 1 через вимикач 1

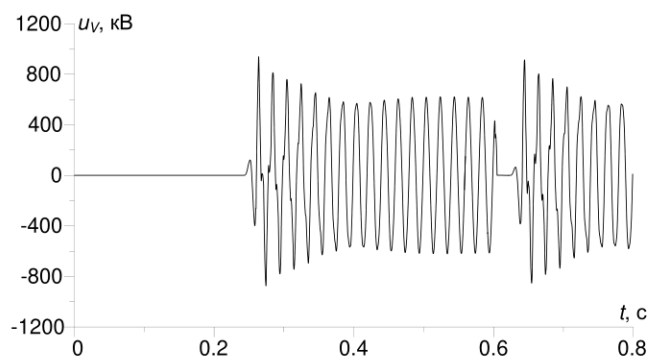


Рисунок 3.7 – Напруга між контактами вимикача 1

Перехідний процес зміни напруги між контактами вимикача наведено на рисунку 3.7. Доцільно розглядати його спільно з рисунком 3.6 для повнішого аналізу процесів комутації. Із графіка видно, що після відмикання вимикача напруга між його контактами зросла до 930 кВ, що становить 1,44 $U_{m.p.}$. Після цього спостерігається зменшення напруги до рівня напруги системи 1. Значення коефіцієнта амплітуди 1,44 пояснюється тим, що на момент початку комутації струм мав величину близько 1 кА. Під час безструмової паузи АПВ напруга знизилася до нуля, а після повторного вмикання та наступного вимкнення її зміна мала подібний характер до першого випадку.

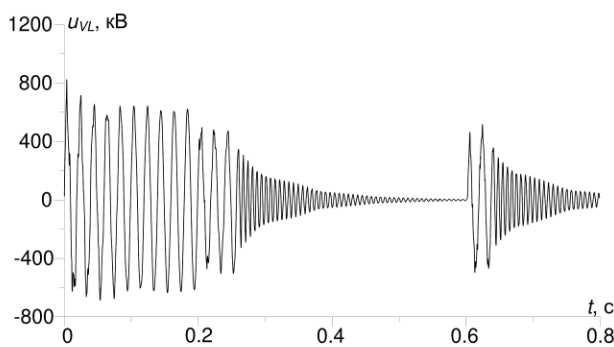


Рисунок 3.8 – Фазна напруга на вимикачі 1 з боку лінії

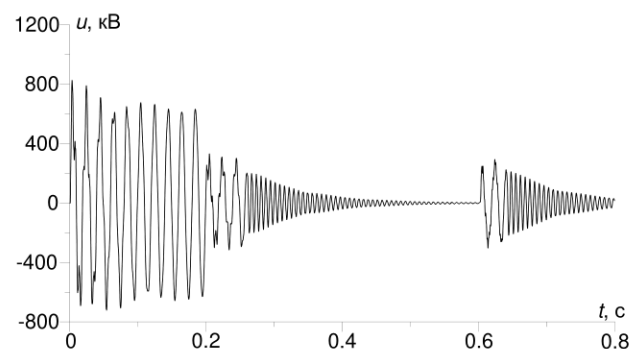


Рисунок 3.9 – Фазна напруга по середині лінії

На рисунку 3.8 представлено зміну фазної напруги на вимикачі з боку лінії. З аналізу графіка бачимо, що до виникнення короткого замикання амплітудне значення напруги становило приблизно 610 кВ. Під час КЗ на кінці лінії амплітуда зменшилася до 460 кВ, а після вимкнення лінії – до 380 кВ. Далі спостерігався перехідний процес затухаючих вільних коливань, у результаті якого напруга поступово зменшувалася до нуля. Після повторного вимкнення лінії характер зміни напруги залишився аналогічним попередньому випадку.

На графіках, наведених на рисунках 3.9 та 3.10, представлено часові зміни фазної напруги та струму у серединній частині лінії електропередачі. З аналізу рисунка 3.9 видно, що у міру наближення до точки короткого замикання спостерігається зниження амплітуди фазної напруги – з початкового рівня 460 кВ до приблизно 300 кВ. Як видно з рисунків 3.9 та 3.10, після відмикання аварійної ділянки як напруга, так і струм демонструють затухаючі

вільні коливання, які з часом зникають. Таку поведінку можна пояснити поступовим вивільненням енергії, накопиченої у ємнісних та індуктивних елементах лінії.

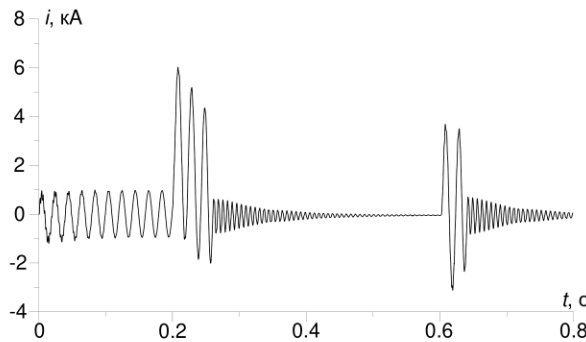


Рисунок 3.10 – Фазний струм по середині лінії

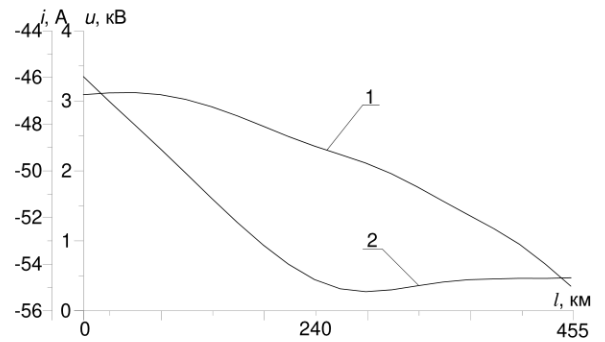


Рисунок 3.11 Розподіл напруги (1) та струму (2) в лінії в момент часу $t = 0,594$ с

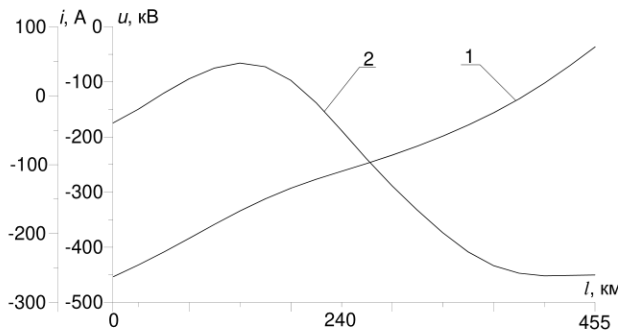


Рисунок 3.12 – Розподіл напруги (1) та струму (2) по довжині лінії в момент часу $t = 0,614$ с

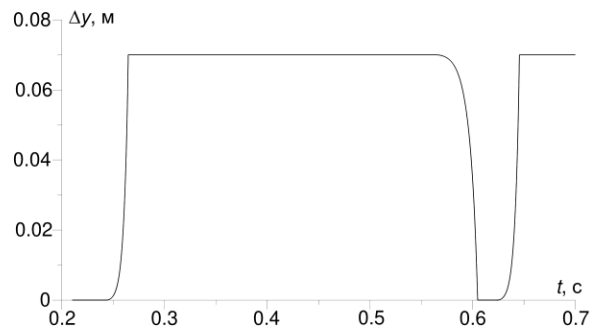


Рисунок 3.13 – Переміщення контакту одного розриву вимикача 1

На рисунках 3.11 та 3.12 наведено просторові профілі розподілу електричної напруги та струму у лінії електропередачі у моменти часу $t = 0,594$ с та $t = 0,614$ с, відповідно. З аналізу графіків видно, що через 0,03 с після початку подачі напруги на ділянку з коротким замиканням максимальне миттєве значення напруги спостерігається на початку лінії – близько 3 кВ – і поступово зменшується до нуля у напрямку до точки замикання, тобто до кінця лінії. У той самий момент фазний струм на вході у лінію становить 47 А, а на її кінці – приблизно 60 А. Після повторного вмикання вимикача (див. рис. 3.12) миттєве значення напруги на початку лінії досягає 450 кВ і, як і раніше, зменшується до нуля на її кінці. Щодо струму, то його миттєве значення на вході становить 50 А, а на виході – зростає до 270 А. Такий характер розподілу електричних параметрів уздовж лінії пояс-

нюється хвильовою природою перехідних електромагнітних процесів, що виникають у довгих лініях передачі.

На рисунку 3.13 показано, як змінюється відстань між контактами одного з розривів вимикача залежно від часу. Графік демонструє нелінійний характер переміщення, і згідно з заданими параметрами пристрою, тривалість розмикання контактів становить 0,021 с, а замикання – 0,043 с. Ці значення узгоджуються з технічними характеристиками вимикача, що додатково підтверджує коректність обраної моделі механічного переміщення контактних елементів.

Розроблена однолінійна математична модель є найбільш ефективною при дослідженні симетричних режимів роботи повітряних ліній електропередач надвисокої напруги, зокрема у циклі трифазного АПВ. За таких умов усі три фази системи мають однакові параметри, а комутаційні процеси відбуваються одночасно, що дає змогу розглядати лише одну фазу без втрати точності результатів. Це суттєво спрощує обчислення та забезпечує збереження фізичної адекватності моделі.

Найвищу точність і практичну користь модель демонструє під час аналізу довгих ліній високої та надвисокої напруги з розподіленими параметрами, довжина яких перевищує 300 км. Саме для таких об'єктів хвильові процеси мають значний вплив на характер перехідних явищ, а затримка поширення електромагнітних хвиль є порівнянною з часовими константами комутаційних апаратів. Модель дає змогу достовірно оцінити аперіодичні складові струмів, комутаційні перенапруги, вплив шунтових реакторів та ефективність засобів їх компенсації, таких як напередувімкнені резистори.

Завдяки врахуванню динаміки вимикача та моделі електричної дуги, запропонований підхід забезпечує можливість відтворення складних нестационарних процесів під час циклу АПВ, включно з моментами запалення і гасіння дуги, впливом ємнісних зв'язків та взаємодією лінії з обмежувачами перенапруг.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Фізичні процеси під час стікання струму в землю

Стікання струму в землю відбувається через провідник, який перебуває з нею у безпосередньому контакті. Такий контакт може бути випадковим чи навмисним. В останньому випадку провідник або група з'єднаних між собою провідників, що перебуває у контакті із землею, називається заземлювачем. Одиночний провідник, який перебуває у контакті із землею, називається одиначним заземлювачем, або заземлювальним електродом (іноді просто електродом), а заземлювач, який складається з кількох паралельно з'єднаних електродів, називається груповим або складним заземлювачем.

Причинами стікання струму у землю є замикання струмовідної частини на заземлений корпус електричного устаткування, падіння проводу на землю, використання землі як проводу тощо. В усіх цих випадках відбувається різке зниження потенціалу з φ_z (тобто напруги відносно землі) заземленої струмовідної частини до значення, яке рівне добутку струму I_z , який стікає в землю, на опір, який цей струм зустрічає на своєму шляху, тобто на опір заземлювача розтіканню струму R_z [17]:

$$\varphi_z = I_z \cdot R_z. \quad (4.1)$$

Це явище, дуже сприятливе за умовами безпеки, використовують як засіб захисту від ураження струмом з випадковою появою напруги на металевих неструмовідних частинах, які з цією метою заземлюють. Однак поряд зі зниженням потенціалу заземленої струмовідної частини, при стіканні струму у землю виникають й негативні явища, а саме поява потенціалів на заземлювачі і металевих частинах, які перебувають у контакті з ним, а також на поверхні ґрунту навколо місця стікання струму в землю. Різниці потенціалів окремих точок кола струму, які виникають при цьому, у тому числі точок на поверхні землі, можуть досягати великих значень і становити небезпеку для людини. Значення потенціалів, а отже, і обумовлена ними небезпека уражен-

ня людини струмом залежать від багатьох факторів: величини струму, що стікає у землю; форми, розмірів, кількості та взаємного розташування електродів, які складають груповий заземлювач; питомого опору ґрунту тощо. Впливаючи на деякі з цих факторів, можна знизити різниці потенціалів, що діють на людину, до безпечних значень. Проаналізуємо стікання струму в землю через одиночний заземлювач.

Стікання струму в землю супроводжується виникненням потенціалів на заземлювачі і на поверхні землі навколо нього. Розглянемо, від чого залежить величина цих потенціалів і яким є характер їх розподілу на поверхні землі на прикладі стікання струму в землю через найпростіший заземлювач – півкулю радіусом r . Через цю півкулю в землю стікає струм I_3 , який подається на заземлювач за допомогою ізолюваного провідника (рис. 4.1).

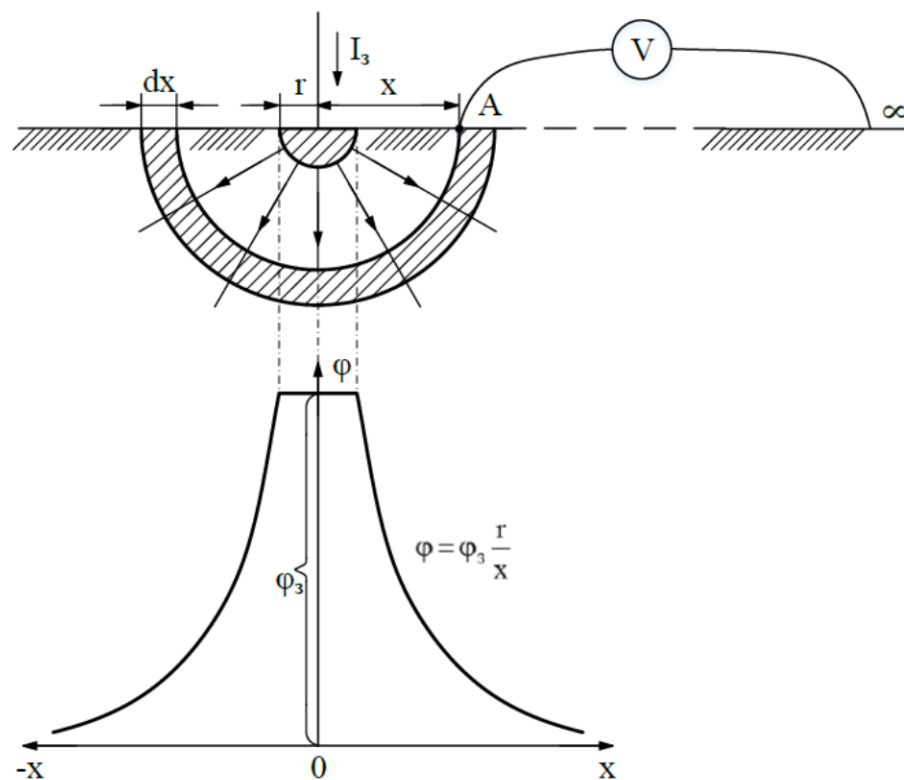


Рисунок 4.1 – Розподіл потенціалу на поверхні землі навколо півкульового заземлювача [18]

Слід зазначити, що такі заземлювачі в практиці майже не застосовуються. Але вони зручні при викладанні питання, яке розглядається, оскільки при цьому значно спрощуються математичні викладки. Для спрощення буде-

мо вважати, що земля в усьому своєму об'ємі однорідна, тобто має в будь-якій точці однаковий питомий опір ρ . У цьому випадку струм у землі буде розтікатися від півкулі рівномірно та симетрично в усі боки (по радіусах) і густина його в землі буде зменшуватися з віддаленням від заземлювача (зі збільшенням перерізу шару землі, через який проходить струм).

На відстані x від центра півкулі густина електричного струму складає:

$$j = \frac{I_3}{2 \cdot \pi \cdot x^2}. \quad (4.2)$$

У землі, де проходить струм, виникає так зване поле розтікання струму. Теоретично воно поширюється до безмежності. Проте у реальних умовах уже на відстані 20 м від заземлювача переріз шару землі, через який проходить струм, виявляється настільки великим, що густина струму тут практично дорівнює нулю.

При постійному струмі, а також при змінному струмі частотою 50 Гц поле розтікання можна розглядати як стаціонарне електричне поле, в якому густина електричного струму прямо пропорційна напруженості електричного поля:

$$\vec{j} = \frac{\vec{E}}{\rho}. \quad (4.3)$$

Неважко помітити, що це співвідношення є законом Ома в диференціальній формі. При цьому лінії напруженості збігаються з лініями густини електричного струму, які у випадку, що розглядається, збігаються з радіусами заземлювача. Як відомо, напруженість електричного поля дорівнює спаду напруги, віднесеного до одиниці довжини лінії напруженості поля, тобто на одиниці шляху, що збігається з лінією напруженості поля. У даному випадку:

$$E = \frac{dU}{dx}, \quad (4.4)$$

де dU – спад напруги в елементарному шарі землі товщиною dx .

На підставі сказаного легко визначити потенціал будь-якої точки на поверхні землі, наприклад, точки А, яка розташована на відстані x від центра заземлювача. Величина потенціалу дорівнює спаду напруги в ґрунті на діля-

нці від x до безмежності:

$$\varphi = \int_x^{\infty} dU. \quad (4.5)$$

Розв'язавши цей інтеграл, отримуємо рівняння для потенціалу точки А, тобто рівняння потенціальної кривої:

$$\varphi = \frac{I_z \cdot \rho}{2 \cdot \pi \cdot x}. \quad (4.5)$$

Мінімальний потенціал, тобто $\varphi = 0$, буде мати точка, яка розташована від заземлювача на відстані $x = \infty$. Практично область нульового потенціалу починається на відстані 20 м від заземлювача. Максимальний потенціал буде при найменшому значенні x , яке дорівнює радіусу заземлювача, тобто безпосередньо на заземлювачі.

Отже, потенціал на поверхні землі навколо півкульового заземлювача змінюється за законом гіперболи, зменшуючись від максимального значення до нуля з віддаленням від заземлювача (рис. 3.1). Очевидно, що для цього випадку екіпотенціальні лінії на поверхні землі являють собою концентричні кола, центром яких є центр заземлювача. У реальних умовах, коли ґрунт навколо заземлювача неоднорідний, екіпотенціальні лінії можуть значно відрізнятися від концентричних кіл, і при віддаленні від заземлювача потенціал буде змінюватися не за гіперболою, а за якоюсь іншою кривою.

4.2 Модель процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні обладнання на підстанції

Методикою оцінки рівня небезпеки робочих місць, машин, виробничих процесів та окремих виробництв передбачено пошук об'єктивного критерію рівня небезпеки для конкретного об'єкта [19]. Таким показником вибрано імовірність виникнення аварії, травми залежно від явища, яке досліджується.

Для побудови логіко-імітаційної моделі процесу, формування і виникнення аварії та травми у процесі обслуговування обладнання підприємства

оцінюють відповідні небезпечні події. Кожній із них присвоємо ймовірність виникнення. Ймовірності виникнення представлено у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Ймовірності виникнення подій

Шифр	Назва події	Ймовірність
P_1	Відсутність захисного заземлення	0,02
P_2	Пошкодження захисного заземлення	0,04
P_3	Спрацювання складових захисту	0,1
P_4	Неправильна експлуатація захисту	0,02
P_5	Відсутність профілактичних заходів	0,2
P_6	Відсутність захисного щита	0,12
P_7	Недотримання правил вибору взуття	0,15
P_8	Незнання правил техніки безпеки	0,1
P_9	Відсутність засобів індивідуального захисту	0,2
P_{10}	Легковажність	0,08

На основі представлений у таблиці подій будемо матрицю логічних взаємозв'язків між окремими пунктами, графічна інтерпретація якої представлена на рисунку 4.2.

Розрахуємо ймовірності виникнення подій, які формують логіко-імітаційну модель процесів створення мікрокліматичних умов. Розглянемо травмонебезпечну ситуацію, яка виникає за умови роботи працівників із електронебезпекою.

Для прикладу, підставивши дані ймовірностей базових подій у формулу, отримаємо ймовірність події 13:

$$P_{13} = P_1 + P_2 - P_1 \cdot P_2 = 0,2 + 0,4 - 0,2 \cdot 0,4 = 0,0592.$$

Аналогічним чином визначаємо ймовірності інших подій:

$$P_{11} = P_4 + P_5 - P_4 \cdot P_5 = 0,3 + 0,4 - 0,3 \cdot 0,4 = 0,118;$$

$$P_{12} = P_6 + P_7 - P_6 \cdot P_7 = 0,3 + 0,5 - 0,3 \cdot 0,5 = 0,252;$$

$$P_{16} = P_9 + P_{10} - P_9 \cdot P_{10} = 0,2 + 0,15 - 0,2 \cdot 0,15 = 0,264;$$

$$P_{14} = P_{11} \cdot P_5 = 0,118 \cdot 0,2 = 0,0236;$$

$$P_{15} = P_{12} \cdot P_8 = 0,252 \cdot 0,1 = 0,0252;$$

$$P_{17} = P_{13} + P_{14} - P_{13} \cdot P_{14} = 0,592 + 0,0236 - 0,592 \cdot 0,0236 = 0,0814;$$

$$P_{18} = P_{15} \cdot P_{16} = 0,264 \cdot 0,0252 = 0,0065;$$

$$P_{19} = P_{17} + P_{18} - P_{17} \cdot P_{18} = 0,0065 + 0,0814 - 0,0065 \cdot 0,0814 = 0,0873;$$

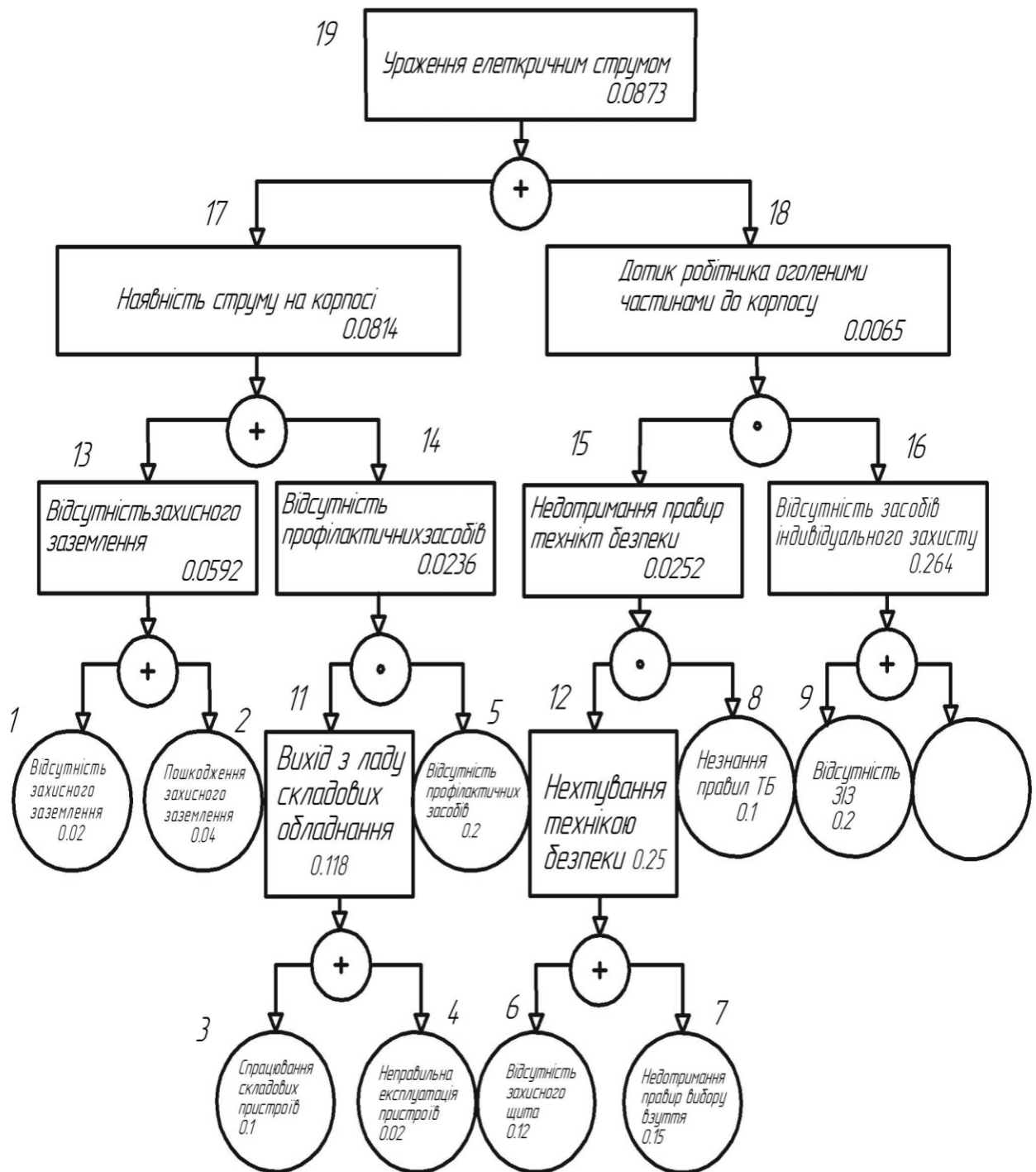


Рисунок 4.2 – Логіко-імітаційна модель процесу виникнення травми при обслуговуванні обладнання на підстанції

Відтак, бачимо, що імовірність ураження електричним струмом працівника є досить малою і становить $P_{19} = 0,0873$.

4.3 Розробка заходів із питань безпеки в надзвичайних ситуаціях

Надзвичайні ситуації техногенного характеру в електроенергетичних системах виникають унаслідок аварій на електричних мережах, коротких замикань, відмов релейного захисту, порушення режимів роботи електростанцій, підстанцій або ліній електропередачі. Особливо небезпечними є аварії, пов'язані з пошкодженням високовольтних елементів під час роботи систем автоматичного повторного ввімкнення (АПВ), оскільки в цей період мережа перебуває у несталому стані з підвищеними електромагнітними перенапругами.

Метою розробки заходів безпеки в надзвичайних ситуаціях є запобігання травмуванню персоналу, мінімізація пошкоджень електротехнічного обладнання та забезпечення швидкого відновлення нормального режиму роботи мережі після аварійних подій [20].

Для об'єктів електроенергетики, де застосовується АПВ, характерними є такі потенційно небезпечні події:

- короткі замикання на лініях електропередачі, які супроводжуються дуговими розрядами та термічним руйнуванням ізоляції;
- займання або вибухи в комутаційних апаратах унаслідок помилкового ввімкнення пошкодженої ділянки;
- ураження електричним струмом персоналу під час обслуговування обладнання, яке перебуває під напругою після помилкової дії АПВ;
- виникнення пожеж на трансформаторах, вимикачах або у кабельних галереях;
- обрив або падіння проводів під час грози чи механічних пошкоджень опор, що створює небезпеку ураження електричним струмом для сторонніх осіб.

Основні організаційні та технічні заходи.

1. Планування дій у надзвичайних ситуаціях. На енергетичному об'єкті розробляється «План локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і наслідків аварій» (ПЛАС), який визначає порядок дій персоналу при коротких замикан-

нях, загоряннях, вибухах, відмовах АПВ або релейного захисту. У плані передбачаються способи знеструмлення пошкодженої ділянки, залучення оперативного персоналу, інформування керівництва та аварійних служб.

2. Автоматизований контроль та діагностика. У сучасних системах АПВ доцільно застосовувати мікропроцесорні пристрої із функціями реєстрації аварійних подій, що дає змогу своєчасно ідентифікувати несправності. Введення блокування АПВ при стійких пошкодженнях запобігає багаторазовим комутаціям, які можуть призвести до вибуху чи займання апаратури.

3. Заземлення та блискавкозахист. Для запобігання ураженню струмом у разі пробою ізоляції чи удару блискавки всі металеві частини обладнання повинні бути надійно заземлені відповідно до вимог ПУЕ та ДСТУ EN 50522:2017. Грозозахисні троси на лініях електропередачі забезпечують відведення струмів блискавки в землю, зменшуючи імовірність аварій у мережі та небезпеку для персоналу.

4. Пожежна безпека. На підстанціях і в розподільчих пристроях необхідно передбачати автоматичні установки пожежогасіння, первинні засоби гасіння пожеж (вогнегасники вуглекислотні, порошкові), системи сигналізації та евакуаційне освітлення. Забороняється використання відкритого вогню поблизу трансформаторів, вимикачів і кабельних ліній.

5. Електробезпека персоналу. Персонал, який обслуговує обладнання, повинен проходити інструктажі з охорони праці, перевірку знань правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ПБЕЕС) та мати відповідну групу допуску з електробезпеки. При виконанні робіт необхідно користуватися засобами індивідуального захисту – діелектричними рукавичками, калошами, штангами, інструментом з ізольованими ручками.

6. Організація оповіщення та евакуації. У разі виникнення пожежі, вибуху або викиду небезпечних речовин система оповіщення повинна автоматично повідомляти персонал про необхідність залишити небезпечну зону. На території об'єкта мають бути визначені безпечні маршрути евакуації та місця збору.

5 УПРАВЛІННЯ ПРОЕКТОМ МОДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМИ АПВ

Реалізація технічних рішень, спрямованих на підвищення надійності роботи ліній електропередач надвисокої напруги, потребує системного підходу до управління проектом. Впровадження вдосконаленої системи автоматичного повторного ввімкнення, розробленої на основі проведеного моделювання, розглядається як інженерний проект, який включає організаційні, технічні та фінансові етапи [21].

5.1 Мета та зміст проекту

Метою проекту є підвищення надійності та ефективності функціонування лінії електропередачі напругою 750 кВ шляхом модернізації системи АПВ. Реалізація такого технічного рішення спрямована на зменшення тривалості перерв в електропостачанні при короткочасних пошкодженнях, мінімізацію втрат електричної енергії, а також на забезпечення стабільності режимів роботи енергосистеми після аварійних відмикань.

Суть проекту полягає у впровадженні вдосконаленого алгоритму АПВ, розробленого на основі результатів математичного моделювання перехідних процесів у довгій лінії з урахуванням шунтових реакторів та параметрів комутаційного апарата. Отримані в попередніх розділах результати дають змогу обґрунтувати оптимальні умови для повторного ввімкнення лінії після ліквідації короткого замикання, зокрема вибір часу витримки, моменту комутації та стратегії управління вимикачем.

У межах проекту передбачається адаптація алгоритму до конкретних умов експлуатації лінії між підстанціями «Західноукраїнська» та «Альбертірша», модернізація системи релейного захисту й автоматики з метою забезпечення сумісності з оновленими схемами керування, а також перевірка коректності функціонування програмного забезпечення та апаратної частини системи АПВ.

5.2 Життєвий цикл проекту

Життєвий цикл проекту модернізації системи автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) на лінії 750 кВ охоплює п'ять ключових стадій: ініціацію, планування, виконання, контроль та завершення. Кожна з цих стадій має власні цілі, вихідні документи, відповідальних учасників та критерії приймання.

Ініціація. На цьому етапі формалізується ціль проекту – підвищення надійності та ефективності лінії, визначається основний обсяг робіт, затверджується попередній бюджет та строки реалізації. Створюється проектна команда, призначається проектний керівник, розробляється установа для керування зацікавленими сторонами.

Планування. На даній стадії вичерпно деталізується зміст робіт: технічні задачі (аналіз моделі АПВ, адаптація алгоритму, інтеграція у систему релейного захисту), ресурсне забезпечення (персонал, обладнання, програмне забезпечення), календарний графік (включно з попередженням про узгодження вимикачів, випробувань та пусконаладження), бюджетна оцінка. Також розробляються план управління ризиками та план забезпечення якості.

Виконання. На етапі виконання здійснюється реалізація технічних рішень: монтаж або оновлення обладнання, впровадження алгоритму АПВ у програмний засіб або програмовані логічні контролери, проведення випробувань та налагодження, тренування персоналу. Тут проектна команда координує дії підрядників, взаємодіє із службою експлуатації, забезпечує закупівлю та постачання компонентів.

Контроль. Паралельно із виконанням влаштовується моніторинг ходу проекту: перевірка фактичного виконання робіт відповідно до графіка, порівняння бюджету та фактичних витрат, контроль якості виконання, аудит ризиків, проведення коригувань. Регулярно формуються звіти про стан проекту, проводяться наради керівників, здійснюється контроль зміни обсягу проекту.

Завершення. Після успішного виконання усіх запланованих задач проводиться приймання системи АПВ в експлуатацію: підписується акт завер-

шення проекту, проводиться аналіз «уроків, вивчених», закриваються контракти та фінансові зобов'язання. Важливим етапом є оцінка досягнутих результатів: зменшення середнього часу аварій, підвищення коефіцієнта готовності лінії, відповідність кошторису. Таким чином, реалізація проекту фіксується як завершена, а отриманий ефект – документований.

5.3 Організаційна структура управління

Для ефективної реалізації проекту модернізації системи автоматичного повторного ввімкнення лінії 750 кВ необхідно забезпечити чітку організаційну структуру управління, що визначає ролі, повноваження та відповідальність усіх учасників. Злагоджена взаємодія між ними дає змогу мінімізувати ризики, забезпечити контроль за термінами виконання робіт та досягнути запланованих технічних показників.

Замовником проекту виступає енергетична компанія, у підпорядкуванні якої перебуває лінія електропередачі. Вона визначає загальні технічні вимоги, погоджує обсяг робіт, фінансування та строки реалізації, а також приймає результати після завершення модернізації. Замовник контролює відповідність виконаних робіт нормативним документам та стандартам галузі.

Проектна група є основним виконавцем робіт та відповідає за технічну частину реалізації. До її складу входять фахівці з релейного захисту, систем автоматики, електротехнічного моделювання та програмування. Завдання групи полягає у розробці удосконаленого алгоритму АПВ, підготовці проектної та експлуатаційної документації, а також у проведенні розрахунків і моделювань для підтвердження правильності технічних рішень.

Служба експлуатації підстанцій здійснює координацію дій під час монтажних та налагоджувальних робіт, забезпечує допуск до обладнання, проводить технічні випробування та бере участь у перевірці сумісності оновленої системи АПВ із діючими пристроями релейного захисту. Вона також відповідає за подальше введення системи у промислову експлуатацію.

Постачальники обладнання забезпечують своєчасну доставку необхідних комплектуючих, вимикачів, елементів автоматики та програмно-апаратних модулів. Вони надають технічну підтримку, гарантійне обслуговування та сертифікаційну документацію на поставлену продукцію.

Загальне керівництво проектом здійснює керівник проекту, який відповідає за координацію взаємодії між усіма сторонами, контроль виконання графіка та дотримання бюджету. Така організаційна структура дає змогу забезпечити прозорість процесів, своєчасне прийняття управлінських рішень та ефективну реалізацію поставлених завдань.

5.4 Планування ресурсів і термінів

Планування ресурсів та термінів є ключовим етапом управління проектом модернізації системи АПВ на лінії електропередачі 750 кВ. Метою даного етапу є визначення обсягів робіт, їх тривалості, послідовності виконання та необхідних ресурсів для своєчасної реалізації проекту [22].

Трудові ресурси. У реалізації проекту бере участь міждисциплінарна команда, до складу якої входять інженери з релейного захисту та автоматики, спеціалісти з електротехнічного моделювання, програмісти та фахівці служби експлуатації. До виконання монтажних та налагоджувальних робіт залучаються підрядні організації, а постачання обладнання забезпечують сертифіковані виробники вимикачів, контролерів та комутаційних пристроїв.

Матеріально-технічні ресурси. До основних ресурсів належать:

- вимикачі з напередувімкненими резисторами;
- контролери для реалізації алгоритмів АПВ;
- вимірювальні трансформатори напруги та струму;
- комп'ютерні засоби для моделювання, випробувань і налагодження;
- програмне забезпечення для аналізу електромагнітних процесів.

На основі технічного завдання розроблено короткий календарний план виконання проекту модернізації системи АПВ (таблиця 5.1).

Таблиця 5.1 – Календарний план виконання проекту модернізації

№ з/п	Етапи робіт	Термін виконання
1	Аналіз існуючої схеми АПВ, збір вихідних даних	12.09.2025 – 30.09.2025
2	Розробка технічного рішення з модернізації системи АПВ	01.10.2025 – 11.10.2025
3	Моделювання електромагнітних процесів	14.10.2025 – 25.10.2025
4	Розробка алгоритму роботи модернізованого АПВ	28.10.2025 – 08.11.2025
5	Проведення експериментальних перевірок і техніко-економічного аналізу	11.11.2025 – 22.11.2025
6	Оформлення документації та підготовка презентації	25.11.2025 – 29.11.2025
7	Узгодження результатів, підготовка до захисту	02.12.2025 – 06.12.2025

На рисунку 5.1 представлено діаграму Ганта модернізації АПВ.

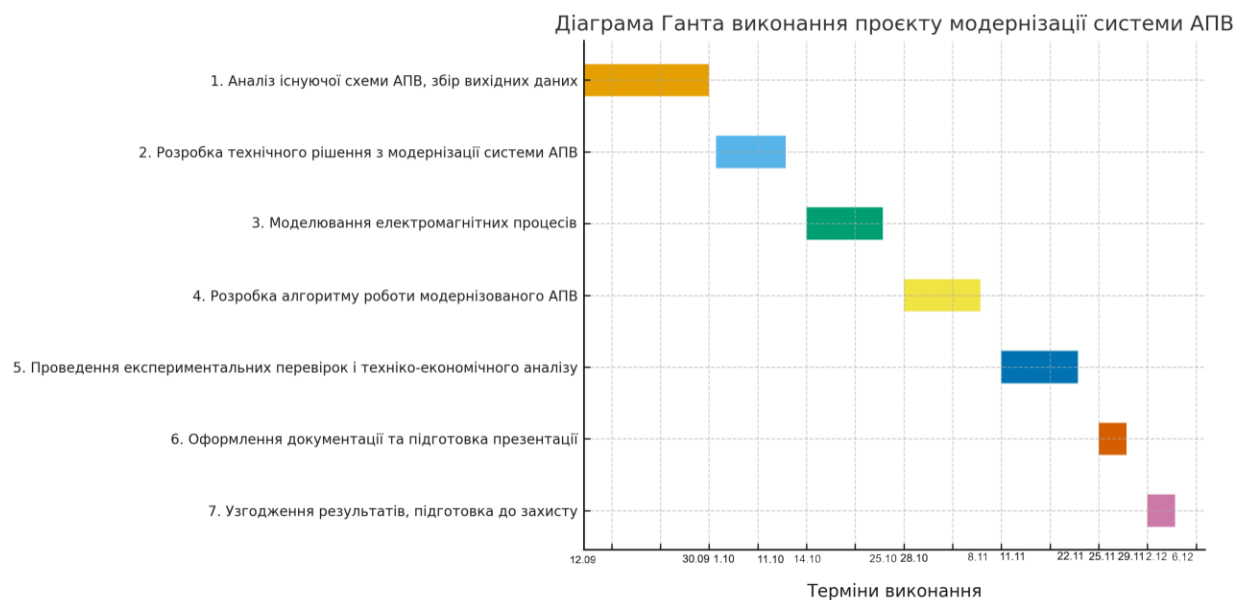


Рисунок 5.1 – Діаграма Ганта виконання проекту модернізації системи АПВ

Використання ресурсів у часі. Найбільше навантаження на персонал та технічні ресурси припадає на етапи 3 – 5, коли проводяться моделювання, тестування та техніко-економічна оцінка. На завершальному етапі зосереджу-

ється робота над оформленням результатів, підготовкою звіту та презентаційних матеріалів.

Оптимальний розподіл ресурсів і контроль термінів дають змогу забезпечити завершення модернізації системи АПВ у визначений термін з необхідною якістю.

5.5 Управління ризиками та якістю

Управління ризиками та якістю є невід’ємною складовою процесу реалізації проекту модернізації системи АПВ. Основною метою цього етапу є своєчасне виявлення потенційних загроз, оцінка їхнього впливу на результати проекту та розроблення заходів для їхнього запобігання або мінімізації наслідків. Основні потенційні ризики:

1. Технічні ризики.
2. Організаційні ризики.
3. Економічні ризики.
4. Експлуатаційні ризики.

Контроль якості виконання проекту здійснюється на усіх його етапах:

1. Планування якості – визначення технічних вимог до обладнання, алгоритмів і документації.
2. Забезпечення якості – виконання робіт відповідно до нормативних документів (ДСТУ, ІЕС, ПУЕ).
3. Контроль якості – перевірка відповідності фактичних параметрів результатів розрахунків та моделювання технічним завданням; проведення випробувань у лабораторних умовах.
4. Покращення якості – внесення коригувань у схеми, алгоритми та параметри системи за результатами тестування.

Своєчасна ідентифікація ризиків, постійний контроль ключових показників якості та дотримання встановлених стандартів дають змогу забезпечити

надійну та безпечну роботу модернізованої системи АПВ у складі енергетичного об'єкта.

5.6 Оцінка ефективності реалізації проекту

Ефективність реалізації проекту модернізації системи АПВ оцінюється за технічними, експлуатаційними та економічними показниками. Метою є підвищення надійності електропостачання, зменшення часу перерв у подачі електроенергії та мінімізація збитків від аварійних відключень.

Технічна ефективність. Установлення сучасного мікропроцесорного комплексу АПВ забезпечує зменшення кількості відмов системи АПВ на 25 – 30 % завдяки самодіагностиці, контролю напруги та цифровому обміну між пристроями; скорочення часу спрацювання в середньому з 0,6 с до 0,3 с, що дає змогу ліквідувати нестійкі пошкодження до втрати синхронізму; зниження кількості помилкових увімкнень завдяки алгоритмам контролю синхронізму та аналізу напруги на кінцях лінії; підвищення точності контролю режимів роботи лінії через інтеграцію із системою диспетчерського керування (SCADA).

Економічна ефективність. З економічного погляду модернізація системи АПВ дає змогу: зменшити втрати електроенергії за рахунок швидшого відновлення нормального режиму роботи мережі; знизити прямі збитки від аварійних відмикань, що для магістральних ліній може становити до 50 – 100 тис. грн на рік; скоротити витрати на обслуговування, оскільки мікропроцесорні пристрої потребують менше профілактичних робіт і мають більший міжремонтний інтервал; підвищити термін служби обладнання завдяки зменшенню кількості комутаційних операцій і навантажень на вимикачі [23].

Відтак, реалізація проекту модернізації системи АПВ є технічно обгрунтованою та економічно доцільною. Вона забезпечує підвищення надійності електричної мережі, скорочення тривалості аварійних відключень і покращення загальної ефективності роботи енергетичного об'єкта.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі здійснено комплексне дослідження перехідних процесів у лініях електропередач надвисокої напруги під час циклу трифазного автоматичного повторного ввімкнення. У результаті виконання дослідження отримано такі основні висновки:

1. Проаналізовано принципи дії, класифікацію та технічні особливості пристроїв автоматичного повторного ввімкнення. Визначено, що застосування АПВ є одним із найефективніших засобів підвищення надійності енергосистеми. Розглянуто основні типи трифазних АПВ, зокрема швидкодіючі, з очікуванням та з уловлюванням синхронізму, що дало змогу сформулювати теоретичну базу для подальших досліджень.

2. Проведено аналіз умов проведення трифазного АПВ у лініях електропередач надвисокої напруги. Встановлено, що найнебезпечнішими є режими, у яких виникає значна аперіодична складова струму та комутаційні перенапруги. Показано, що застосування напередувімкнених резисторів суттєво зменшує амплітуду аперіодичної складової струму та тривалість перехідних процесів.

3. Розроблено математичну модель компенсованої лінії електропередачі в однолінійному представленні з урахуванням роботи шунтових реакторів. На основі рівняння довгої лінії з частинними похідними розроблено математичну модель фрагмента мережі, яка дає змогу відтворювати електромагнітні процеси під час циклу трифазного АПВ з високою точністю.

4. Розроблено алгоритм чисельного розв'язання системи рівнянь математичної моделі із застосуванням неявного методу Ейлера та реалізовано програмний код на мові *Fortran*. Здійснено комп'ютерне моделювання для лінії 750 кВ «Західноукраїнська – Альбертірша».

5. Розроблено проєкт управління модернізацією системи АПВ лінії електропередачі надвисокої напруги. Визначено основні етапи реалізації, ресурси, ризики та очікувані результати.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Журахівський А. В., Кінаш Б. М., Пастух О. Р. Надійність електричних систем і мереж: навчальний посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012. 280 с.
2. Казанський С. В. Надійність електроенергетичних систем. Київ: КП, 2020. 67 с.
3. Голота А. Д. Автоматика в електроенергетичних системах. Київ: Вища школа, 2006. 367 с.
4. Правила улаштування електроустановок Харків: Видавництво «Форт», 2017. 716 с.
5. Мілих В. І., Павленко Т. П. Електропостачання промислових підприємств: підручник для студентів електромеханічних спеціальностей. Харків: ФОП Панов А. М., 2016. 272 с.
6. Жежеленко І. В., Півняк Г. Г., Трофімов Г. Г., Папаїка Ю. А. Реактивна потужність в електричних мережах: монографія. Дніпро: НТУ«ДП», 2020. 72 с.
7. Аніськов О. В. Електропостачання промислових підприємств: конспект лекцій. Кривий Ріг: КТУ, 2010. 95 с.
8. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. Донецьк: НГУ, 2015. 540 с
9. Давиденко Л. В., Коменда Н. В., Давиденко В. А., Євсюк М. М. Електропостачання промислових об'єктів: практикум. Луцьк: ВІП ЛНТУ, 2022. 244 с.
10. Mahajan N. S., Patil K. R., Shembekar S. M. Electric Arc model for High Voltage Circuit Breakers Based on MATLAB/SIMULINK. International journal of science, spirituality, business and technology. Vol. 1, No.2, p. 15 – 21, 2013.
11. Чабан А. В., Левонюк В. Р., Дробот І.М., Герман А.Ф. Математичне моделювання перехідних процесів у лінії Лехера в стані неробочого ходу. Електротехніка і електромеханіка. 2016, № 3. С. 30 – 35.
12. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Харків: Вид-во «Точка», 2012. 340 с.

13. Božidar Filipovic-Grcic, Ivo Uglešić, Dalibor Filipovic-Grcic. Analysis of Transient Recovery Voltage in 400 kV SF₆ Circuit Breaker Due to Transmission Line Faults. *International Review of Electrical Engineering*, Vol. 6, N. 5, p. 2652 – 2658, 2011.
14. Левонюк В. Р. Методи та засоби аналізу комутаційних перехідних процесів у лініях електропередачі надвисокої напруги на основі варіаційних підходів. дис. канд. техн. наук. 05.14.02. Львів, 2019. 209 с.
15. Релейний захист і управління станцій і підстанцій 110-750 кВ : [Електронний ресурс]. «General Energy». Режим доступу: <https://general-energy.com.ua/keruvannya-zahistom-i-v-sistemah-avtomatizatsiyi-pidstantsiyi/ustatkuvannya-dlya-avtomatizatsiyi-pidstantsij/relejniy-zahist-i-upravlinnya-stantsij-i-pidstantsij-110-750-kv> (дата звернення: 28.10.2025).
16. Іноземцев Г. Б., Козирський В. В. Оптимізаційні задачі в енергетиці сільського господарства. Київ: Видавничий центр НУБіП України, 2014. 172 с.
17. Панченко С. В., Акімов О. І., Бабаєв М. М. Електробезпека: підручник. Харків: УкрДУЗТ, 2018. 295 с.
18. Пістун І. П., Березовецький А. П., Тимочко В. О., Городецький І. М. Охорона праці (гігієна праці та виробнича санітарія). Львів: Тріада плюс, 2017. 620 с.
19. Арламов О. Ю. Безпека життєдіяльності та цивільний захист: конспект лекцій. Київ: В-во НТУУ «КПІ», 2018. 93 с.
20. Касьянов М. А., Ревенко Ю. П., Тищенко Ю. А. Захист населення в умовах надзвичайних. Луганськ: Вид-во Східноукр. нац. ун-ту ім. В. Даля., 2003. 183 с.
21. Довгань Л. Є., Мохонько Г. А., Малик І. П. Управління проектами: навчальний посібник. Київ: КПІ, 2017. 429 с.
22. Блага Н. Управління проектами: навчальний посібник. Львів: ЛДУВС, 2021. 152 с.
23. Федішин Б. П. Економіка енергетики: навчальний посібник. Тернопіль, 2003. 182 с.

ДОДАТКИ

Додаток А Текст розробленого програмного коду мовою *Fortran*

```

program implicit_euler
  implicit none

  !--- Оголошення змінних ---
  integer, parameter :: n = 2                ! кількість рівнянь
(наприклад, струм і напруга)
  integer :: i, k, max_iter
  real(8) :: t, t_end, h, error, tol
  real(8), dimension(n) :: y, y_new, f_old, f_new, delta
  real(8), dimension(n,n) :: J, I

  !--- Початкові умови ---
  h = 1.0e-4                                ! крок інтегрування
  t = 0.0                                    ! початковий час
  t_end = 0.02                               ! кінцевий час моделювання
  y = (/ 0.0d0, 1.0d0 /)                    ! початкові значення змінних
(наприклад, струм, напруга)
  tol = 1.0e-6                               ! допуск точності
  max_iter = 50                              ! максимальна кількість ітерацій

  print *, 't', 'y(1)', 'y(2)'

  !--- Основний часовий цикл ---
  do while (t < t_end)

    ! Збереження попередніх значень
    call func(t, y, f_old, n)

    ! Початкове наближення для неявного методу
    y_new = y

    ! Ітераційний процес уточнення (метод простої
ітерації)
    do k = 1, max_iter
      call func(t + h, y_new, f_new, n)

      ! Обчислення різниці (зміни)
      delta = y + h * f_new - y_new

      ! Оцінка похибки
      error = maxval(abs(delta))

      ! Оновлення значень
      y_new = y_new + delta

      if (error < tol) exit
    end do

    ! Оновлення часу та змінних

```

```

        y = y_new
        t = t + h

        ! Виведення результатів
        write(*, '(F10.6,2E20.10)') t, y(1), y(2)

    end do

    print *, 'Розрахунок завершено успішно.'

contains

!=====
    ! Підпрограма: func
    ! Опис: задання системи рівнянь  $dy/dt = f(t, y)$ 
!=====

    subroutine func(t, y, f, n)
        implicit none
        integer, intent(in) :: n
        real(8), intent(in) :: t
        real(8), dimension(n), intent(in) :: y
        real(8), dimension(n), intent(out) :: f

        !--- Приклад: проста система (можна змінити під свою
модель)
        !  $dy_1/dt = -1000*y_1 + 999*y_2$ 
        !  $dy_2/dt = y_1 - y_2$ 
        f(1) = -1000.0d0 * y(1) + 999.0d0 * y(2)
        f(2) = y(1) - y(2)
    end subroutine func

end program implicit_euler

```