

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет автоматики та енергетики
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“ ____ ” _____2021р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“Підвищення надійності роботи повітряних
розподільчих мереж з ізолюваною нейтраллю в
умовах однофазного замикання на землю”

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-20М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141
«Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»

_____Грабенко А.Д.
« ____ » _____2021р.

Керівник роботи
к.т.н., доцент

_____Андрій КОТИШ
« ____ » _____2021р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет Автоматики та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

«_____» _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Грабенка Андрія Дмитровича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Підвищення надійності роботи повітряних розподільчих мереж з ізольованою нейтраллю в умовах однофазного замикання на землю

Improvement of the reliability of air distribution networks with isolated neutral in a single-phase ground fault

2. Керівник роботи (проекту)

Котий Андрій Іванович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 29.11.2021 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

Вступ; 1.Літературний огляд методів підвищення надійності роботи повітряних розподільчих мереж з ізольованою нейтраллю в умовах однофазного замикання на землю; 2.Дослідження впливу перехідних процесів, при пошкодженні стану ізоляції, на надійність роботи обладнання в розподільчих мережах 10-35 кВ; 3.Розробка засобу автоматизованого контролю за станом ізоляції в мережах 10 – 35 кВ; 4.Техніко-економічна ефективність від використання пристрою автоматизованого контролю за станом ізоляції в мережах 10 кВ; 5.Охорона праці; Загальні висновки; Перелік посилань.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Економічна частина</i>	<i>к.е.н., доц. Ірина ЖУРИЛО</i>		
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Іван САВЕЛЕНКО</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>05.10.21</i>	
2	<i>Літературний огляд методів підвищення надійності роботи повітряних розподільчих мереж з ізольованою нейтраллю в умовах однофазного замикання на землю</i>	<i>10.10.21.</i>	
3	<i>Дослідження впливу перехідних процесів, при пошкодженні стану ізоляції, на надійність роботи обладнання в розподільчих мережах 10-35 кВ</i>	<i>20.11.21.</i>	
4	<i>Розробка засобу автоматизованого контролю за станом ізоляції в мережах 10 – 35 кВ</i>	<i>01.11.21.</i>	
5	<i>Техніко-економічна ефективність від використання пристрою автоматизованого контролю за станом ізоляції в мережах 10 кВ</i>	<i>10.11.21.</i>	
6	<i>Охорона праці</i>	<i>20.11.21</i>	
7	<i>Загальні висновки</i>	<i>28.11.21.</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2021 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2021 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Грабенко А.Д. Підвищення надійності роботи повітряних розподільчих мереж з ізолюваною нейтраллю в умовах однофазного замикання на землю. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». Центральноукраїнський національний технічний університет. Кропивницький, 2021 р.

Метою кваліфікаційної роботи є підвищення надійності роботи повітряних розподільчих мереж в умовах однофазного замикання на землю.

В даній роботі досліджено режими роботи обладнання повітряних розподільчих мереж з ізолюваною нейтраллю в умовах однофазного замикання на землю.

Проведені дослідження показали, що замикання на землю відбуваються через перекриття ізоляції. Найбільш чутливим до однофазного замикання на землю є трансформатори контролю ізоляції.

Також в роботі досліджено режими роботи трансформатора напруги типу НАМИ – 10 і виведено рівняння залежності струму намагнічування заземленої фази від напруги, розраховано довжину приєднаних ліній при яких можливий ферорезонанс індуктивності трансформатора і ємності мережі.

Доведено можливість використання струму витоку опорного ізолятора в якості параметру стану ізоляції мереж 10 - 35 кВ.

Розроблено пристрій автоматизованого контролю стану ізоляції, який дозволяє надійно контролювати стан ізоляції в мережі, визначати міру забруднення підстанційних ізоляторів, доведено економічну ефективність від його використання.

Ключові слова: трансформатор напруги, перемежаюча дуга, ферорезонанс, однофазне замикання на землю, трансформатор напруги контролю ізоляції, струм витоку опорного ізолятора.

SUMMARY

Grabenko A.D. Improvement of the reliability of air distribution networks with isolated neutral in a single-phase ground fault. 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" EPP, "Electrical power consumption systems". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2021.

The purpose of the qualification work is to increase the reliability of air distribution networks in a single-phase ground fault.

In this work the modes of operation of the equipment of air distribution networks with isolated neutral in the conditions of single-phase earth fault are investigated. Studies have shown that earth faults occur due to insulation overlap. Insulation control transformers are the most sensitive to single-phase earth fault.

Also in the work the modes of operation of voltage transformer type NAMI - 10 are investigated and the equation of dependence of current of magnetization of grounded phase on voltage is deduced, the length of connected lines at which ferroresonance of inductance of transformer and network capacity is possible is calculated.

The possibility of using the leakage current of the reference insulator as a parameter of the insulation state of 10 - 35 kV networks is proved.

The device of the automated control of a condition of isolation which allows to control reliably a condition of isolation in a network, to define a degree of pollution of substation insulators is developed, economic efficiency from its use is proved.

Keywords: voltage transformer, intermittent arc, ferroresonance, single-phase earth fault, insulation control voltage transformer, leakage current of the reference insulator.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1. Літературний огляд методів підвищення надійності роботи повітряних розподільчих мереж з ізольованою нейтраллю в умовах однофазного замикання на землю	7
1.1. Поняття про надійність розподільчих мереж	7
1.2. Причини та наслідки однофазних замикань на землю	8
1.3. Захист від однофазних замикань	14
1.4. Контроль ізоляції в мережах з ізольованою нейтраллю	21
1.5. Висновки	28
2. Дослідження впливу перехідних процесів, при пошкоджені стану ізоляції, на надійність роботи обладнання в розподільчих мережах 10-35 кВ	29
2.1. Замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю	29
2.2. Причини виникнення внутрішніх перенапруг в мережах з ізольованою нейтраллю	33
2.3. Особливості процесів при замиканні на землю в мережах з компенсованою нейтраллю	39
2.4. Умови роботи трансформаторів напруги в розподільчих мережах 10 - 35 кВ	44
2.5. Вплив трансформаторів контролю ізоляції на перенапруги в розподільчих мережах	48
2.6. Режим роботи трансформаторів напруги типу НАМИ – 10	51
2.7. Заходи, що підвищують надійність розподільчих мереж та запобігають пошкодженню трансформаторів напруги	55
2.8. Висновки	59
3. Розробка засобу автоматизованого контролю за станом ізоляції в мережах 10 – 35 кВ	61

3.1 Обґрунтування можливості використання нетрадиційних методів контролю за станом ізоляції	61
3.2 Пристрій контролю ізоляції ПКІ – 1	63
3.1. Висновки	67
4. Техніко-економічна ефективність від використання пристрою автоматизованого контролю за станом ізоляції в мережах 10 кВ	68
4.1. Розрахунок техніко-економічної ефективності від використання пристрою автоматизованого контролю за станом ізоляції в мережах 10 кВ	69
4.2. Висновки	75
ОХОРОНА ПРАЦІ	78
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	91
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	93
ДОДАТКИ	99

ВСТУП

Традиційно повітряні електричні мережі відрізняються низькою надійністю в зрівнянні з мережами промислового та міського призначення. Це пояснюється тим фактом, що вони як правило знаходяться у сільській місцевості, де щільність навантаження мала, а споживачі розкидані на великій території. Тому в більшості випадків застосування таких заходів, як мережне резервування, використання ліній електропередач з двостороннім живленням економічно невиправдано. В зв'язку з цим виникає проблема, як при мінімальних витратах підвищити надійність роботи повітряних електричних мереж і зменшити до мінімуму шкоду, пов'язану з перервами електропостачання.

Тому метою кваліфікаційної роботи є підвищення надійності роботи повітряних розподільчих мереж з ізольованою нейтраллю в умовах однофазного замикання на землю.

Для досягнення вказаної вище мети. У роботі вирішувалися наступні задачі:

1. Аналіз надійності роботи обладнання в розподільчих мережах, причини і наслідки пошкоджень.
2. Дослідження режимів роботи обладнання повітряних розподільчих мереж з ізольованою нейтраллю в умовах однофазного замикання на землю.
3. Дослідження режимів роботи трансформаторів напруги контролю ізоляції при замиканнях фази на землю.
4. Розробка пристроїв автоматизованого контролю за станом ізоляції без застосування трансформаторів напруги.

1 Літературний огляд методів підвищення надійності роботи повітряних розподільчих мереж з ізолюваною нейтраллю в умовах однофазного замикання на землю

1.1 Поняття про надійність розподільчих мереж

Під надійністю електропостачання розуміється властивість системи електропостачання забезпечувати споживачів електроенергією в потрібному об'ємі і заданій якості. Чотири взаємозв'язаних фактори визначають рівень надійності електропостачання споживачів:

схема електричної мережі (ступінь резервування);

надійність елементів електричної мережі;

оснащеність мережі засобами управління;

організація експлуатації.

Система електропостачання сільського господарства включає в себе розподільчі мережі 150, 110, 35, 10 (6) і 0,38 кВ. Загальна їх протяжність складає більше 80% сумарної протяжності електричних мереж країни.

Сільська електроенергетика розвивалася екстенсивно, що привело до істотних диспропорцій, а саме: мережі 10 кВ споруджувалися більш високими темпами, ніж мережі 35 - 150 кВ, використовувались більш дешеві, а значить, менш надійні вироби – опори, провода, ізолятори, роз'єднувачі. В результаті склалася система електропостачання з дуже протягнутими радіальними лініями 10 кВ і багаточисельними нерезервованими відгалуженнями.

Пошкоджуємість елементів даної мережі в 2 – 3 рази вище, ніж в промислово розвинених країнах [1].

В теперішній час споживач на селі відключається в середньому шість разів на рік, при чому тривалість одного відключення може доходити до шести-десяти годин. До 80% цих відключень відбувається через відмови в мережах 10 кВ [1].

В даний час практично всі сільські споживачі отримують електроенергію через посередників від державної енергосистеми. Джерелами електричної енергії для розподільчих мереж є, як правило, вузлові районні підстанції з вищою напругою 110, 150 кВ. Високий рівень надійності

роботи вузлових підстанцій забезпечується резервуванням основних елементів: вони мають не менше ніж двохстороннє живлення, два трансформатора, подвійну систему шин 35 – 150 кВ.

В розподільчих мережах отримала широкий розвиток система напруг 35/10, 150/35/10, 150/10 кВ.

Система розподільчих мереж поділяється на два рівні: живляча електрична мережа 35 – 150 кВ з понижуючими підстанціями 35 – 150/10 кВ, розподільча мережа 10 кВ.

Мережа 35 – 150 кВ складається з ліній 35 – 150 кВ, які відходять від шин 35 – 150 кВ вузлових (районних) підстанцій енергосистеми або різних систем шин однієї підстанції. До ліній 35 – 150 кВ приєднуються понижуючі підстанції 35 – 150/10 кВ через комутаційні апарати або глухими відгалуженнями.

Мережа 35 – 150 кВ оснащена пристроями автоматики і телемеханіки, які дозволяють автоматично відключати пошкоджені ділянки ліній або підстанцій і вмикати резервне живлення, а також дистанційно управляти режимами роботи мереж.

Лінії 35 – 150 кВ виконуються на залізобетонних центрофугованих стійках, з підвісною ізоляцією; провoda, як правило, сталевалюмінієві перерізом 70 – 150 мм². До однієї лінії 35 – 150 кВ приєднано не більше 5 – 6 понижуючих підстанцій.

Понижуючі підстанції 35 – 110 кВ звичайно відкритого типу в одно- і двотрансформаторному виконанні з вторинною напругою 10 кВ. одотрансформаторні підстанції виконуються по схемі лінія – трансформатор (при приєднанні відгалуженням) або з одним вимикачем на живлячій лінії. Для двотрансформаторних підстанцій характерна схема «містка» з секційним вимикачем між живлячими лініями (він же може слугувати пунктом АВР). Розподільчий пристрій 10 кВ зовнішньої установки типу КРУН. Між двома секціями шин 10 кВ встановлюється секційний вимикач.

Мережа 10 кВ складається з взаємно резервуємих ліній деревовидної конфігурації з перерізом проводів, зменшуючихся до кінців ліній, і трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ в основному на відгалуженнях.

Однією з особливостей повітряних розподільчих мереж являється недостатня автоматизація після аварійних переключень: останні виконуються вручну, в основному силами оперативно-виїздної бригади (ОВБ), яка долає значні відстані для здійснення операцій територіально розрізненими комутаційними апаратами (КА). Тому тривалість аварійного відключення розподільчої лінії визначається як конфігурацією її схеми і місцями встановлення в ній КА (з урахуванням можливості операцій з ними під навантаженням і при не відключеному к.з.), так і місцевими умовами оперативного обслуговування (наявністю і станом доріг, природних перешкод і т.п.), а також логікою управління процесом, визначаючим вибір послідовності виконуваних ОВБ операцій.

Одним із способів підвищення надійності електропостачання в розподільчих мережах прийнято рахувати компенсацію ємнісних струмів однофазного замикання. Позитивний досвід експлуатації компенсуючих дугогасящих апаратів за кордоном був накоплений переважно в мережах 35 кВ і вище. В колишньому СРСР резонансне заземлення нейтралі почалося широко упроваджуватися лише в післявоєнні роки. Використання компенсації ємнісних струмів дозволило не тільки вирішити задачу гасіння дуг нестійких однофазних замикань, але й суттєво знизити струм в місці пошкодження, обмежити число переходів однофазних замикань в міжфазні.

Досягнуті в ту пору позитивні результати використання пристроїв компенсації ємнісних струмів сприяли їх широкому розповсюдженню в мережах різних класів напруг. Однак в останній час все частіше звертається увага на ряд серйозних недоліків компенсації ємнісних струмів однофазних замикань, яка використовується в якості метода покращення показників надійності і електробезпеки експлуатації розподільчих мереж. Слід відмітити, що обмеження струму однофазного замикання до безпечного для ізоляції пошкоджених фаз значення можливе при умові, що в струмі замикання нема активної і вищих гармонічних складових. В той же час в ряді публікацій [2,3,4] справедливо вказується на високий рівень вищих гармонік у фазних напругах і в струмі однофазного замикання. Принципово можна створити пристрої компенсації і автоматичні регулятори, які забезпечать обмеження до малого значення струму однофазного

замикання незалежно від його роду. Але розробка, виготовлення і експлуатація таких пристроїв потребують значних і не завжди виправданих затрат.

Компенсація ємнісних струмів однофазних замикань створює серйозні перешкоди автоматизації розподільчих мереж. Особливості процесів при замиканні на землю, порушення природного співвідношення між значеннями і напрямками струмів нульової послідовності пошкодженої і не пошкодженої лінії в мережах з компенсуючими апаратами ускладнюють задачі розробки надійно функціонуючих пристроїв селективної сигналізації і релейного захисту. В той же час організації, що експлуатують мережі 6 – 35 кВ, зацікавлені в зміні положення що склалося, більш широкого використання засобів автоматики і релейного захисту від однофазних замикань. Можливість і одночасно необхідність їх упровадження обумовлені і тим, що в державах колишнього СРСР за останні 15 – 20 років змінився підхід до побудови схем розподільчих мереж. Наприклад, в енергосистемах України як міські, так і сільські мережі добре розвинені, підстанції відповідальних споживачів мають не менше двох вводів живлячих ліній. Передбачається подальше збільшення об'єму робіт по реконструкції мереж і створення умов для їх комплексної автоматизації, використання пристроїв, виконуючих функції локалізації однофазних пошкоджень, з урахуванням того, що ці пристрої можуть дати більший ефект, ніж компенсація ємнісних струмів.

1.2 Причини та наслідки однофазних замикань на землю

Основною і принциповою технічною причиною високої аварійності розподільчих мереж є те, що вони в основному є повітряними. Тому ці мережі страждають від ураганних вітрів, ожеледиці, прямих ударів блискавки. Пошкодження ліній 10 кВ є найбільш частою причиною відключення споживачів. Щоб радикально вирішити це питання, необхідно замінити повітряні лінії кабельними. Кабель не піддається перерахованим аваріям, не потребує витрат залізобетону.

Але в теперішній час нема можливості для масового переходу на кабельні мережі, тому необхідно максимально підвищувати надійність повітряних розподільчих мереж.

Повітряні лінії є найменш надійними елементами розподільчих мереж; близько 85 – 90 % всіх порушень в цих мережах приходить на їх долю.

Основними причинами пошкодження повітряних ліній є:

- поверхневий і інші пробої і перекриття ізоляції (30%);
- ожеледо-паморозеві відкладення на проводах;
- навантаження від вітру;
- сумісні навантаження від вітру і ожеледиці;
- вібрація; “пляска” і схльостування проводів;
- послаблення механічної міцності деталей опор;
- пошкодження, нанесені лінії транспортом, механізмами і т.п.

Пошкодження повітряних ліній викликаються наступними причинами:

- перевищення фактичних зовнішніх навантажень розрахункових значень;
- неправильним вибором типів проводів, опор, ізоляторів по природно-кліматичним зонам;
- використання жорсткого закладення проводів на опорах;
- дефектами, допущеними при виготовленні опор, проводів, ізоляції;
- не виконання правил спорудження повітряних ліній;
- пошкодження ліній людьми, птахами, через наїзди, проїзди великогабаритних механізмів та ін.

Основними видами пошкодження розподільчих мереж являються короткі замикання; неповнофазні режими, викликані обривами проводів, недовмиканням контактних систем комутаційної апаратури, перегоранням запобіжників; замикання на землю через перекриття ізоляції, перекривання, обриву проводу. Всі ці аварії приводять до досить тяжких наслідків. При коротких замиканнях лінія відключається і електропостачання переривається. Неповнофазні

режими призводять до виходу з ладу електродвигунів і порушенню технологічного процесу у споживачів. При замиканнях на землю з'являється небезпека враження струмом людей і тварин, перенапруг, що призводять до пожеж.

Замикання на землю в розподільчих мережах 10 – 35 кВ є достатньо частим явищем і складає не менше 75% загального числа пошкоджень. В мережі з ізольованою нейтраллю замикання однієї фази на землю саме по собі не є аварією. Однак із збільшенням протяжності електромереж збільшується їх ємність і збільшуються струми замикання на землю. Проходячи через місце пошкодження, струм виділяє багато тепла, пошкоджуючи при цьому струмоведучі частини і ізоляцію. Однофазне замикання переходить в аварійне трьохфазне порушуючи електропостачання споживачів. Крім того, струм однофазного замикання являється причиною збільшення напруги непошкоджених фаз відносно землі в $\sqrt{3}$ раз. Довготривалий режим сприяє виникненню подвійних замикань на землю, котрі навіть при хорошому стані заземлюючих пристроїв призводять до появи небезпечних потенціалів на металічних корпусах устаткування, створюють підвищену небезпеку для персоналу.

Причини виникнення однофазних замикань на землю в розподільчих мережах різноманітні. Вони з'являються по причині механічних пошкоджень ізоляції, обривів проводів і тросів, а також в результаті пошкодження ізоляції через грозові і внутрішні перенапруження. До внутрішніх перенапружень відносяться комутаційні і резонансні. Комутаційні перенапруження не можуть мати великих кратностей, так як виникають внаслідок перехідних процесів. В теоретичній електротехніці показано, що комутаційні збільшення напруг і струмів в лінійних колах, як правило, не можуть перевищувати подвійну амплітуду усталеного значення. Щодо резонансних перенапруг, то вони змінюються в широких діапазонах і в межі (теоретично) можуть досягати безкінечно великих значень. Перенапряга залежить від того, наскільки співвідношення активних, індуктивних і ємнісних елементів близьке до умови резонансу в даній мережі. Якщо в мережі відсутні індуктивності відносно землі, то, очевидно, резонансні перенапруження не виникнуть.

Резонансні перенапруження відносно землі в повітряних розподільчих мережах 10 – 35 кВ з ізолюваною нейтраллю викликаються створенням резонансного контуру із індуктивностей і ємностей між фазами мережі і землею. В мережах звичайно присутні індуктивності вимірювальних трансформаторів напруги. Ємності в мережі завжди мають як між фазами, так і між фазами і землею. Як показують дослідження [5,6,], проведені в розподільчих мережах 10 кВ, саме резонансні перенапруги приводять до виходу з ладу трансформаторів контролю ізоляції (трансформатори напруги).

Пошкодження трансформаторів напруги (ТН) відбувається або при тривалому однофазному дуговому замиканні на землю в результаті появи струмів в обмотці високої напруги (ВН), значно перевищуючих допустимий рівень теплової стійкості обмотки, або при збудженні в мережі з ізолюваною нейтраллю субгармонійних ферорезонансних коливань (ФК), які також супроводжуються появою небезпечних струмів в обмотках ВН.

Результати досвіду експлуатації і досліджень свідчать в ряді випадків про низьку ефективність рекомендуємих заходів, в частковості таких, як включення в додаткову обмотку ТН активних опорів 12,5 – 25 Ом, заземлення нейтралі ТН через високоомний опір 3 – 10 кОм. Варіант включення опору 25 Ом (400 Вт) в додаткову обмотку ТН типу НАМИ – 10 недопустимий через те, що вторинна обмотка розрахована на потужність 100 Вт .

Багато авторів стверджують [7,8], що заземлення нейтралі ТН через високоомний опір, усуває комутаційні та ферорезонансні перенапруження. Крім ефективного подавлення таких перенапружень, високоомне заземлення нейтралі сприяє запобіганню пошкодженню самих ТН при переміжжюючихся однофазних замиканнях на землю в мережах з ємнісними струмами до 20 А. Використання резисторів і релейного захисту від однофазного замикання дозволяє також, по-перше, в 3 – 5 раз, а часто і на порядок, знизити кількість операцій включення і відключення в процесі локалізації пошкодженої ділянки мережі, які можуть супроводжуватися найбільшими комутаційними напругами, а по-друге, зменшити тривалість існування однофазних пошкоджень (включаючи переміжжювані замикання і неповнофазні режими) до 5 с, що в свою чергу сприяє

вирішенню задачі ефективного обмеження не тільки внутрішніх, але й атмосферних перенапруг за допомогою широкого використання нелінійних обмежувачів.

1.3 Захист від однофазних замикань

Ефективним засобом, що усуває аварійний режим замикання на землю, являється швидке автоматичне відключення пошкодженої ділянки мережі.

Захист від однофазних замикань на землю в розподільчих мережах 10 – 35 кВ має велике значення для надійності енергопостачання і безпеки персоналу, обслуговуючого мережі і електроустановки споживачів.

Розглядаючи захист від замикань на землю з точки зору електробезпеки, ми маємо на увазі перед усім зменшення небезпеки однополюсних доторкань. Відомо, що доторкання до фази мережі 10 або 35 кВ представляє собою виняткову небезпеку для життя людини. Однак можна з упевненістю сказати, що шляхом швидкого відключення напруги можна в багатьох випадках уникнути смертельного результату, особливо якщо потерпілому буде негайно зроблена ефективна долікарська допомога. Вказане відключення можна виконати пристроєм захисту від однофазних замикань на землю. При попаданні людини під високу напругу його опір різко знижується і струм, проходячи через тіло людини, зможе визвати спрацювання захисту. Таким чином, захист від замикань на землю повинен виконувати і функції захисного відключення. І з цієї точки зору він має виключно важливе значення.

В теперішній час використовують наступні види захисту: реагуючі на напругу нульової послідовності; на струми нульової послідовності; реагуючий на напругу і струми нульової послідовності.

В захистах реагуючих, на напругу нульової послідовності, сигнал знімається з вторинних обмоток трансформатора напруги, з'єднаних у відкритий трикутник. На рис.1.1 показана принципова схема захисту, реагуючого на напругу нульової послідовності.

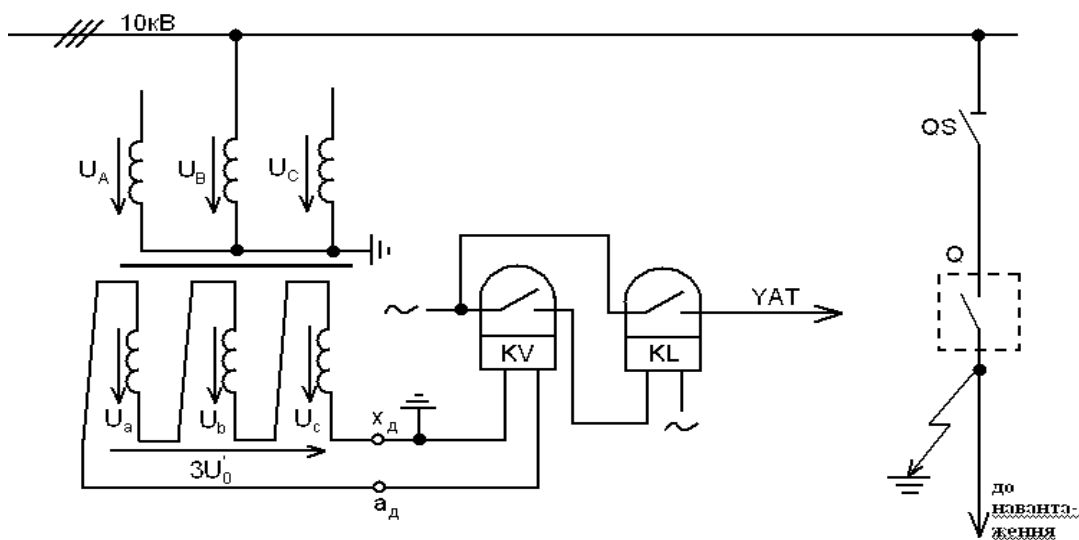


Рис.1.1. Принципова схема захисту, реагуючого на напругу нульової послідовності.

При відсутності замикання на землю напруги U_a, U_b, U_c рівні між собою і здвинуті по фазі на кут 120° (рис.1.2).

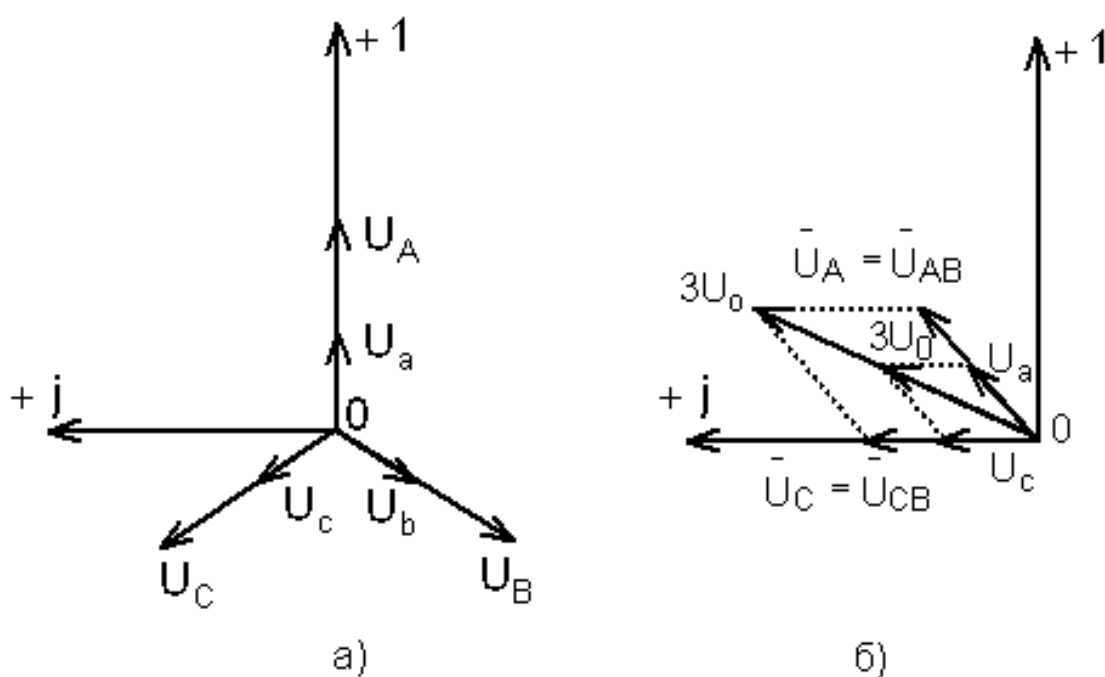


Рис.1.2. Векторна діаграма напруг.

Тому вторинна напруга нульової послідовності на вторинній обмотці рівна нулю.

$$\bar{U}_0' = \frac{1}{3}(\bar{U}_a + \bar{U}_b + \bar{U}_c) = 0 \quad (1.1)$$

При замиканні на землю однієї фази, наприклад фази В:

$$\bar{U}_b = 0,$$

$$\bar{U}_a = \frac{1}{K} \bar{U}_{AB} = \frac{1}{K} \bar{U}_L e^{j30^\circ}, \quad (1.2)$$

$$\bar{U}_c = \frac{1}{K} \bar{U}_{CB} = \frac{1}{K} \bar{U}_L e^{j90^\circ},$$

тому

$$\bar{U}_0' = (\bar{U}_a + 0 + \bar{U}_c) = \frac{U_L}{\sqrt{3}K} e^{j60^\circ} \quad (1.3)$$

де $U_{\text{Л}}$ - лінійна напруга мережі;

K - коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

На рис.1.2,б показана векторна діаграма первинних і вторинних напруг при однофазному замиканні на землю фази В.

Таким чином, напруга нульової послідовності на вторинній обмотці трансформатора зростає від нуля до:

$$U'_0 = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3}K}. \quad (1.4)$$

В умовах глухого замикання на землю напруга $3U'_0$ у трансформаторів типу НАМИ – 10, НТМИ, ЗНОЛ, ЗНОМ складає 100 В.

Напруга $3U'_0$ підводиться до реле напруги KV (рис.1.1). При спрацюванні цього реле сигнал поступає на проміжне реле KL , яке своїми контактами подає напругу на котушку відключення YAT вимикача. В результаті проходить відключення пошкодженого відгалуження від шин підстанції.

В якості реле напруги звичайно використовують реле типу РН53/60Д.

Оскільки розглянута схема не може працювати селективно, вона застосовується в тих випадках, коли до шин підстанції підключена нерозгалужена мережа.

В мережах з числом приєднань більше восьми – десяти, відходячих від шин підстанції, для селективного відключення пошкодженої ділянки застосовується простий струмовий захист, в якому в якості датчиків сигналу використовуються трансформатори струму нульової послідовності, а в якості реагуючих органів – різні струмові реле.

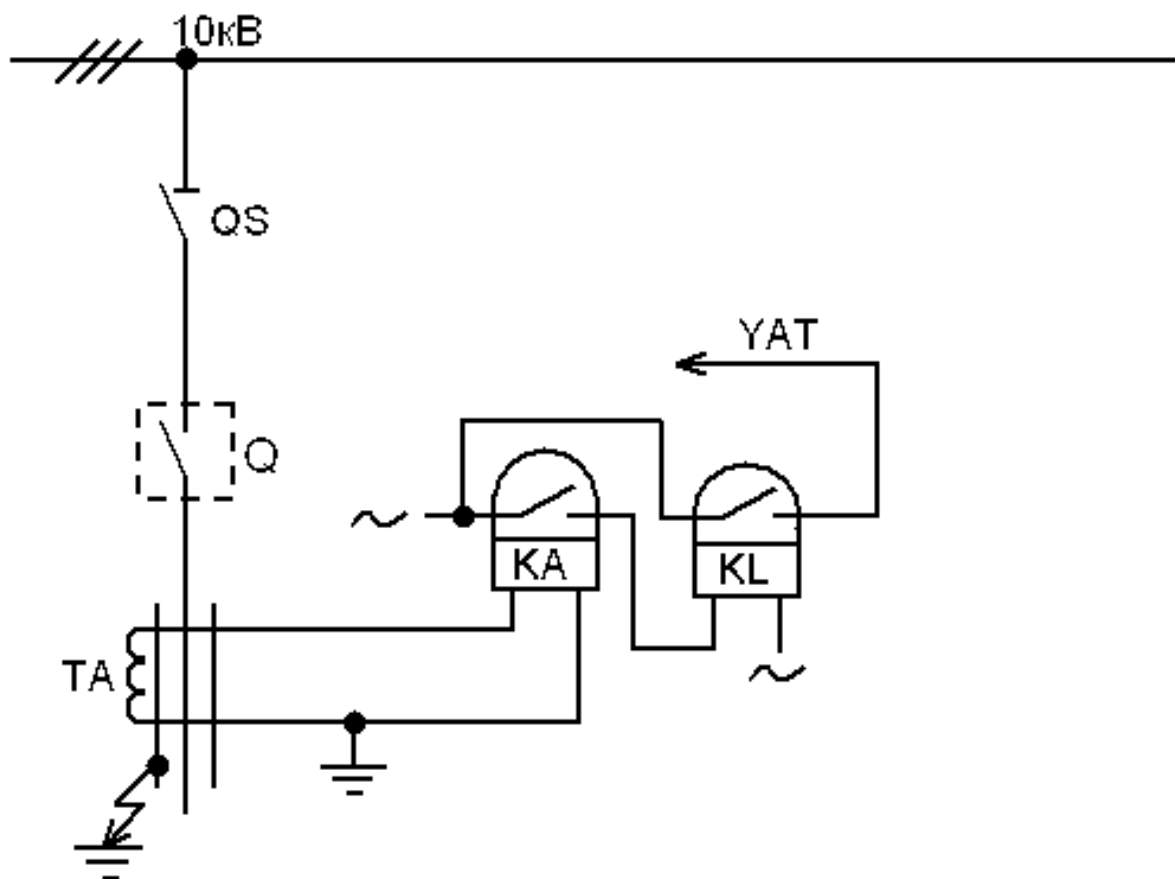
На пошкодженій ділянці струм нульової послідовності має найбільше значення і тому напруга на вторинній обмотці трансформатора струму також буде найбільшою. Тому чим більше ділянок в мережі, тим вища селективність захисту. На практиці захист, реагуючий на струм нульової послідовності, використовується в тих випадках, коли до шин підстанції підключено не менше п'яти відходячих приєднань. В цьому випадку добре забезпечуються умови для чіткої селективної роботи захисту.

На рис.1.3 показана принципова схема струмового захисту від однофазних замикань на землю. Якщо відбудеться замикання на землю, у вторинній обмотці трансформатора струму нульової послідовності TA виникає струм $3I'_0$, під дією якого включиться струмове реле KA і своїми замикаючим контактом подасть напругу на проміжне реле KL . Контакт цього реле з'єднаний послідовно з електромагнітом відключення YAT вимикача.

В якості датчика сигналу нульової послідовності промисловість випускає трансформатори струму нульової послідовності ТЗ, ТЗР, ТФ, ТТНП-2 та ін.

Основний недолік струмових захистів – можливість неселективних відключень непошкоджених ділянок мережі особливо при невеликій кількості приєднань на шинах підстанції. Так, при двох відходячих приєднаннях, на яких встановлений захист, при замиканнях на одному з них відключаються обидва приєднання. В цьому випадку за рахунок впливу ємнісних складових струм нульової послідовності в непошкодженій лінії, від якої налаштовується захист, стає порівнянним з струмом замикання на землю в пошкодженій лінії. Недоліком цієї системи захисту є важкість вибору уставки струму спрацювання, так

як кількість одночасно працюючих приєднань в процесі експлуатації мережі змінюється, а отже, змінюється і повний струм замикання на землю.



Вказаних недоліків не має захист, реагуючий на початковий знак потужності нульової послідовності перехідного процесу. В перехідному процесі виниклий перерозподіл фазних напруг в точці замикання поширюється по лініям до шин у вигляді електромагнітних хвиль. Напряв поширення хвилі визначається законом її миттєвої швидкості $p = u \cdot i$, де u, i - напруга і струм хвилі. Таким чином, на початку пошкодженої лінії миттєва потужність має від'ємний знак, а на початку непошкодженої – додатковий. Це справедливо для мереж будь-якої складності.

Дослідження показують, що в початковій стадії перехідного процесу результуюча потужність нульової послідовності і потужність електромагнітної хвилі мають однакові знаки. Це дозволяє виконати імпульсний направлений захист нульової послідовності, який підключається до стандартних вимірювальних трансформаторів струму і трансформаторів напруги. Структурна схема показана на рис.1.4. Пристрій виконаний на напівпровідниковій базі. Основним органом захисту являється імпульсне реле напрямку потужності KW , фіксуюче початковий знак миттєвої потужності перехідного процесу при замиканні на землю.

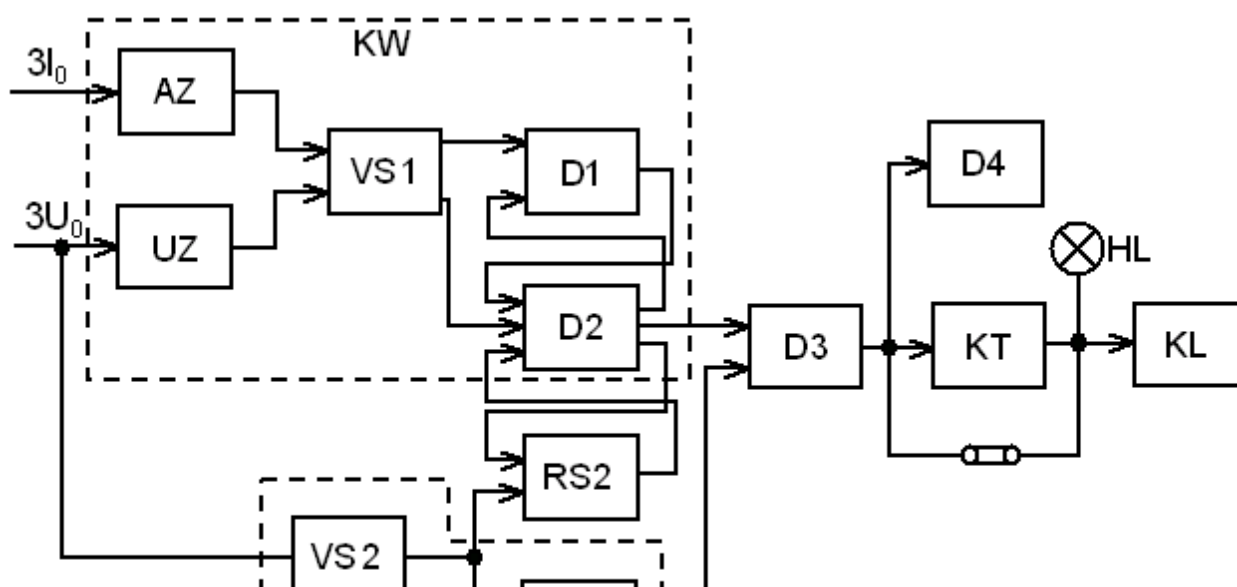


Рис.1.4. Функціональна схема захисту від замикань на землю, реагуючого на початковий знак потужності нульової послідовності перехідного процесу.

Фіксація здійснюється через 15 – 20 мкс від початку виникнення пошкодження. Цим виключається можливі впливи початкових спотворень на роботу захисту, викликаних перехідними процесами у фільтрі напруги нульової послідовності. Реле **KW** складається з: Т – подібні **RC** фільтри **AZ** і **VZ** кіл струму і напруги, які подавляють величини промислової частоти і пропускають гармонічні складові частотою порядку 1 кГц і вище без затухання; кільцевий фазочутливий випрямляч **VS1**, визначаючий знак потужності; одновібратор **D2**, який спрацьовує при полярності імпульсу на виході **VS1**, відповідаючий пошкодженню в зоні захисту, і одновібратор **D1**, спрацьовуючий при протилежній полярності імпульсу. Одновібратори **D1** і **D2** взаємно блокують один одного, чим забезпечують стабільність фіксації першого знаку потужності. Причому одновібратор **D1** більш високої чутливості ніж **D2**.

Перехідні процеси виникають також і при відсутності замикань на землю, наприклад при включенні лінії під напругу. Для того щоб захист приходив в дію тільки при замиканнях на землю, в його схему включене максимальне реле напруги **KV**, реагуюче на напругу нульової послідовності $3U_0$ промислової частоти. В склад реле входять випрямляч **VS2** і тригер **RS1**. Елемент **D3** виконує логічну операцію І при спрацюванні реле **KW** і **KV**. Для правильної дії захисту протягом всього часу існування пошкодження необхідно зафіксувати початковий знак потужності перехідного процесу. Для цієї цілі слугує тригер **RS2**, на виході якого з'являється сигнал з затримкою, яка дозволяє реле **KW** зафіксувати знак потужності. У вихідних колах захисту лампа **HL**, лічильник **D4**, реле **KL** і реле **KT** дозволяють при пошкодженні в захищаскій зоні здійснювати світлову сигналізацію, підрахунок стійких і нестійких замикань, діяти на відключення пошкодженої лінії без витримки часу або з витримкою часу біля 1,5 с.

Основним недоліком цих захистів є те, що вони розраховані лише для роботи з кабельними лініями в яких струм замикання на землю більший за струм робочої лінії. Повітряні лінії мають високу підвіску проводів, і як наслідок, малу ємність на землю, тому ємнісний струм замикання на землю повітряної мережі 10 кВ протяжністю 100 км складає всього 2,5 А. Тому такі захисти будуть працювати в повітряних розподільчих мережах не ефективно.

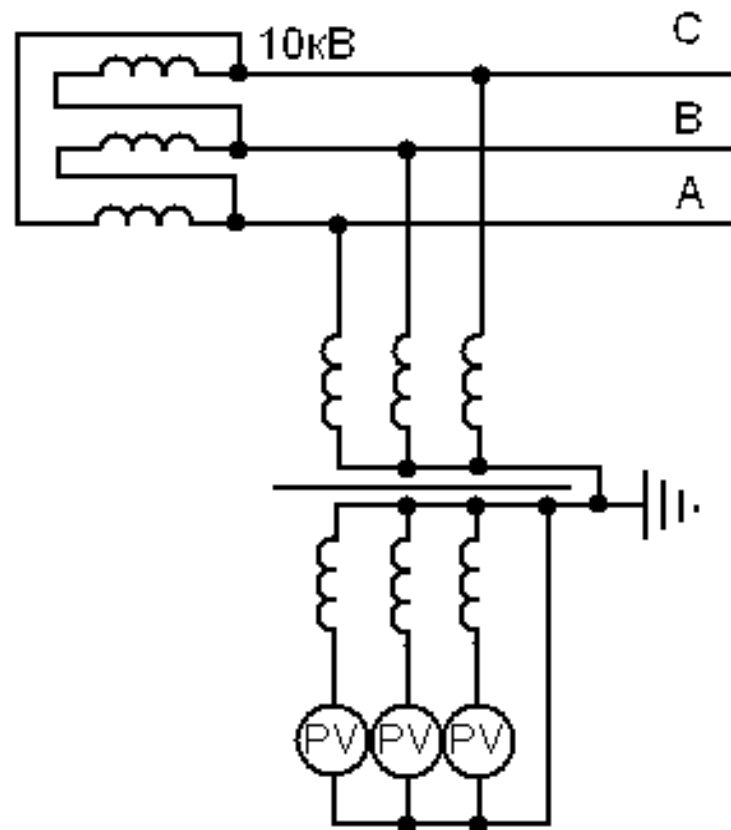
В закордонній практиці труднощі створення селективного захисту від замикання на землю в розподільчих мережах переборені в основному шляхом раціонального вибору режиму нейтралі. Так, наприклад, в США основна частина мереж середньої і високої напруги, в тому числі і кар'єрні мережі, мають нейтраль, заземлену через резистор. Заземлення може бути виконано як через резистор з малим опором, так і з великим. В першому випадку резистор використовується в основному в мережах напругою 1,4 – 13,8 кВ. Опір резистора в колі заземлення обирається так, щоб при замиканні на землю створити струм, достатній для надійного спрацювання захисту. В мережах, заземлених через великий активний опір, резистори розраховуються на струм 15 – 20 А, а в мережах, заземлених через малий активний опір, на струм до 600 А.

При ввімкненні резисторів між нейтраллю мережі і землею зменшується вірогідність виникнення резонансних перенапруг; відпадає необхідність у використанні трансформаторів нульової послідовності, що є при деяких умовах причиною небезпечних перенапруг [12].

Захист із штучно збільшеним струмом замикання на землю за кордоном використовується вже протягом багатьох років. Наприклад, в колишній ЧРСР ця ідея здійснюється шляхом створення штучної нейтралі, заземленої через резистор.

1.4 Контроль ізоляції в мережах з ізолюваною нейтраллю

Безперервний контроль ізоляції в розподільчих мережах з ізолюваною нейтраллю являється ефективним засобом, який підвищує рівень електробезпеки електроустановок і надійності постачання споживачів електроенергією. Дійсно, якщо своєчасно виявити зниження опору ізоляції, то можна попередити багато аварій в електроустановках. Для цієї мети в теперішній час використовуються вольметри контролю ізоляції, ввімкненні у вторинні обмотки трансформаторів напруги типу НТМИ, ЗНОЛ, ЗНОМ, НАМИ – 10 (рис.1.5).



3.

Напруги U_{vA} , U_{vB} , U_{vC} на вольтметрах можуть бути представлені у вигляді:

$$U_{vA} = U_{\phi} \frac{\bar{Y}_A (1 - a^2) + \bar{Y}_C (1 - a) + 3g_v}{\bar{Y}_A + \bar{Y}_B + \bar{Y}_C + 3g_v};$$

$$U_{vB} = U_{\phi} \frac{\bar{Y}_A (a^2 - 1) + \bar{Y}_C (a^2 - a) + 3g_v}{\bar{Y}_A + \bar{Y}_B + \bar{Y}_C + 3g_v}; \quad (1.5)$$

$$\bar{U}_{vC} = U_{\phi} \frac{\bar{Y}_A (a-1) + \bar{Y}_B (a-a^2) + 3g_v}{\bar{Y}_A + \bar{Y}_B + \bar{Y}_C + 3g_v}.$$

Із цих рівнянь слідує, що при рівних провідностях ізоляції фаз мережі відносно землі $\bar{Y}_A = \bar{Y}_B = \bar{Y}_C$ напруги, вимірюємі вольтметрами, будуть рівні фазному, тоді $U_{vA} = U_{vB} = U_{vC} = U_{\phi}$ незалежно від значення цих провідностей. Отже, рівномірне пониження опору ізоляції не може бути виявлене. В більш загальному випадку, коли $\bar{Y}_A \neq \bar{Y}_B \neq \bar{Y}_C$, покази вольметрів будуть різними і судити про значення опору ізоляції неможливо. По цим причинам контроль вольтметрами доцільно використовувати тільки для реєстрації однофазних замикань на землю. При замиканні на землю однієї фази, наприклад А ($Y_A \rightarrow \infty$), будемо мати:

$$U_{vA} = 0, U_{vB} = U_{vC} = \sqrt{3}U_{\phi} \quad (1.6)$$

отже напруга вольметра пошкодженої фази рівна нулю, а два інші знаходяться під лінійними напругами. З цієї точки зору кращим являється використання фільтрів нульової послідовності – асиметрів. Асиметр складається із трьох рівних по значенню опорів (активних чи реактивних), з'єднаних в зірку. Нульова точка зірки через трансформатор струму приєднується до заземлюючого пристрою. Інші кінці опорів зірки асиметра приєднуються до фаз мережі А, В, С (рис.1.6).

Первинний струм в колі трансформатора струму визначається рівнянням:

$$\bar{I} = 3U_{\phi} \frac{\bar{Y}_A + a^2 \bar{Y}_B + a \bar{Y}_C}{\bar{Y}_A + \bar{Y}_B + \bar{Y}_C + 3\bar{Y}_0} \bar{Y}_0 \quad (1.7)$$

де $\bar{Y}_0 = \frac{\bar{Y}_H \bar{Y}}{3\bar{Y} + \bar{Y}_H}$ - внесена асиметром в мережу еквівалентна провідність нульової послідовності однієї фази.

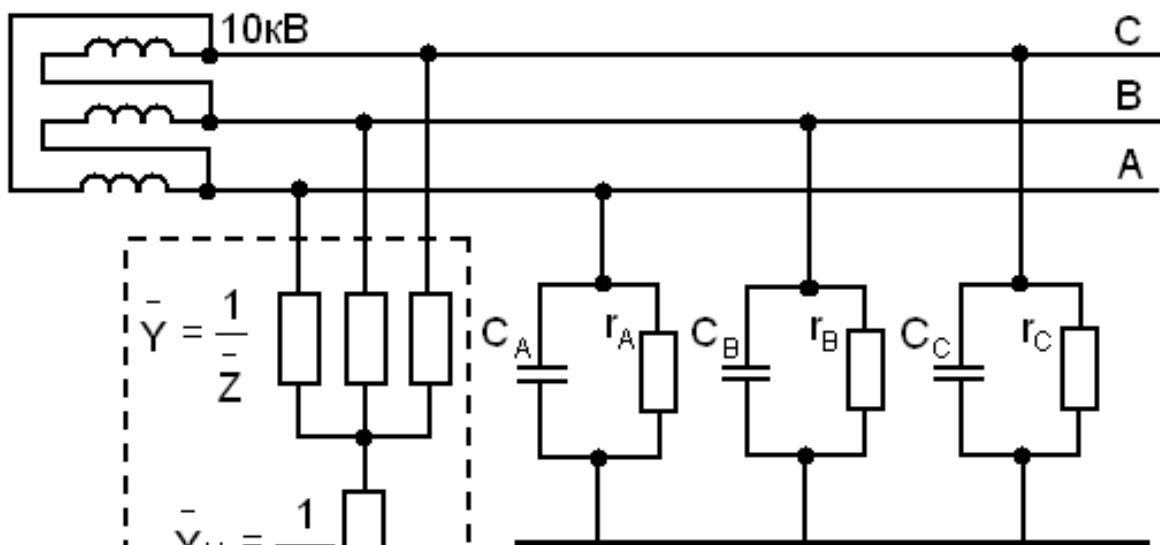


Рис.1.6. Схема безперервного контролю ізоляції за допомогою асиметра.

Із (1.7) слідує, що при рівних опорах мережі відносно землі, коли $\bar{Y}_A = \bar{Y}_B = \bar{Y}_C$, струм в колі навантаження асиметра рівний нулю. Таким чином, як і в схемі з вольтметрами, рівномірне зниження опору ізоляції в цьому випадку не може бути виявлене.

Недоліком схеми є також залежність струму I від ємності фаз мережі відносно землі, тому по значенню струму не можна однозначно судити про значення активного опору ізоляції мережі відносно землі. По цим причинам пристрої, працюючі на струмах нульової послідовності, доцільно використовувати тільки в якості пристроїв контролю однофазних замикань на землю. В таких режимах завжди мається нерівність опорів фаз відносно землі.

При замиканні однієї фази на землю, наприклад фази А ($\bar{Y}_A \rightarrow \infty$), (1.7) має вид:

$$\bar{Y} = 3U_{\phi} \frac{\bar{Y} \bar{Y}_H}{3\bar{Y} + \bar{Y}_H},$$

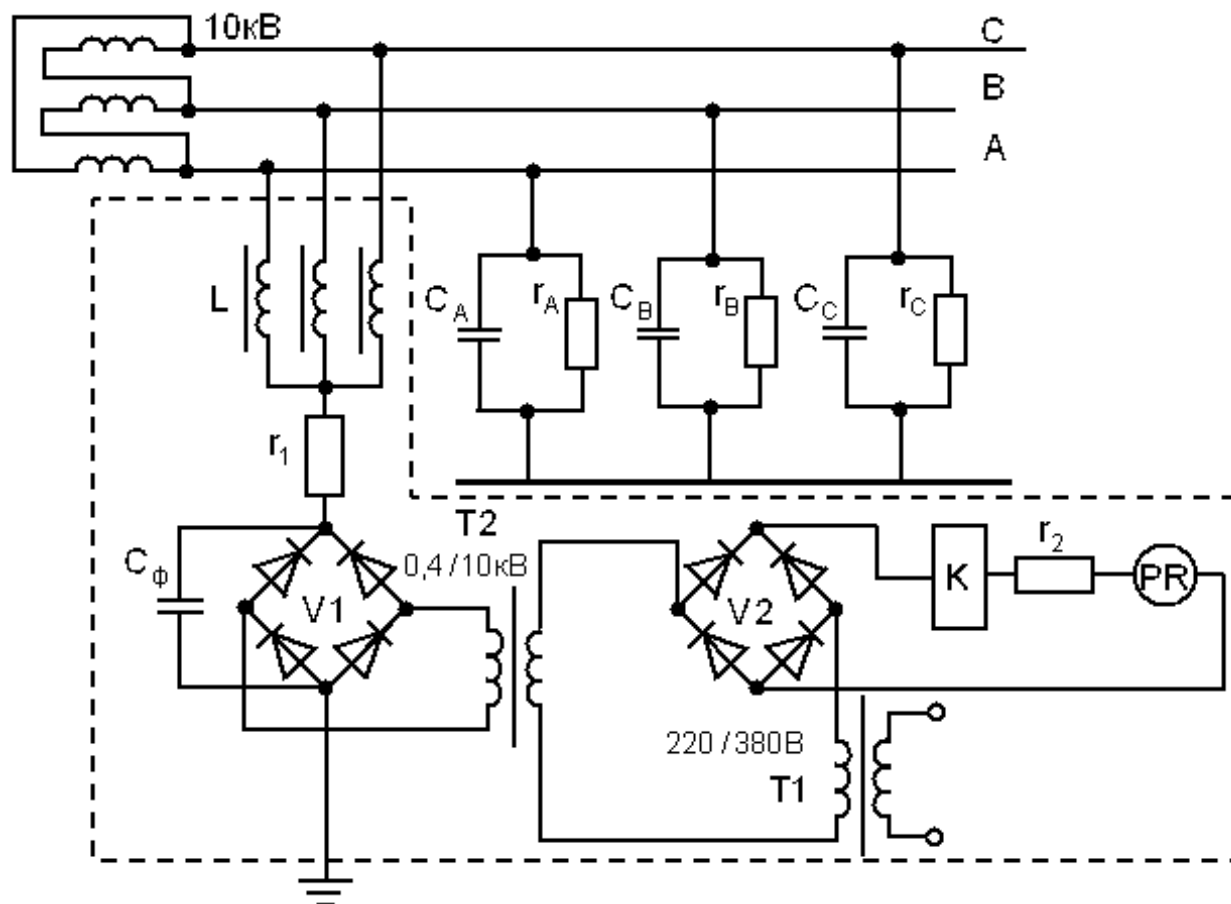
$$\bar{I} = \frac{3U_{\phi}}{3\bar{Z}_H + \bar{Z}}. \quad (1.8)$$

Для усунення вказаних недоліків контролю за допомогою вольтметрів і асиметрів в останній час починають використовувати більш досконалі методи, основані на накладенні постійних струмів на контролюєму мережу, а також схеми на випрямлених струмах контрольованої мережі (вентильні схеми).

При способі безперервного контролю ізоляції струмами стороннього джерела, використовуються струми створювані джерелом енергії. Зазвичай в якості такого джерела використовують трансформатор з випрямлячем. В колі навантаження таких схем, крім випрямленого струму джерела енергії, проходить змінний струм, викликаний напругою контрольованої мережі. Для його ослаблення використовують різні фільтруючі опори. Слід вказати, що схеми з використанням стороннього джерела знайшли широке використання в мережах напругою до 1 кВ.

Використання таких схем в мережах 10 – 35 кВ обмежено труднощами розділу кіл високої і низької напруги, що необхідно для забезпечення безпечної експлуатації самого пристрою контролю ізоляції. З цієї точки зору оригінальним являється пропозиція про включення контролюємого опору ізоляції в коло навантаження розділяючого трансформатора. На рис.1.7 приведена принципова схема контролю. В якій

вимірювальне коло відділене від високої напруги розділяючим трансформатором Т2. Покази вимірювального приладу магнітоелектричної системи пропорційні значенню r_{Σ} . Три однофазні дроселі слугують для приєднання схеми вимірювання до контролюємої мережі. Ємність C_{ϕ} зменшує вплив змінного струму на роботу схеми вимірювання. Опір r_1 обмежує струм вимірювання на стороні високої напруги, опір r_2 - струм вимірювання на стороні низької напруги трансформатора Т1.



На струм в колі вимірювального приладу і сигнального реле К, викликаного оперативним джерелом випрямленої напруги, суттєвий вплив чинить струм від дії напруги контролюємої мережі, що приводить до значної похибки показів вимірювального приладу. Це являється серйозним недоліком цих пристроїв.

Вентильні схеми безперервного контролю опору ізоляції знайшли широке використання в мережах напругою до 1 кВ з ізолюваною нейтраллю. Їх основні переваги: простота схеми, відсутність окремого джерела живлення, незалежність вимірювального струму від індуктивних і ємнісних елементів кола контролю. В теперішній час в зв'язку з розвитком технології виробництва напівпровідникових вентилів високої напруги і покращенням їх характеристик можливе використання вентильних схем і в мережах високої напруги (10 – 35 кВ).

Принципова вентильна схема показана на рис.1.8. Три напівпровідникові вентиля VD підключаються до фаз А, В, С контролюємої мережі через запобіжники FU. Загальна точка вентилів з'єднується з землею через обмежуючий резистор R_d , кілоомметр PR і сигнальне реле К. Кілоомметр вимірює загальний активний опір ізоляції мережі відносно землі, а сигнальне реле приводить дію світлову або звукову сигналізацію при зниженні опору ізоляції нижче встановленого рівня.



Рис.1.8. Вентильна схема безперервного контролю ізоляції.

Недоліком вентильних схем контролю ізоляції є залежність їх вимірювального струму від коливань напруги контролюємої мережі, такі коливання при експлуатації можуть досягати 25 – 30% номінального значення. Настільки ж буде змінюватися і вимірювальний струм, оскільки його значення прямо пропорційне лінійній напрузі $U_{\text{л}}$.

1.5 Висновки

1. Аналіз повітряних розподільчих мереж з ізолюваною нейтраллю за критерієм надійності показує, що в більшості випадків відмови обумовлені замиканням фази на землю. Замикання на землю найчастіше відбувається через перекриття ізоляції. За статистикою це біля 30% від усіх пошкоджень
2. Основною причиною неможливості використання струмових захистів в повітряних розподільчих мережах є те, що струм однофазного замикання на землю не перевищує 5 – 10 А, що не дає змоги відстроїти захист, так як робочий струм мережі співрозмірний а, іноді, на порядок більший ніж аварійний. Також при замиканні фази на землю в момент зниження напруги пошкодженої фази до нуля відбувається порушення відомих закономірностей в знаках струму і напруги нульової послідовності, що також викликає неселективне спрацювання захисту.
3. Із досліджень видно, що найбільш частими причинами пошкодження трансформатора напруги контролю ізоляції є дугові однофазні замикання на землю і ферорезонанс між ємністю мережі і індуктивністю первинної обмотки трансформатора напруги, що призводить в деяких випадках до експлуатації мереж без контролю ізоляції.
4. Показано, що в теперішній час не існує ефективного методу контролю ізоляції, а контроль в більшості випадках здійснюється лише вольтметрами у вторинній обмотці трансформатора напруги.
5. Існує необхідність у розробці нетрадиційних методів контролю ізоляції в розподільчих мережах з ізолюваною нейтраллю 10 – 35 кВ і пристроїв які б здійснювали цю функцію.

2 Дослідження впливу перехідних процесів, при пошкодженні стану ізоляції, на надійність роботи обладнання в розподільчих мережах 10-35 кВ

2.1 Замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю

Розподільчі мережі напругою 10-35 кВ є самим ненадійною ланкою системи електропостачання народного господарства [9]. Аналіз розподільчих мереж як об'єкта показує, що в більшості випадків відкази виникають в зв'язку із втратою працездатності фаз відносно землі [10].

Замикання на землю в розподільчих мережах 10-35 кВ є досить розповсюдженим явищем і складають біля 80% загальної кількості пошкоджень [11,12]. В мережі з ізольованою нейтраллю замикання однієї фази на землю само по собі не є аварією. Однак із збільшенням довжини електричних мереж збільшується їх ємність, а як наслідок і струми замикання на землю. При проходженні через місце пошкодження, струм виділяє багато тепла, руйнуючи при цьому струмопроводячих частини та ізоляцію. Однофазне замикання може перейти в аварійне двох або трьохфазне, порушуючи електропостачання споживачів. Крім того, струм однофазного замикання є причиною збільшення напруги непошкоджених фаз відносно землі в $\sqrt{3}$ разів. Тривалий режим сприяє виниканню подвійних замикань на землю, котрі навіть при відмінному стані заземлюючих пристроїв призводять до появи небезпечних потенціалів на металевих корпусах обладнання, створюють підвищену небезпеку для обслуговуючого персоналу. Але найбільшу небезпеку викликають однофазні замикання на землю які супроводжуються переміжкою електричною дугою, що може бути причиною великих перенапруг в електричній мережі.

На рисунку 2.1 показана схема заміщення трьохфазної мережі з ізольованою нейтраллю. Де $\bar{U}_{\phi A}, \bar{U}_{\phi B}, \bar{U}_{\phi C}$ - комплексні фазні напруги, рівні по модулю; $\bar{U}_A, \bar{U}_B, \bar{U}_C$ - комплексні напруги окремих фаз відносно землі; $\bar{U}_N$ - комплексна

напруга зміщення нейтралі; $\bar{I}_{yA}$, $\bar{I}_{yB}$, $\bar{I}_{yC}$ - комплексні повні струми витоку на землю; r_a , r_b , r_c - активні опори між окремими фазами мережі й землею; C_a , C_b , C_c - ємності проводів по відношенню до землі.

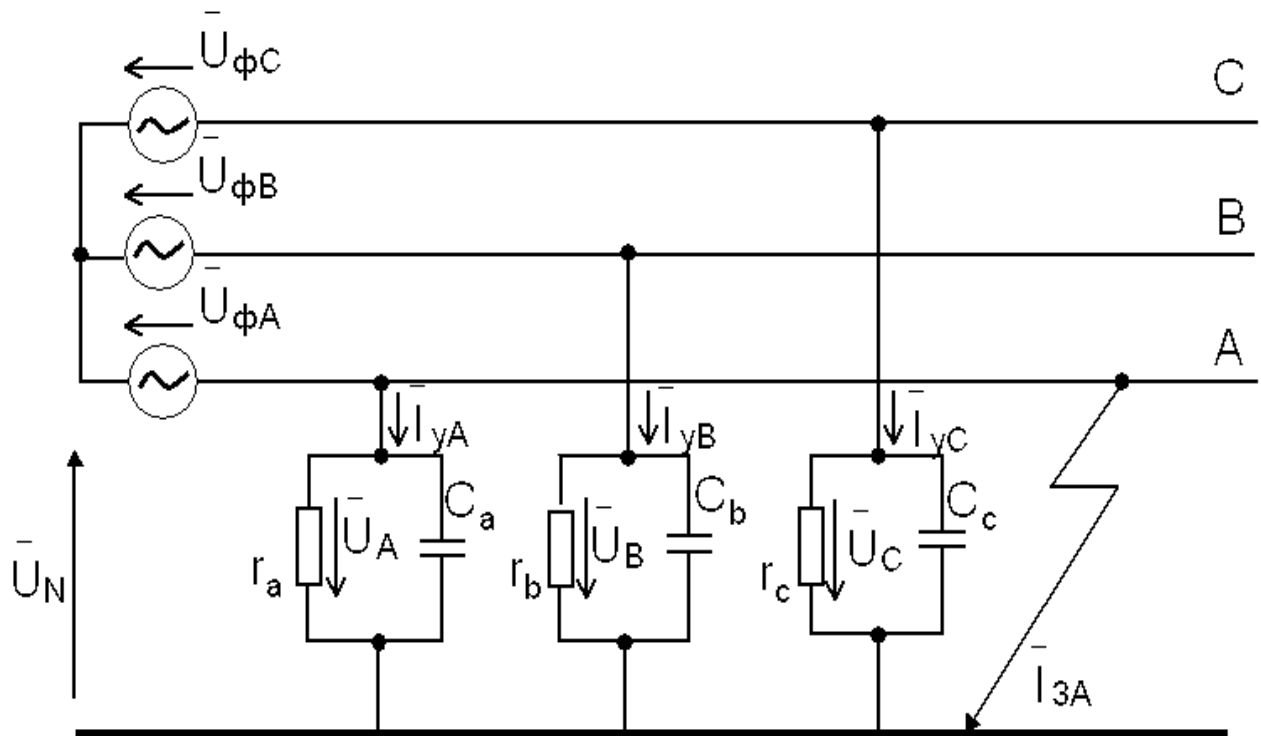


Рис.2.1. Схема заміщення трьохфазної ідеалізованої мережі з ізольованою нейтраллю.

Для показаної мережі справедливі такі відношення. Повні комплексні провідимості фаз відносно землі:

$$\bar{Y}_A = \frac{1}{r_A} + j\omega C_A$$

$$\bar{Y}_B = \frac{1}{r_B} + j\omega C_B \quad (2.1)$$

$$\bar{Y}_C = \frac{1}{r_C} + j\omega C_C$$

Напруга зміщення нейтралі:

$$\bar{U}_N = U_\phi \frac{\bar{Y}_S}{\bar{Y}_\Sigma} \quad (2.2)$$

де $\bar{Y}_\Sigma = \bar{Y}_A + \bar{Y}_B + \bar{Y}_C$ - сумарна комплексна провідність мережі відносно землі;
 U_ϕ - модуль фазної напруги мережі;

$\bar{Y}_S = \bar{Y}_A + a^2 \bar{Y}_B + a \bar{Y}_C$ - фазна комплексна провідність мережі відносно землі,
котра дорівнює нулю при рівності провідностей фаз $\bar{Y}_A = \bar{Y}_B = \bar{Y}_C$;

$a = \frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j\frac{2\pi}{3}}$ - фазний множник.

Беручи до уваги, що струм витоку в фазі А дорівнює $\bar{I}_{yA} = (\bar{U}_{\phi A} - \bar{U}_N) \bar{Y}_A$, то враховуючи (2.2) отримуємо:

$$\bar{I}_{yA} = U_\phi \frac{\bar{Y}_\Sigma - \bar{Y}_S}{\bar{Y}_\Sigma} \bar{Y}_A \quad (2.3)$$

аналогічно для інших фаз:

$$\bar{I}_{yB} = U_\phi \frac{a^2 \bar{Y}_\Sigma - \bar{Y}_S}{\bar{Y}_\Sigma} \bar{Y}_B \quad (2.4)$$

$$\bar{I}_{yC} = U_\phi \frac{a \bar{Y}_\Sigma - \bar{Y}_S}{\bar{Y}_\Sigma} \bar{Y}_C \quad (2.5)$$

Відношення (2.3)-(2.5) дозволяють визначити струми витоку в будь-якій фазі мережі при відомих активних опорах r_a, r_b, r_c та ємностях C_a, C_b, C_c відносно землі.

З цих співвідношень отримуємо вираження для струмів глухого замикання на землю для різних фаз мережі. Так для струму замикання в фазі А ($\bar{Y}_A = \infty$):

$$\bar{I}_{3A} = U_\phi [\bar{Y}_B (1 - a^2) + \bar{Y}_C (1 - a)] \quad (2.6)$$

аналогічно для інших фаз:

$$\bar{I}_{3B} = U_\phi [\bar{Y}_A (a^2 - 1) + \bar{Y}_C (a^2 - a)] \quad (2.7)$$

$$\bar{I}_{3C} = U_\phi [\bar{Y}_A (a - 1) + \bar{Y}_B (a - a^2)] \quad (2.8)$$

Таким чином для аналітичного визначення струмів замикання на землю необхідно знати параметри ізоляції мережі відносно землі.

Причини виникнення замикань на землю в повітряних мережах досить різноманітні, але більшість з них поєднує той факт, що це так чи інакше пов'язано з ізоляцією за виключенням обривів з різних причин проводів і тросів.

Дуже важливим є той факт, що контроль ізоляції в мережах з ізолюованою нейтраллю дуже пов'язаний з контролем забруднення ізоляторів. Порушення ізоляції повітряних ліній призводить до однофазних замикань на землю або до міжфазних коротких замикань. Останні як правило ліквідуються швидким відключенням приєднання, а замикання на землю можуть існувати досить тривалий час. Велика забрудненість ізоляторів при їх зволоженні може призвести до перекриття, а як

наслідок і замикання на землю, про що повинні сигналізувати пристрої релейного захисту та автоматики. Тому представляється, що контроль забруднення ізоляторів і сам контроль ізоляції в мережі є двома сторонами однієї проблеми.

2.2 Причини виникнення внутрішніх перенапруг в мережах з ізолюваною нейтраллю

Спочатку слід зазначити, що в цьому розділі мова буде йти лише про перенапруги які виникають в результаті замикань на землю, що супроводжуються дугою.

При однофазних замиканнях в мережах 10-35 кВ в зоні контакту провідника із землею часто виникає електрична дуга. Аварійний процес характеризується рядом слідуєчих один за одним повторних запалювань та згасань електричної дуги. Дуга, відіграючи роль своєрідного комутатора, періодично закорочує ємність пошкодженої фази відносно землі, потім знову вмикає її в мережу. Згасання та запалювання перемежаючої дуги викликає складні перехідні процеси, інтенсивність котрих залежить від таких факторів, як, наприклад характеристика дуги, ємність, індуктивність, опір ланцюга і т.ін.

Слід зазначити, що врахування всіх факторів, які впливають на перехідні процеси при перемежаючих замиканнях на землю становить собою дуже складну задачу. Із-за складності фізичних явищ пов'язаних із дуговими замиканнями, не існує їх точного аналітичного описання.

Згідно з теорією Петерсена максимальна кратність перенапруг при перехідних процесах не перевищує 3...4 в порівнянні з номінальними значеннями фазних напруг мережі.

Розглянемо поведінку трьохфазної ідеальної симетричної мережі рис.2.2 при однофазному дуговому замиканні на землю фази А.

Припустимо, що замикання виникло в момент часу $t = 0$, коли напруга фази А відносно землі має максимальне значення. Тоді фазні напруги мережі дорівнюють:

$$u_{\phi A} = U_{m\phi} \sin(\omega t + \frac{\pi}{2});$$

$$u_{\phi B} = U_{m\phi} \sin(\omega t + \frac{\pi}{2} - \frac{2\pi}{3}); \quad (2.9)$$

$$u_{\phi C} = U_{m\phi} \sin(\omega t + \frac{\pi}{2} - \frac{4\pi}{3})$$

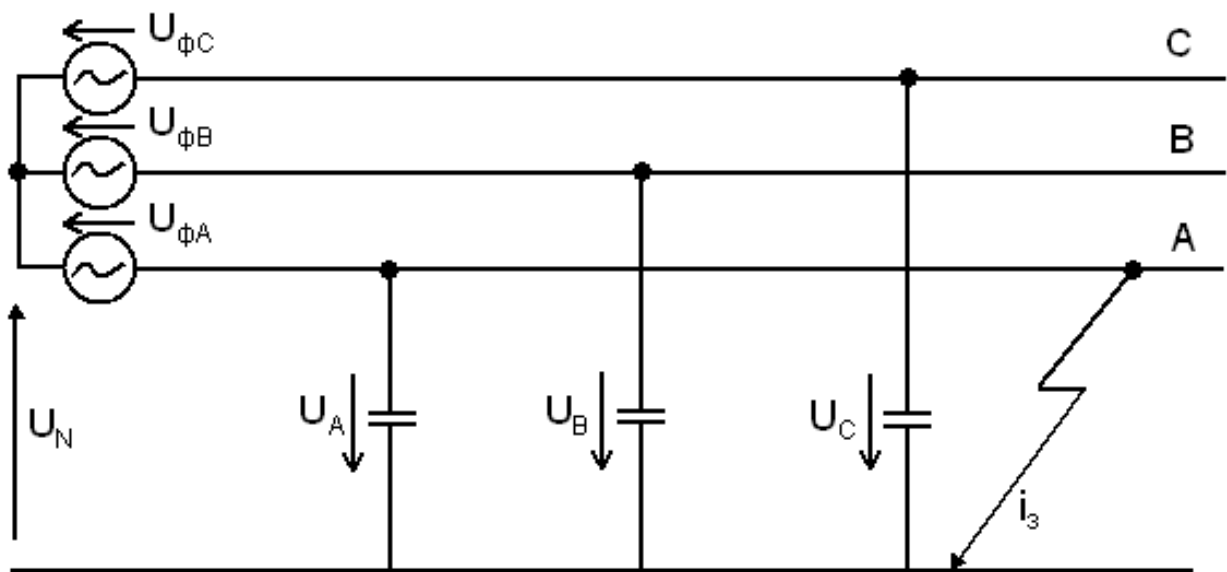


Рис. 2.2. Розрахункова схема ідеалізованої мережі при однофазному
замиканні на землю.

Безпосередньо перед замиканням фази А на землю, тобто при $t=0$, напруга фаз А, В, С відносно землі мали значення (див.рис.2.3) $u_A(0) = U_{m\phi}$; $u_B(0) = u_C(0) = 0,5U_{m\phi}$.

В інтервалі часу від $\omega t=0$ до $\omega t=\pi$ струм замикання на землю змінювався по закону:

$$i_3 = 3U_{\text{мф}} \omega C \sin(\omega t + \pi) \quad (2.10)$$

а напруга зміщення нейтралі U_N дорівнює напрузі фази А.

Згідно з гіпотезою Петерсена дуга згасає при проходженні струму замикання через найближчий нуль. Це відбувається в момент $\omega t=\pi$ (рис.2.3). Ємність пошкодженої фази більше не буде закорочена струмом дуги, опір якої в даний момент дорівнює нулю. Отже відбувається миттєвий перерозподіл напруг на ємностях мережі відносно землі.

Напруга зміщення нейтралі в наступному інтервалі, при $\pi \leq \omega t \leq 3\pi/2$ буде $U_N = -U_{\text{мф}}$. Таким чином, нульова точка джерела трьохфазного живлення відносно землі після згасання дуги приймає потенціал, який з часом змінюється і дорівнює по значенню амплітуді фазної напруги мережі.

Тому напруги в мережі в інтервалі згасання дуги будуть визначатися як:

$$\begin{aligned} u_A &= U_{\text{мф}} \left[\sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right) + 1 \right] \\ u_B &= U_{\text{мф}} \left[\sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2} - \frac{2\pi}{3}\right) + 1 \right] \\ u_C &= U_{\text{мф}} \left[\sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2} - \frac{4\pi}{3}\right) + 1 \right] \end{aligned} \quad (2.11)$$

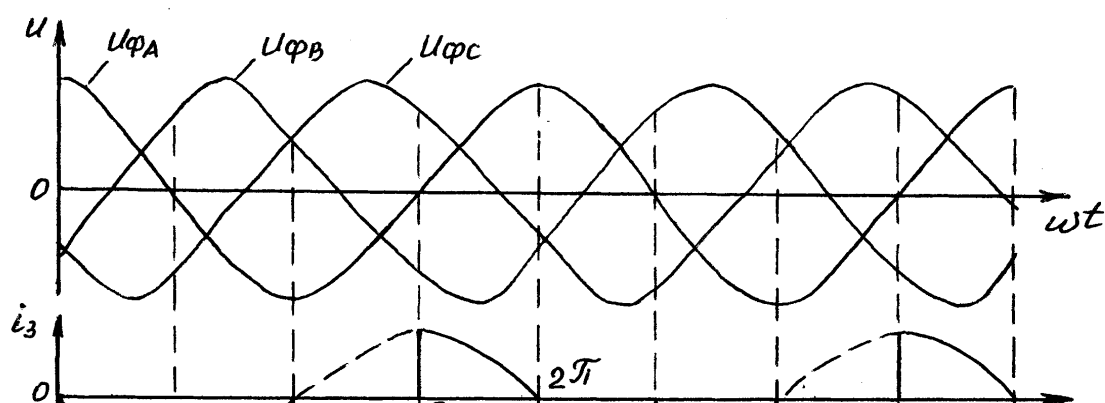


Рис. 2.3. Криві які характеризують перехідний процес при дуговому замиканні на землю в ідеалізованій мережі.

В момент $\omega t = 3\pi/2$ напруга фази А знову досягне максимуму, тобто знову виникає струм дуги на землю і відбувається кидок струму i_3 (рис.2.3). Далі процес повторюються, але з протилежними знаками.

Таким чином, як видно із рис.2.3 при дугових замиканнях на землю в ідеальній електричній мережі перенапруги не перевищують подвійної амплітуди фазної напруги. Це засвідчують також дослідження [12].

Але реальні електричні мережі мають окрім ємнісної провідності фаз відносно землі ще й активно-індуктивний опір проводів. Тому при перемежаючих замиканнях на землю, що супроводжуються дугою можливі коливальні процеси. Перенапруга залежить від того, наскільки співвідношення активних, індуктивних та ємнісних елементів сприяють умовам резонансу в даній мережі. Резонансні ж перенапруги змінюються в широких межах і теоретично можуть досягати безкінечно великих значень [5]. В зв'язку з цим процеси, які відбуваються при перемежаючій дузі доцільно досліджувати по схемі рис.2.4.

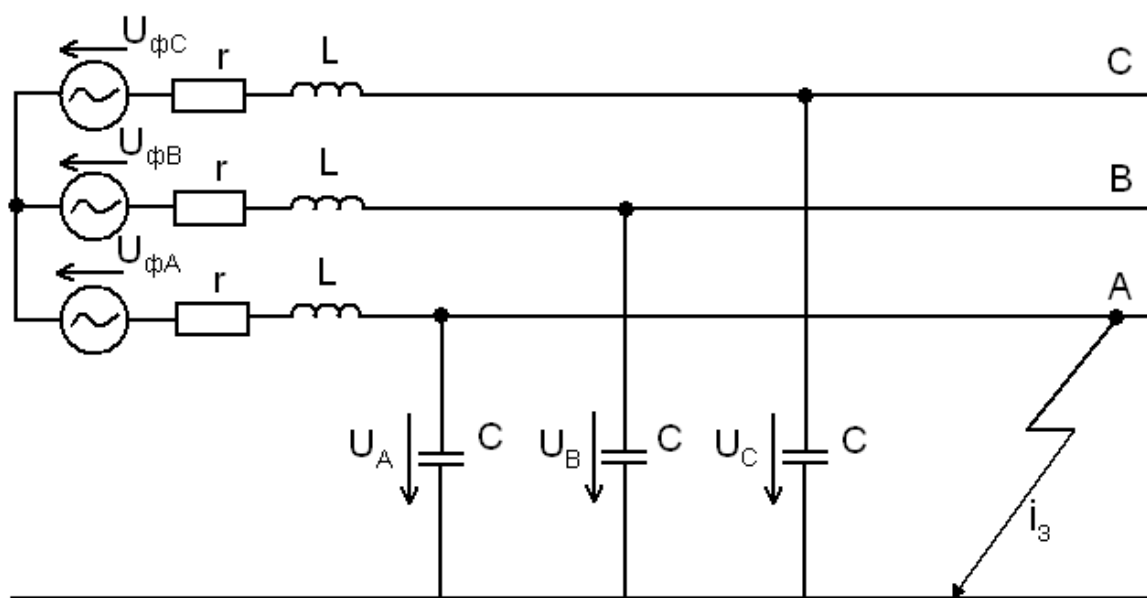


Рис. 2.4. Розрахункова схема трьохфазної мережі при замиканні на землю.

Більш доцільно розглядати перехідні процеси поступово, крок за кроком, починаючи із найпершого виникнення електричної дуги.

Методика рішення полягає в наступному. Припустимо, що виникнення дуги відбувається в той момент, коли напруга даної фази має значення близьке до

амплітудного. Знайдемо напругу пошкодженої фази А в момент проходження її через максимум, при цьому визначимо початкову фазу ψ напруг живлення:

$$u_{\phi A} = U_{m\phi} \sin(\omega t + \psi)$$

$$u_{\phi B} = U_{m\phi} \sin(\omega t + \psi - \frac{2\pi}{3})$$

$$u_{\phi C} = U_{m\phi} \sin(\omega t + \psi - \frac{4\pi}{3})$$

Згідно із схемою напруга фази А безпосередньо до замикання на землю визначається рівнянням:

$$u_A = \frac{U_{m\phi}}{\sqrt{r^2 \omega^2 C^2 + (1 - \omega^2 LC)}} \sin(\omega t + \psi - \phi), \quad (2.12)$$

$$\text{де } \phi = \arctg \frac{r\omega C}{1 - \omega^2 LC}$$

Очевидно, що для моменту часу $t = 0$ найбільше значення u_A буде мати при $\psi = \pi/2 - \phi$.

Розглядаючи таким чином інтервал за інтервалом згасання та запалювання дуги, можливо отримати картину перехідних процесів, із якої визначити кратність виникаючих перенапруг для конкретних параметрів електричної мережі r, L, C .

2.3. Особливості процесів при замиканні на землю в мережах з компенсованою нейтраллю

В ПУЕ [13] відмічається, що робота електричних мереж 3-35 кВ повинна передбачатися з ізольованою або заземленою через дугогасячий реактори нейтраллю.

Компенсація ємнісного струму замикання на землю повинна використовуватися при значеннях цього струму в нормальних режимах:

в мережах 3-20 кВ, що мають залізобетонні та металеві опори на ПЛ та у всіх мережах 35 кВ - більше 10 А;

в мережах, що не мають залізобетонних та металевих опор на ПЛ: при напрузі 3-6 кВ - більше 30 А; при 10 кВ - більше 20 А; при 15-20 кВ - більше 15 А.

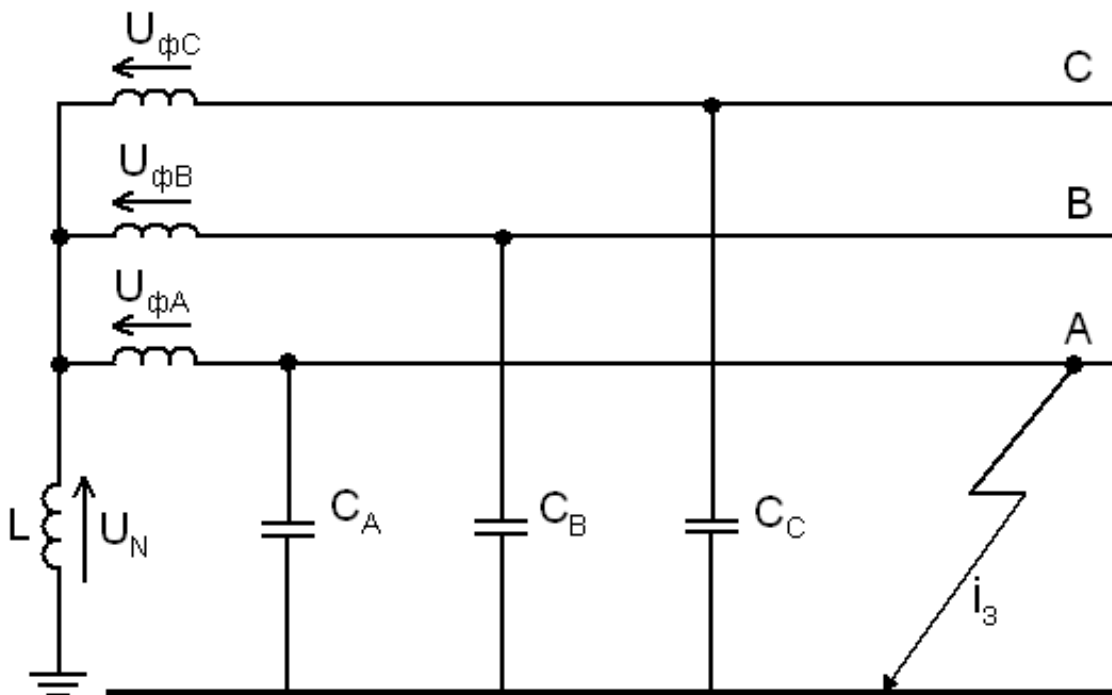


Рис.2.5. Схема компенсації ємнісних струмів замикання на землю при ідеальних параметрах мережі й котушки.

В мережі $C_A = C_B = C_C = C$, струм замикання на землю дорівнює:

$$I_3 = U_{\phi} \left(3\omega C - \frac{1}{\omega L} \right) \quad (2.13)$$

При виконанні умови резонансу $3\omega C - 1/\omega L = 0$.

Таким чином, проблема гасіння дуги начебто вирішена. При ідеальних умовах не виникає перенапруження відносно землі. Напряга зміщення нейтралі U_N при $C_A = C_B = C_C$ дорівнює нулю.

Але мережі і котушки мають ще й активний опір, а ємності мережі відносно землі можуть відрізнятися одне від одного, тобто $C_A \neq C_B \neq C_C$. Є також принципова різниця між замиканням металевим (бездуговим) та із перемежаючою дугою. В зв'язку з цим та зображена на рис.2.5 предстане у вигляді:

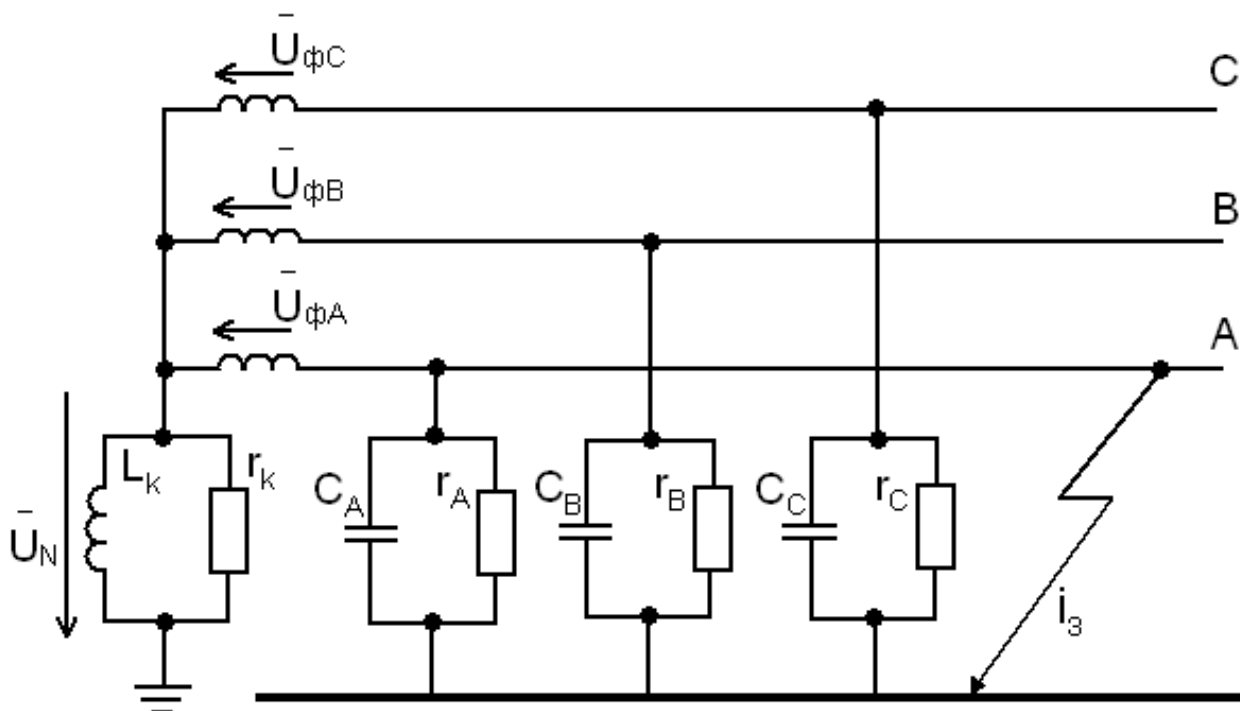


Рис.2.6. Схема мережі з компенсованою нейтраллю з урахуванням активних опорів мережі й реактора.

Вважаючи схему рис.2.6 симетричною ($C_A = C_B = C_C = C$), ($r_A = r_B = r_C = r$) приведемо її до розрахункової схеми рис.2.7.

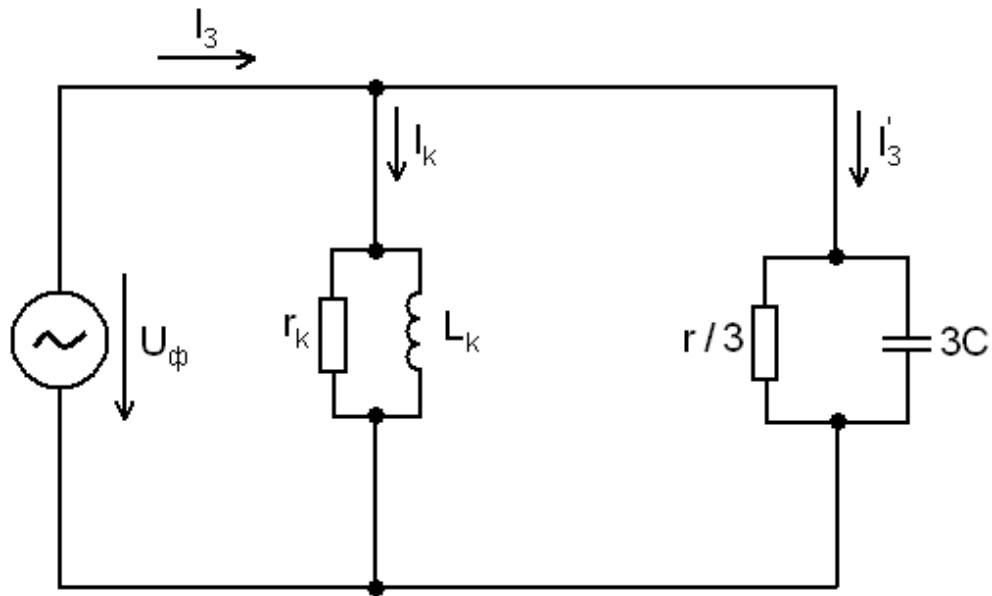


Рис. 2.7. Розрахункова схема мережі з компенсованою нейтраллю.

Умовою резонансу є рівність ємнісного I_C та індуктивного I_L струмів. Струм замикання на землю в цьому випадку визначиться з виразу:

$$I_3 = U_\phi \left(\frac{1}{r_k} + \frac{3}{r} \right) \quad (2.14)$$

Як видно із цього навіть при резонансній настройці струм замикання на землю не дорівнює нулю й визначається опорами ізоляції і параметрами котушки.

Оскільки ємнісна складова струму замикання на землю не може бути визначена прямим вимірюванням, то резонансна настройка, яка відповідає умові $I_C = I_L$, не може бути здійснена безпосередньо, тому настройку компенсації ведуть по розрахунковому струму:

$$I_C = 3U_\phi \omega C$$

Таким чином резонансна настройка котушки для компенсації ємнісних струмів може бути здійснена лише приблизно, а струм замикання на землю завжди не буде рівний нулю.

При дуговому замиканні на землю в компенсованій мережі (рис.2.6) при умові резонансної настройки, записавши фазні напруги у вигляді:

$$u_{\phi A} = U_{m\phi} \sin(\omega t + \frac{\pi}{2})$$

$$u_{\phi B} = U_{m\phi} \sin(\omega t + \frac{\pi}{2} - \frac{2\pi}{3})$$

$$u_{\phi C} = U_{m\phi} \sin(\omega t + \frac{\pi}{2} - \frac{4\pi}{3})$$

струм замикання на землю в перший інтервал часу дорівнює:

$$i_{3A} = \frac{U_m}{r_e} \sin(\omega t + \frac{\pi}{2}),$$

$$\text{де } r_e = \frac{3r_k}{3r_k + r}.$$

В момент проходження струму i_{3A} через нуль, тобто при $\omega t = \pi/2$, дуга згасне. Безпосередньо перед згасанням дуги напруги непошкоджених фаз будуть дорівнювати:

$$u_B(\frac{\pi}{2}-) = \frac{\sqrt{3}}{2} U_m; \quad u_C(\frac{\pi}{2}-) = -\frac{\sqrt{3}}{2} U_m$$

Струм в котушці L_K в момент згасання дуги ($i_{3A} = 0$) дорівнює амплітудному значенню:

$$i_L = \frac{U_m}{\omega L_K} \sin \frac{\pi}{2} = \frac{U_m}{\omega L_K}$$

Згідно [12] при дослідженні наступних інтервалів запалювання та згасання електричної дуги напруга вільної складової між нульовою точкою трансформатора й землею буде носити затухаючий коливальний характер із кутовою частотою:

$$\omega' = \sqrt{\frac{1}{L_K C} - \frac{1}{4C^2} \left(\frac{1}{r} + \frac{1}{3r_K} \right)^2} \quad (2.15)$$

Для ідеалізованої мережі й котушки, коли $1/r = 1/3r_K = 0$, кутова частота незатухаючих коливань $\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L_K C}}$.

Таким чином, в інтервалі після згасання дуги навіть при симетричній мережі напруга на дугогасному реакторі не дорівнює нулю. Вона змінюється з певною кутовою частотою. В цих умовах між окремими проводами мережі й землею можуть виникати перенапруги. Їх значення визначається різницею фазних напруг та напруг зміщення нейтралі:

$$U_A = U_{\phi A} - U_N; U_B = U_{\phi B} - U_N; U_C = U_{\phi C} - U_N.$$

Дуга знову запалюється при проходженні напруги через найближчий максимум. Далі процес повторюється. Але при розрахунку струмів і напруг перехідного процесу в наступні інтервали необхідно врахувати інші початкові значення струму в індуктивності котушки як в моменти замикання на землю, так і в моменти згасання дуги.

2.4. Умови роботи трансформаторів напруги в розподільчих мережах 10 - 35 кВ

Вище було розглянуто роботу мереж з ізольованою й компенсованою нейтраллю в умовах однофазного замикання на землю, та виявлено небезпеку такого явища. І як показує практика цим мережам властива дуже велика імовірність пошкоджень, причини котрих в певній мірі пов'язані саме з режимом нейтралі. Основними з них є:

- 1) значна кратність внутрішніх перенапруг;
- 2) невисока ефективність компенсації ємнісних струмів замикань на землю;
- 3) не задовольняючі сучасним вимогам умови безпеки експлуатації мережі (можливість тривалого існування небезпечних напруг доторкання, виникнення подвійних замикань на землю);
- 4) можливість помилкових дій експлуатаційного персоналу при оперативних переключеннях, що виконуються з метою визначення ділянки лінії з однофазним замиканням;
- 5) незадовільна селективність, стійкість до перешкод та недостатня чутливість пристроїв релейного захисту від однофазних замикань на землю;
- 6) зростання збитків від аварійних відключень споживачів та витрат на пристрої компенсації струмів замикань на землю.

Одним із заходів підвищення надійності електропостачання в розподільних мережах вважається, як зазначалось вище, компенсація ємнісних струмів мережі. Однак останнім часом все більше авторів [12,14,15] звертають увагу на ряд серйозних недоліків цього заходу. Слід зазначити, що обмеження струму однофазного замикання до безпечного для ізоляції значення можливо при умові, якщо в струмі замикання немає активної та вищих гармонічних складових, рівень яких в ньому досить високий [15]. До того ж наявність додаткової індуктивності

може бути причиною резонансних явищ, а зв'язані з ними перенапруги, в свою чергу є основною причиною пошкодження трансформаторів напруги.

Висока аварійність трансформаторів напруги НТМИ-10 та ЗНОМ-35 відмічається майже у всіх енергосистемах колишнього СРСР. Середній рівень пошкодження останнім часом трансформаторів напруги, що працюють в мережах 6-35 кВ, згідно [8] складає від 6 до 10%. Так наприклад на підстанції “Фундуклєєвка” протягом одного (1996) року відбулося п'ять випадків пошкодження трансформаторів напруги ЗНОМ-35, на підстанціях “Сільмаш” та “Янтарна” Кіровоградобленерго в 1997 році вийшли з ладу ці ж трансформатори на обох секціях шин.

Часті пошкодження вказаних вище трансформаторів напруги призвели до того, що в ряді випадків електричні мережі експлуатуються без контролю ізоляції, що неприпустимо.

Пошкодження трансформаторів напруги в розподільних мережах 10-35 кВ відбувається при тривалому однофазному дуговому замиканні на землю, в результаті появи струмів в обмотках високої напруги, що перевищують допустиму теплову стійкість обмотки [7,16], або при збудженні в мережі з ізолюваною нейтраллю субгармонійних ферорезонансних коливань, які також супроводжуються появою небезпечних струмів в обмотках високої напруги [17].

Струм замикання на землю в повітряних мережах порівняно невеликий і складає 1...10 А на відміну від кабельних ліній промислових підприємств (десятки, сотні ампер), де тривалість дугових замикань не перевищує декількох хвилин, переходячи в металеві замикання на землю, або в міжфазні к.з., а як наслідок відсоток пошкоджень трансформаторів напруги в кабельних мережах значно нижчий [18]. При невеликому ж струмі замикання дуга не розплавлює метал масивних струмопровідних частин і може горіти на протязі багатьох годин. Це пояснюється хоча б тим, що для розплавлювання сталевого електроду діаметром 3 мм при електрозварюванні потрібен струм 100 А [19].

Втрати тепла в дузі різко зростають з посиленням вітру. Так, в тиху погоду конвективні втрати стовпа дуги діаметром 3 мм складають 80...100 Вт/см [16]. При таких умовах дуга не спроможна до безперервного горіння, але й не гасне зовсім, а

переході в перемежуючу і починає проводити струм імпульсами. Цьому ж сприяє і ємнісний характер струму замикання на землю. При пробії дугового проміжку ємність мережі розряджається через нього з частотою 300...1500 Гц [20]. Амплітуда високочастотної складової струму на порядок перевищує амплітуду струму промислової частоти, в результаті чого радіус стовбура дуги збільшується, а її температура підвищується. Однак високочастотна складова швидко затухає, температура дуги спадає, і струм припиняється до наступного пробію. На думку автора ця стадія є визначальною з точки зору струмового навантаження на трансформатори напруги.

При розрядженні ємності мережі через трансформатор напруги, внаслідок малого активного опору його обмотки високої напруги процес носить коливальний характер. Потокозчеплення обмоток трансформатора напруги через 0,015-0,02 с. після погашення дуги досягає $3...4\psi_n$, а кидки струму намагнічування можуть досягати 5-6 А [16], а відомо що допустиме значення струму обмоток ВН НТМИ – 10, НАМИ – 10, ЗНОМ - 35 0,5...0,13 А [8].

Однак слід зазначити, що не всяка перемежуюча дуга може призвести до перезбудження трансформатора напруги. Якщо вона запалюється й згасає частіше одного разу за період, перехідні процеси не досягнуть свого розвитку і трансформатор не пошкодиться. Якщо ж запалювання й згасання відбувається 1 раз за період або рідше, то за даними [16] трансформатор НТМИ-10 здатен пошкодитися швидше ніж за 5 хвилин.

Ферорезонансні явища також можуть бути причиною пошкодження трансформаторів напруги. Виникають вони найчастіше при обривах і заземленнях проводів. На рис.2.8 показано утворення контуру при якому можливий ферорезонанс.

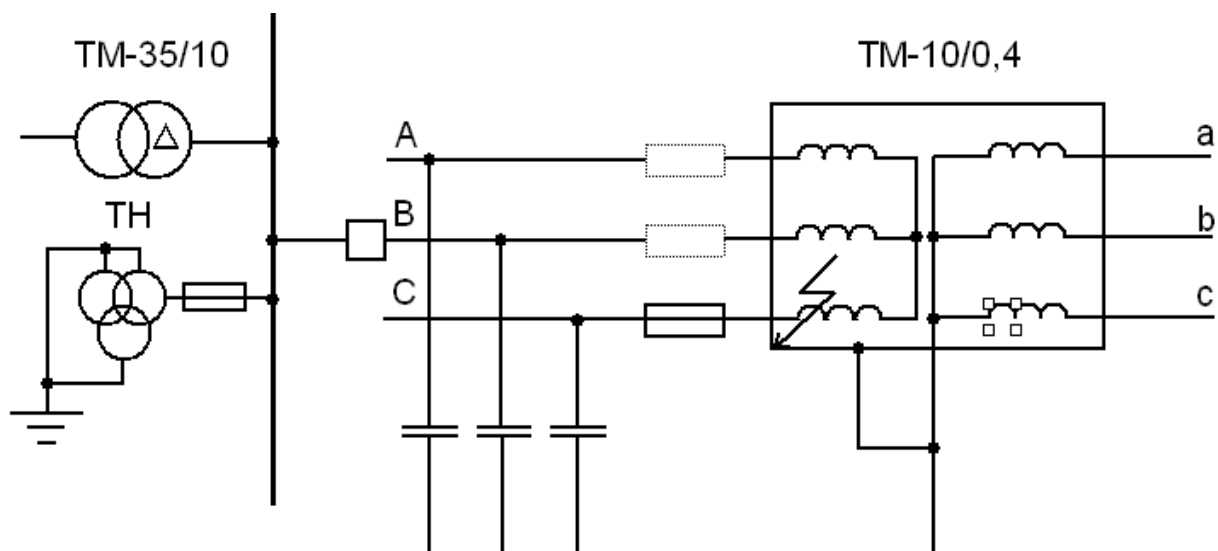


Рис.2.8. Схема утворення контуру сприятливого до умов виникнення ферорезонансу.

При замиканні однієї з фаз на землю й обриві двох інших (перегорання запобіжників фаз А і В при к.з.), в мережі з ізолюованою нейтраллю можливий режим ферорезонансного перетворення однофазної напруги в трьохфазну. Причому напрямок чергування фаз може бути як прямим так і зворотнім. У випадку зворотного чергування відбувається “перекидання” фази й підвищення однієї з фазних напруг мережі 10 кВ до $4U_{\phi}$ [21]. Таке велике підвищення напруги промислової частоти викликає перезбудження й швидкий вихід з ладу трансформаторів напруги (рис.2.8).

Таким чином з’ясовано, що найбільшу небезпеку для роботи трансформаторів напруги в мережах з ізолюованою нейтраллю представляють дугові замикання на землю та ферорезонансні коливання, що виникають в електричній мережі за певних обставин.

2.5. Вплив трансформаторів контролю ізоляції на перенапруги в розподільчих мережах

Розглядаючи в попередніх розділах причини виникнення перенапруг в мережах з ізолюованою і компенсованою нейтраллю не було з’ясовано впливу самих трансформаторів напруги, адже вони також вносять свою частку щодо цієї проблеми.

Трансформатори напруги контролю ізоляції вмикаються між фазами мережі й землею і тому вносять певний опір в ланцюг протікання струму відносно землі. Оскільки ці опори мають індуктивний характер, а мережа ємнісний, відносно землі, то цей факт значно впливає на струми витоку й замикань на землю.

При роботі ТН паралельно до його фаз увімкнена фазна ємність сполученої мережі (рис.2.9).

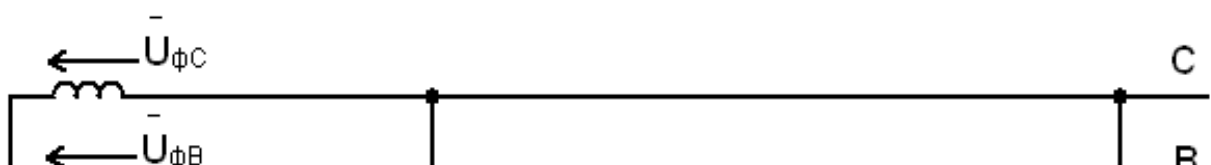


Рис.2.9. Схема заміщення мережі з врахуванням опорів ТН.

Для прийнятої на практиці схеми з'єднання обмоток (рис.2.10) на основі законів Кірхгофа запишемо рівняння для струмів первинних обмоток ТН в функції напруг окремих фаз мережі $\bar{U}_A, \bar{U}_B, \bar{U}_C$ відносно землі (рис.2.9):

$$\begin{aligned}\bar{I}_A &= \bar{U}_A \left(\frac{1}{k_1^2 r_H} + \frac{1}{j\omega L_1} \right) + \frac{1}{k_2^2 r_0} (\bar{U}_A + \bar{U}_B + \bar{U}_C) \\ \bar{I}_B &= \bar{U}_B \left(\frac{1}{k_1^2 r_H} + \frac{1}{j\omega L_1} \right) + \frac{1}{k_2^2 r_0} (\bar{U}_A + \bar{U}_B + \bar{U}_C) \\ \bar{I} &= \bar{U}_B \left(\frac{1}{k_1^2 r_H} + \frac{1}{j\omega L_1} \right) + \frac{1}{k_2^2 r_0} (\bar{U}_A + \bar{U}_B + \bar{U}_C)\end{aligned}\tag{2.16}$$

де $k_1 = W_1 / W_2 \approx U_1 / U_2$; $k_2 = W_1 / W_3 \approx U_1 / U_3$ - коефіцієнти трансформації ТН;

r_0 та r_H - опори в ланцюгу вторинних обмоток, з'єднаних відповідно в розімкнутий трикутник і зірку.

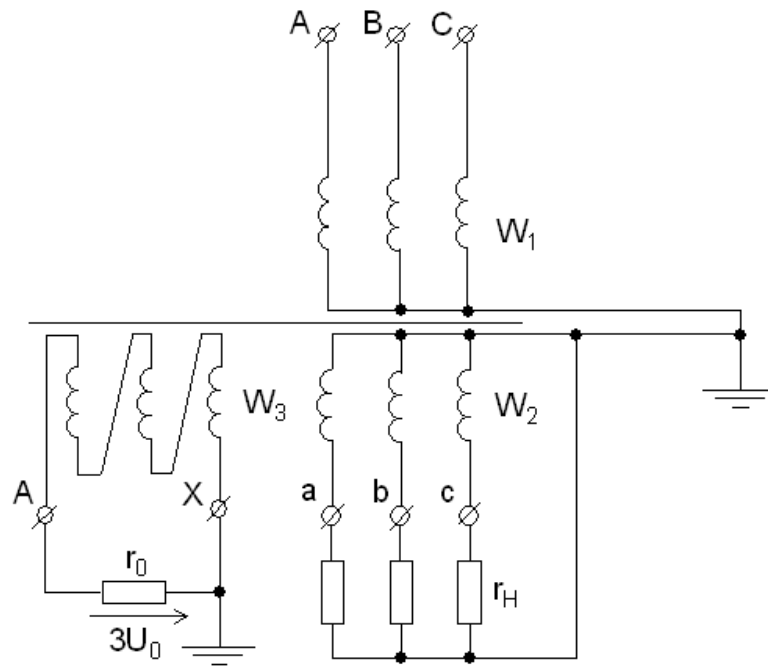


Рис.2.10. Схема з'єднання обмоток трансформаторів напруги типу НТМИ -10 та ЗНОМ -35.

Оскільки струм $\bar{I}_0$ й напругу $\bar{U}_0$ нульової послідовності можливо визначити із рівнянь (2.16):

$$\bar{I}_A + \bar{I}_B + \bar{I}_C = 3\bar{I}_0$$

$$\bar{U}_A + \bar{U}_B + \bar{U}_C = 3\bar{U}_0$$

то повна провідність однієї фази трансформатора напруги відносно землі буде дорівнювати:

$$\frac{I_0}{U_0} = \frac{1}{k_1^2 r_H} + \frac{3}{k_2^2 r_0} + \frac{1}{j\omega L_1} \quad (2.17)$$

тобто активний опір, що вноситься в схему трансформатором напруги визначиться як:

$$r_1 = \left(\frac{1}{k_1^2 r_H} + \frac{3}{k_2^2 r_0} \right)^{-1}, \quad (2.18)$$

а індуктивний опір - ωL_1 .

Перенапруги відносно землі зручно характеризувати напругою зміщення нейтралі $\bar{U}_N$, тому що вона визначає значення напруг фаз відносно землі:

$$\bar{U}_A = \bar{U}_{\phi A} - \bar{U}_N; \bar{U}_B = \bar{U}_{\phi B} - \bar{U}_N; \bar{U}_C = \bar{U}_{\phi C} - \bar{U}_N$$

Для схеми зображеної на рис.2.9 напруга зміщення нейтралі визначається формулою:

$$\bar{U}_N = U_{\phi} \frac{j\omega(C_A + a^2 C_B + a C_C)}{\frac{3}{r_1} + \frac{3}{r} + j(\omega C_A + \omega C_B + \omega C_C - \frac{3}{\omega L_1})} \quad (2.19)$$

де C_A, C_B, C_C - ємності окремих фаз мережі відносно землі;

а кратність перенапруги згідно [6] дорівнює:

$$K = \frac{U_N}{U_\phi} = \frac{\omega C r_1 r}{3(r_1 + r)} = \omega C r_e \quad (2.20)$$

де C - ємність не симетрії в мережі при замиканні на землю;

r_e - еквівалентний активний опір схеми (рис.2.9)

Формула (2.20) дозволяє при відомих ємності, що створює не симетрію та параметрах ізоляції мережі й трансформатора напруги визначити кратність перенапруги.

2.6 Режим роботи трансформаторів напруги типу НАМИ – 10

Як було зазначено вище, кратність перенапруги по формулі (2.20) можливо визначити лише за умов резонансу опорів ТН із ємністю мережі.

В даній роботі проведена аналітична оцінка можливості виникнення ферорезонансу трансформатора напруги типу НАМИ – 10 з ємністю приєднаної мережі.

Для цієї цілі були знята вольт-амперна характеристика заземленої фази ТН (рис.2.11) в діапазоні від нуля до фазної напруги мережі промислової частоти.

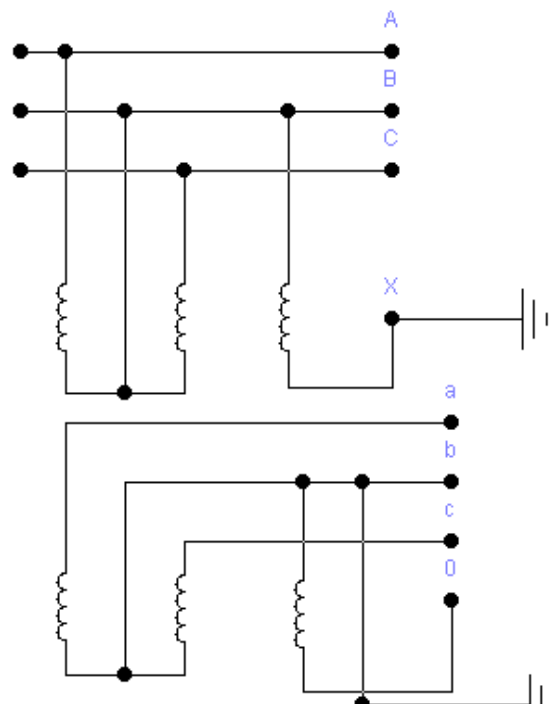


Рис. 2.11 Схема з'єднання обмоток трансформатора НАМИ – 10.

Характер отриманої залежності вирізняється явно вираженою не лінійністю і задовільно апроксимується (за допомогою пакету програм Mathcad 2000 Professional з точністю 97 – 98% (див. додаток Б)) наступною функцією:

$$I_m = 0,048 + 19,321U - 3,333U^2 + 0,25U^3 \quad (2.21)$$

Таке описання характеристики дає можливість на відміну від графічних рішень ферорезонансних процесів [33] аналітично вирахувати граничні значення параметрів реальних мереж, при яких стає можливим ферорезонанс. Покажемо це.

При роботі ТН паралельно його фазі ввімкнена фазна ємність мережі (рис.2.12).

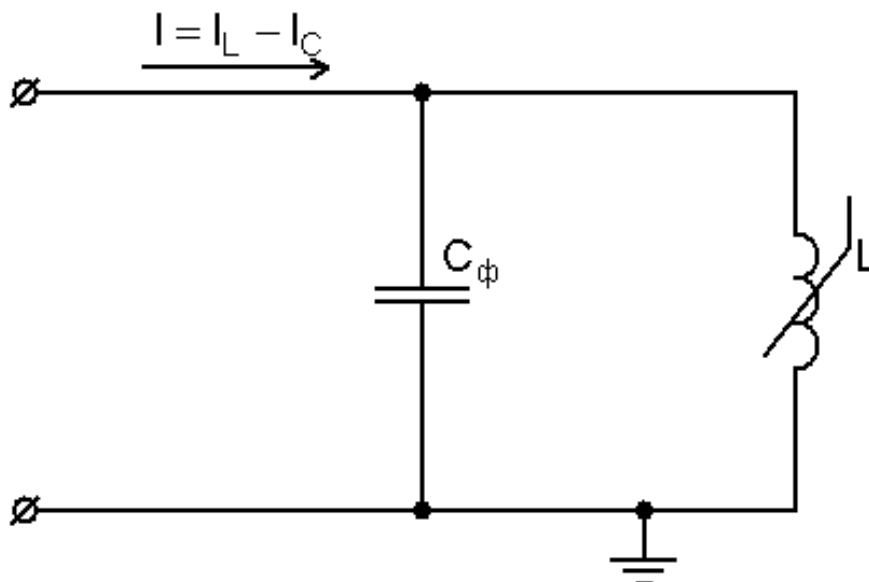


Рис.2.12 Розрахункова схема, щодо встановлення границі початку розвитку ферорезонансу.

Величина ємнісного струму має лінійну залежність від величини прикладеної напруги:

$$I_c = kU \quad (2.22)$$

де k – фазна ємнісна провідність мережі, мА/кВ;

U – фазна напруга заземленої фази, кВ.

Результуючий струм схеми на рис. 2.12 виражається залежністю:

$$I = I_m - I_c = 0,048 + 19,321U - 3,333U^2 + 0,25U^3 - kU \quad (2.23)$$

Ферорезонансний зрив [33] із зміною фази струму проходить при досягненні залежністю (2.23) екстремальної точки М (рис. 2.13).

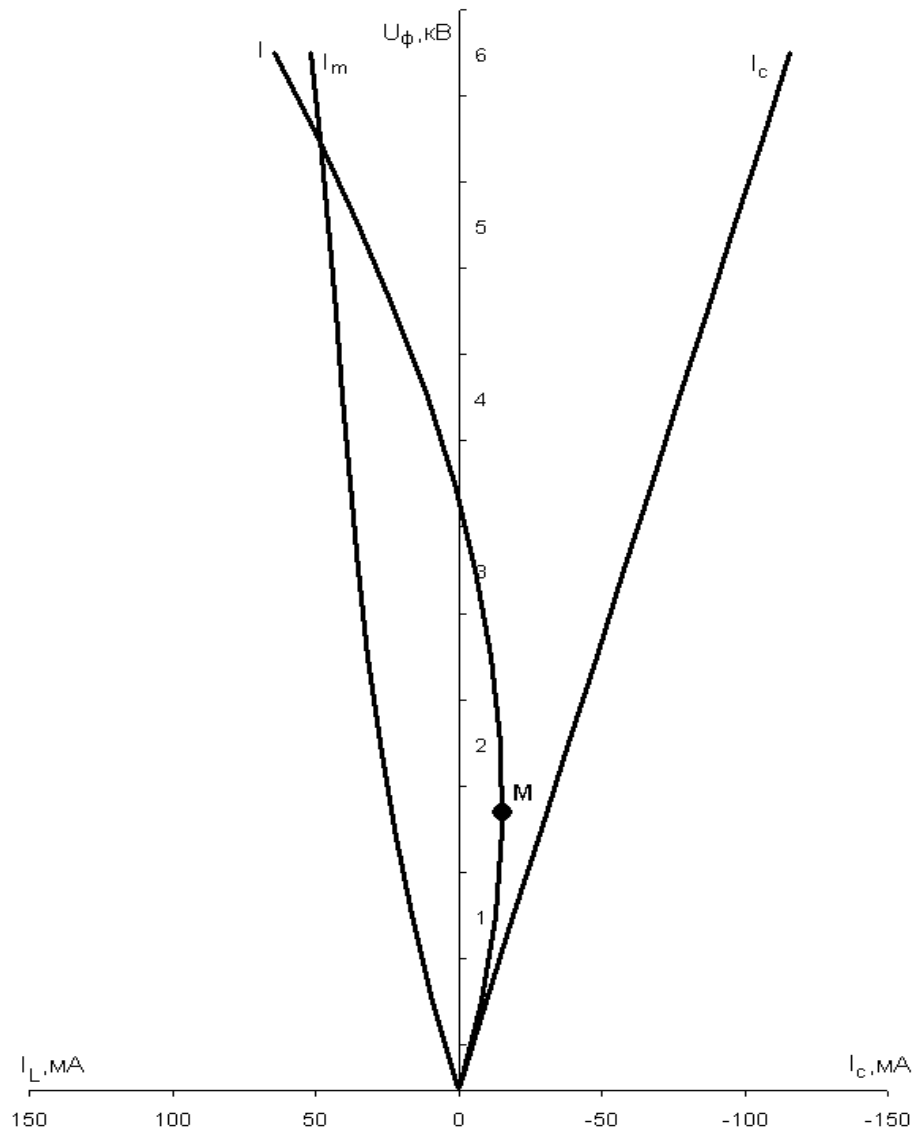


Рис.2.13 Ферорезонанс струмів.

Сказане є необхідною умовою розвитку ферорезонансу і його відмітною рисою.

Вираз (2.23) дозволяє провести аналіз умови виникнення ферорезонансу для схеми на рис. 2.12 в діапазоні робочих напруг. Точка М (точка ферорезонансної нестійкості) відповідає точці екстремуму графіка функції (2.23).

Диференціюючи (2.23) по величині напруги і прирівнюючи першу похідну до нуля, отримаємо, що при зміні напруги $0 < U < U_{\phi}$ (U_{ϕ} - фазна напруга мережі) коефіцієнт k змінюється в межах $4,06 < k < 19,321$ [мА/кВ].

Така ємнісна провідність відповідає фазній ємності приєднаної мережі $0,013 < C_{\phi} < 0,062$ мкФ, що в свою чергу відповідає ємнісному струму однофазного замикання $0,024 < I_c < 0,116$ А.

У випадку, якщо C_{ϕ} перевищить вказане значення, то для розвитку ферорезонансу буде потрібно напруга більша ніж фазна напруга мережі, тобто при ємності C_{ϕ} більше вказаної, ферорезонанс на основній частоті при металевому замиканні на землю не можливий.

Справедливість викладеної методики по встановленні границь ферорезонансної нестійкості схем підтверджена дослідженнями на моделях [22].

В додатку А приведені результати розрахунку можливості розвитку ферорезонансу на частоті 50 Гц по описаній методиці.

2.7. Заходи, що підвищують надійність розподільчих мереж та запобігають пошкодженню трансформаторів напруги

Питання надійної роботи трансформаторів напруги НТМИ-10(6)-66 та ЗНОМ-35-65 складає велику проблему в експлуатації електричних мереж з ізольованою й компенсованою нейтраллю. За даними [8] за останні 10 років їх аварійність підвищилась майже в 2 рази. І все ж вони залишаються основним і традиційним методом контролю працездатності розподільних мереж при пошкодженні ізоляції між фазами мережі й землею. Цей контроль здійснюється як правило за допомогою обмотки ТН з'єднаної в розімкнутий трикутник (рис.2.10).

Для захисту трансформаторів напруги контролю ізоляції в теперішній час запропоновано ряд заходів, а саме:

- підключення додаткового резистора в ланцюг вторинної обмотки, з'єднаної в розімкнутий трикутник;
- заземлення нейтралі мережі через високоомний резистор;
- включення резистора між землею й нейтраллю первинної обмотки ТН.
- Використання антирезонансних трансформаторів напруги типу НАМИ.

Щодо першого заходу, то він дійсно підвищує ефективність роботи ТН за рахунок зниження рівня перенапруг. Із (2.18) видно що навіть дуже невелике значення r_0 значно впливає на r_1 в бік його зменшення, а як наслідок зменшується

r_e (2.20) знижуючи при цьому кратність перенапруг в умовах ферорезонансу. Однак такий захід не сприяє нормальній роботі ТН, внаслідок перевантаження останніх.

В другому випадку також підвищується показники ефективності режиму нейтралі для сільських мереж приблизно в 2 рази [15]. Але застосування високоомного опору 10...30 кОм при струмах замикання на землю 5А і більше потребують значних додаткових витрат пов'язаних з придбанням, монтажем і покриттям втрат електроенергії на резисторах значної потужності. Цей же недолік, а також зниження чутливості при замиканнях через великий перехідний опір слід віднести до третього заходу.

Щодо застосування антирезонансних ТН типу НАМИ, то їх вартість в 1,5 - 2 рази вища за НТМИ і, як було показано в 2.6, для цього трансформатора також існує вірогідність бути пошкодженим за умови виникнення ферорезонансу, що може виникнути в результаті резонансу індуктивності заземленої фази з ємністю мережі.

Таким чином ні один із запропонованих заходів не є універсальним для підвищення надійності роботи розподільчих мереж захисту трансформаторів напруги.

Пошкодження ТН при дугових замиканнях на землю і при ферорезонансних явищах можливо виключити, якщо розземлити нейтраль його первинної обмотки, тобто розімкнути шлях протікання струму нульової послідовності через цю обмотку, але тоді вторинна обмотка, з'єднана за схемою розімкнутого трикутника, не може бути використана для контролю ізоляції мережі як фільтр напруги нульової послідовності.

Всі ці причини спонукали автора вишукувати нові, нетрадиційні методи контролю ізоляції [23], особливо для електроустаткування яке залишилося без ТН.

Виділити напругу нульової послідовності без використання ТН можливо за допомогою антени, розташованої під проводами лінії електропередачі [10]. Напруга між такою антеною і землею в нормальному режимі дорівнює:

$$U_a = \frac{C_0 U_\Phi}{2\pi\epsilon_0} \left(\ln \frac{L'_A}{L_A} + a^2 \ln \frac{L'_B}{L_B} + a \ln \frac{L'_C}{L_C} \right) \quad (2.24)$$

де C_0 - ємність одиниці довжини лінії між фазним проводом і землею;

ϵ_0 - діелектрична проникність повітря;

L'_A, L'_B, L'_C - відстань між точкою вимірювання й дзеркальним відображенням фазних проводів відносно землі;

L_A, L_B, L_C - відстань між фазними проводами й точкою вимірювання;

U_ϕ - фазна напруга мережі;

a - фазний множник.

При замиканні на землю напруга між такою антеною і землею виразиться рівнянням:

$$U'_a = U_a + \frac{C_0 U_0}{3\pi\epsilon_0} \ln \frac{L'_A L'_B L'_C}{L_A L_B L_C} \quad (2.25)$$

де U_0 - напруга нульової послідовності.

Недоліком цього методу є низька чутливість при замиканнях через великий перехідний опір. Така ситуація часто виникає при пробіі ізоляторів, обриві проводів, пошкодженні розрядників.

Найбільш прогресивним, на погляд автора, методом контролю ізоляції без застосування ТН може бути використання струмів витоку опорних ізоляторів, але розроблені за цим методом пристрої [24,25] мають значні недоліки, які обумовлені помилковим спрацьовуванням в нормальному режимі роботи мережі при забрудненій поверхні ізоляторів або взагалі неспрацьовуванням при певних співвідношеннях струмів витоку забруднених ізоляторів при замиканні однієї з фаз на землю. Тому є необхідність в пошуках нового підходу, щодо реалізації цього методу.

Якщо три ізолятора різних фаз прикріпити до шин високої напруги верхніми фланцями, а нижні об'єднати шинкою (рис.2.14) то остання утворює нульову точку зірки опорів витоку ізоляторів. Між цією точкою й землею слід увімкнути пристрій контролю ізоляції. Таким чином спосіб контролю ізоляції можливий тільки в тому випадку, якщо зірка опорів витоку достатньо симетрична, тобто опори витоку трьох ізоляторів приблизно однакові.

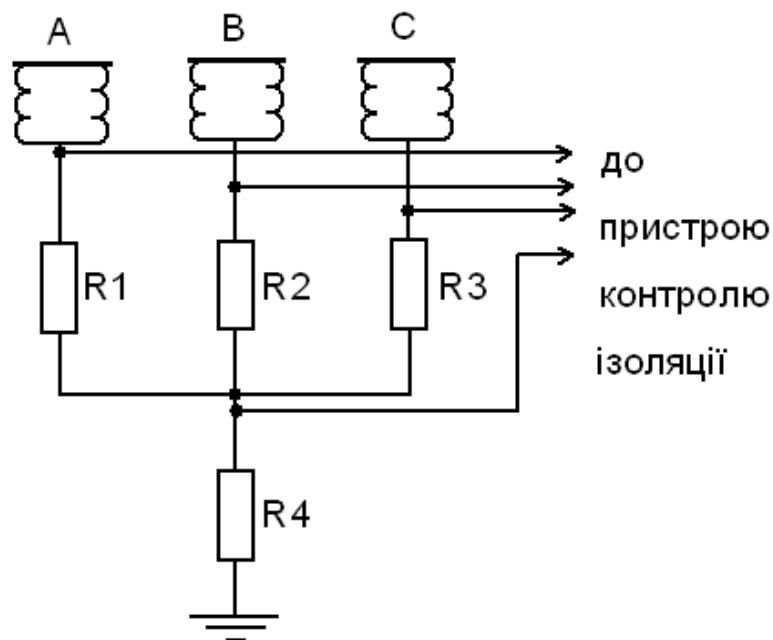


Рис. 2.14 Схема підключення пристрою контролю ізоляції до електричної мережі.

Результати вимірювань [26] показали, що відхилення опору ідентичних ізоляторів середнього значення не перевищують 4-5 %. Такі малі відхилення підтвердили можливість практичної реалізації цього шляху контролю ізоляції [27].

2.8. Висновки

1. Найбільш розповсюдженими пошкодженнями в розподільних мережах 10-35 кВ є однофазні замикання на землю, що в багатьох випадках виникають завдяки перекриттю ізоляції в електричній мережі.

2. Однофазні замикання на землю, особливо ті що супроводжуються електричною дугою є причиною виникнення внутрішніх перенапруг в електричних мережах з ізольованою нейтраллю.

3. Найбільш чутливими до перенапруг є трансформатори напруги контролю ізоляції, які досить часто ушкоджуються при замиканнях на землю й при ферорезонансних коливаннях в електричних мережах, що виникають за певних обставин.

4. З'ясовано, що зараз не існує універсального ефективного захисту ТН від пошкоджень при замиканнях на землю, що призводить в деяких випадках до експлуатації мереж без контролю ізоляції.

5. Існує необхідність у використанні й запровадженні нетрадиційних методів контролю ізоляції (наприклад, в якості контролюємого параметру використовувати струм витоку опорного ізолятора) в розподільних мережах 10-35 кВ з розробкою пристроїв які б здійснювали цю функцію.

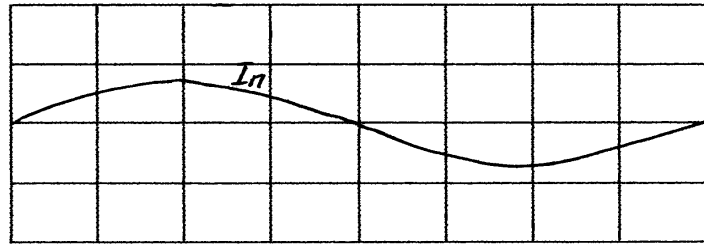
3. Розробка засобу автоматизованого контролю за станом ізоляції в мережах

10 – 35 кВ

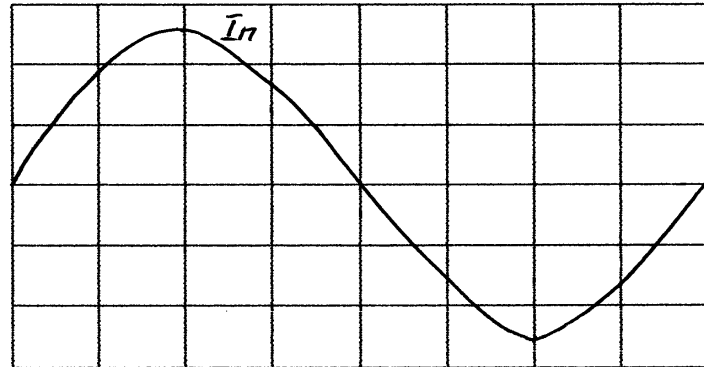
3.1 Обґрунтування можливості використання нетрадиційних методів контролю за станом ізоляції

Як відмічалось в 2.7 контроль за станом ізоляції в мережах з ізолюованою нейтраллю можливо здійснювати не лише за допомогою трансформаторів напруги. Різноманітні експериментальні і теоретичні дослідження [23,24,25,28] показали, що не менш ефективно можливо контролювати цей процес без застосування останніх. Особливо зручно й досить просто використовувати з цією метою струми витоку опорних ізоляторів, причому можливе застосування вже встановлених опорних ізоляторів, що знаходяться в експлуатації. Єдиною вимогою, що ставиться до таких ізоляторів є їх абсолютна ідентичність.

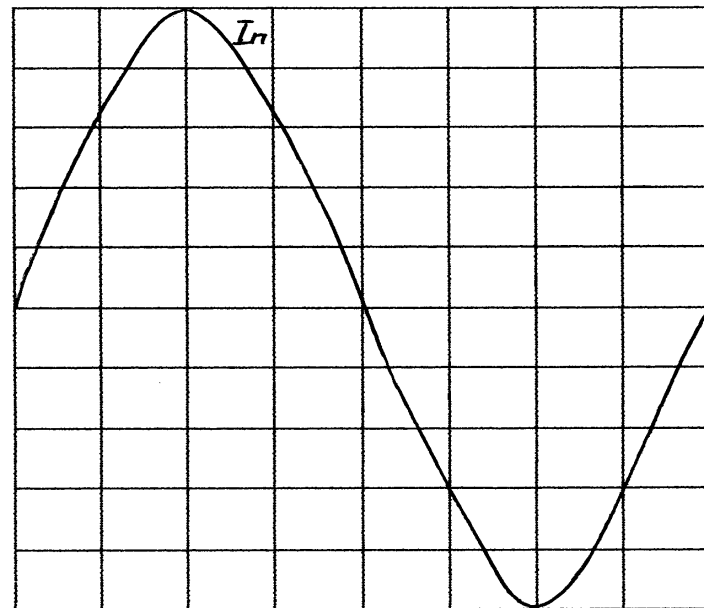
Струми витоку однакових опорних ізоляторів, встановлених в фазах А, В, С практично рівні, відхилення складає менше 5%. Очевидно, що кількісний і якісний склад поверхневого шару забруднення таких ізоляторів, за певний відрізок часу, що сплинув в експлуатації однаковий, по причині знаходження їх в безпосередній близькості один від одного. А як наслідок в нейтральній точці зірки опорів (див. рис. 2.14) сумарний струм витоку трьох ізоляторів дорівнюватиме нулю незалежно від їх терміну експлуатації. При порушенні ізоляції в мережі (замикання фази на землю) порушується і симетричність зірки опорів і вже сумарний струм витоку трьох ізоляторів різних фаз буде мати певне значення яке можливо контролювати, попередньо підсиливши його. Величина струму витоку також може вказувати на міру забруднення ізоляторів і досягаючи свого певного значення вказувати на те, що можливе його перекриття, а як наслідок ненормальний режим роботи мережі (рис.3.1).



а) $Mi=0,01$ мА/діл



б) $Mi_c=0,01$ мА/діл; $Mi_n=0,015$ мА/діл



в) $Mi_c=0,01$ мА/діл; $Mi_n=0,05$ мА/діл

Рис. 3.1 Осцилограми зміни струмів витоку ізолятора: а) практично чистий ізолятор; б) незначне забруднення; в) сильно забруднений ізолятор

Таким чином використання опорних ізоляторів як “універсальних датчиків” дозволяє без застосування дорогокоштуючих трансформаторів напруги, які досить часто виходять з ладу, здійснювати контроль ізоляції в мережі, а також контролювати міру забруднення підстанційної ізоляції як у ВРП так і КРЗ, в залежності від того на яку напругу виконано пристрій.

Для надійної роботи пристроїв контролю за станом ізоляції мережі, останні повинні відповідати наступним вимогам:

- надійна робота при зміні напруги в мережі;
- чутливість до фіксації не металевих (дугових замикань) на землю;
- необхідність автоматизованого контролю міри забруднення ізоляторів;
- захист вторинних ланцюгів від попадання високої напруги;
- невеликі габарити.

3.2 Пристрій контролю ізоляції ПКІ – 1

Функціональна схема пристрою контролю ізоляції ПКІ – 1 приведена на рис. 3.2, а принципова на рис. 3.3.

Пристрій має три опорні ізолятори 1, 2, 3 відповідно фаз А, В, С, встановлених в одній з комірок КРЗ. Кожен ізолятор своїм верхнім фланцем кріпиться до шини високої напруги (6 – 10 кВ), а нижній фланець з'єднаний з вхідним шунтом R1, R2, R3 – відповідно фаз А, В, С. вхідні шунти R1, R2, R3 своїми входами сполучені з входами порогових органів DA1, DA2, DA3 – відповідно. Виходи вхідних шунтів R1, R2, R3 підключені до входу спільного шунта R4, котрий заземлений та на вихід четвертого порогового органу DA4. Вихід DA4 сполучений з першими входами елементів “І” DD1, DD2, DD3, та першим і другим входом елемента “І” DD4 котрі з'єднані з

виконавчими органами відповідно 4, 5, 6, 7. Другі входи елементів “І” DD1, DD2, DD3 підключені до виходів відповідно DA1, DA2, DA3. Входи шунтів R1, R2 з’єднані також з пороговими органами DA5, DA6, виходи яких підключені до елемента “АБО” – DD5. Вихід елемента “АБО” сполучений з виконавчим органом 8.

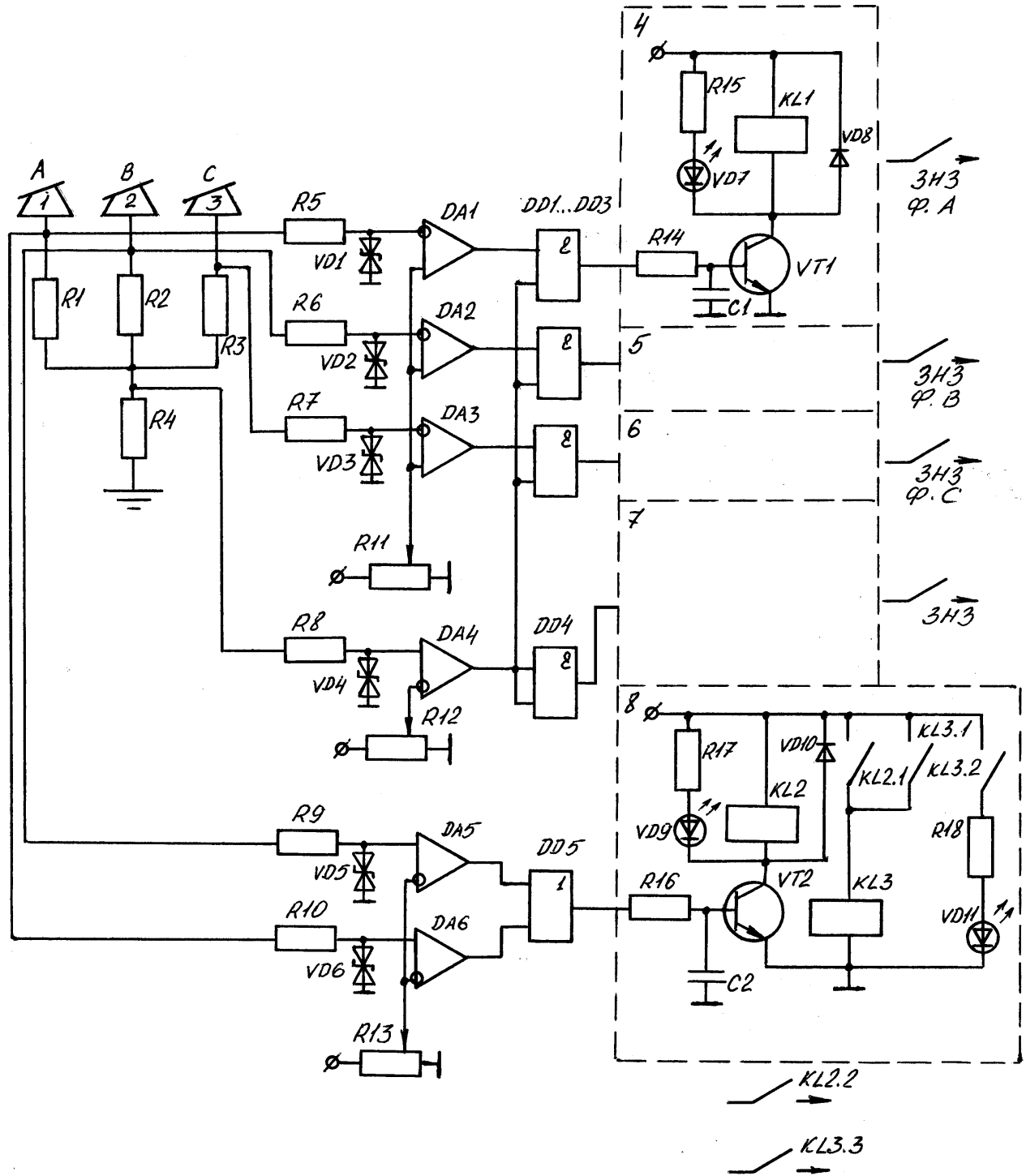


Рис. 3.2. Функціональна схема пристрою контролю ізоляції ПКІ – 1.

Резисторами R11, R12, R13 регулюється уставка спрацювання пристрою. Резистори R5 – R10 та стабілітрони VD1 – VD6 – елементи захисту операційних підсилювачів від попадання високої напруги. Операційні підсилювачі DA1, DA2, DA3 – реагують на пониження напруги, а DA4, DA5, DA6 – на її підвищення.

Працює запропонований пристрій таким чином:

1. Нормальний режим роботи мережі та відсутність небезпечного забруднення ізоляторів. На виходах порогових органів DA1 – DA4 та DA5, DA6 – нульові сигнали, пристрій не спрацьовує.
2. Режим замикання фази на землю (ЗНЗ) (наприклад фази А). Напруга пошкодженої фази зменшується, в залежності від повноти ЗНЗ до залишкової напруги. Напруга двох інших фаз збільшується в $\sqrt{3}$. Пропорційно цьому змінюється і струм витоку ізоляторів. На вході порогового органу DA1 з'являється сигнал – логічна одиниця, на виходах порогових органів DA2, DA3 – логічні нулі. Порушується симетрія струмів витоку опорних ізоляторів 1, 2, 3, з'єднаних в зірку через входні шунти R1, R2, R3. Через шунт R4 протікає підсумковий струм витоку, що призводить до спрацювання порогового органу DA4, на його виході сигнал – логічна одиниця. На вході елемента “І” DD1 приходять сигнали – дві логічні одиниці, на його виході теж логічна одиниця. На виходах елементів DD2, DD3 – логічні нулі. Поява логічних одиниць на виході DD1, та DD4 призведе до спрацювання виконавчих органів 4 і 7. При цьому замикаються контакти реле цих виконавчих органів на сигнал про замикання фази А на землю і на центральну сигналізацію про ЗНЗ.
3. Нормальний режим роботи мережі. Ізолятори забруднені. При зволоженні ізоляторів росю по їх поверхні тече струм витоку. При досягненні величини напруги на шунтах R1, R2 порогового значення спрацьовують порогові органи DA5, DA6. При спрацюванні хоча б одного з них, на вході логічного елемента “АБО” DD5 з'являється сигнал – логічна одиниця, що викликає спрацювання виконавчого органу 8. Транзистор VT2 відкривається, реле KL2 обтікається струмом, що призводить до його спрацювання.

Замикаються його контакти KL2.1 в колі реле KL3, та KL2.2 в колі управління роботою системи обігріву КРЗ. Спрацьовує реле KL3, замикається його контакт KL3.1, шунтуючи KL2.1 та KL3.3 – на сигнал про перед аварійне забруднення ізоляторів в КРЗ. При роботі нагрівальних елементів в комірці відбувається нормалізація мікроклімату, в зв'язку з чим струм витоку ізолятора зменшується. Це призводить до відпадання реле KL2 й відключення нагрівальних елементів. Реле KL3 самоутримується, контакт KL3.3 залишається замкненим в ланцюгу сигналізації про перед аварійне забруднення аж до зняття сигналу черговим або обслуговуючим персоналом.

4. Режим замикання фази на землю (наприклад фази А) при забрудненій поверхні ізоляторів. В цьому випадку спрацьовує виконавчий орган 8 (аналогічно випадку 3), в результаті чого видається сигнал про перед аварійну забрудненість ізоляторів, нормалізується мікроклімат в комірці при роботі нагрівальних елементів, що призводить до підсихання поверхневого шару ізоляторів 1, 2, 3. В результаті струми витоку ізоляторів навіть при неоднаковій забрудненості і наявності залишкової напруги на пошкодженій фазі будуть різними. Струми витоку непошкоджених фаз будуть більшими за струм витоку ізолятора пошкодженої фази, що призведе до спрацювання виконавчих органів 4 і 7 (аналогічно випадку 2).
5. При відключенні розподільчого пристрою від електричної мережі на виходах порогових органів DA1, DA2, DA3 – сигнали, логічна одиниця, а на виході DA4 – логічний нуль. Помилкове спрацювання пристрою неможливе.

Контроль забруднення ізоляторів по струмам витоку двох ізоляторів 1 і 2 підвищує надійність роботи пристрою. Так, при замиканні однієї фази на землю (наприклад фази А) струм витоку ізолятора 1 зменшується і пороговий орган DA5 не спрацьовує. Струм ізолятора 2 збільшується, що призводить до спрацювання порогового органу DA6 і виконавчого органу 8.

3.1. Висновки

1. На основі теоретичних досліджень було доведено можливість створення приладу автоматизованого контролю ізоляції в розподільчих мережах 10 кВ, який працює на основі використання струму витоку опорних ізоляторів.
2. Розроблено функціональну і принципову схеми приладу. Пристрій ПКІ - 1 дозволяє надійно контролювати стан ізоляції в мережі 10 кВ в усіх режимах її роботи. Окрім того, контролювати міру забруднення ізоляторів і управляти роботою нагрівальних елементів КРЗ.

4 Техніко-економічна ефективність від використання пристрою автоматизованого контролю за станом ізоляції в мережах 10 кВ.

Виробники сільськогосподарської продукції мають дуже різноманітний склад споживачів. Припинення подачі електроенергії призводить до зриву основних технологічних процесів: доїння, годування, напування, кормовиробництва; перерви в роботі вентиляції опалення, а як наслідок до зміни мікроклімату в тваринницьких та інших приміщеннях, порушенню режиму інкубації, тощо.

Так , наприклад, зменшення подачі води на 40% призводить до зниження надоїв на 16%, а припинення первинної обробки молока призводить до початку його скисання вже через 6 годин [1].

Погіршення мікроклімату на підприємствах великої рогатої худоби призводить до зменшення надоїв та привісів. Причому в зимовий період основний негативний вплив обумовлений концентрацією газів (вуглецю, аміаку, сірководню), а літом – підвищення температури. На свино- і птахофермах незадовільні параметри мікроклімату бувають не тільки причиною зменшення продуктивності, а й загибелі тварин та птиці. Великі втрати від перерв в електропостачанні несуть теплиці і, особливо, інкубатори.

Не можна відкидати і той факт, що часті й тривалі перерви в електропостачанні побутових споживачів призводить до негативних економічних, а головне до соціальних наслідків.

Використання пристроїв автоматизованого контролю за станом ізоляції в сільських розподільчих мережах може призвести до значного підвищення надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів.

4.1 Розрахунок техніко-економічної ефективності від використання пристрою автоматизованого контролю за станом ізоляції в мережах 10 кВ

Розглянемо розрахунок економічної ефективності від використання пристрою автоматизованого контролю ізоляції ПКІ – 1 на прикладі типової підстанції сільськогосподарського призначення напругою 35/10 кВ з силовими трансформаторами потужністю 4000 кВА. Кількість відходячих ліній 10 кВ від однієї секції шин – 4 шт. загальною довжиною 46 км (усереднені дані по Олександрійському РЕМ Кіровоградобленерго).

Розрахунок економічної ефективності вищезгаданого пристрою здійснюється згідно рекомендацій [64] за формулою:

$$E_T = \frac{P_p - B_p}{k_p + E_H} \quad (4.1)$$

де P_p - вартісна оцінка результатів використання пристрою;

B_p - річні витрати на реалізацію заходів по використанню пристрою;

k_p - норма реновації основних фондів, з розрахунку терміну експлуатації пристрою 10 років – згідно [64] $k_p = 0.0627$;

E_H - норматив приведення різних у часі витрат й результатів, дорівнює 0,12.

$$B_p = I + (k_p + E_H)K \quad (4.2)$$

де I – річні поточні витрати при експлуатації пристрою;

К – одноразові витрати при використанні пристрою.

Одноразові витрати при використанні пристрою автоматизованого контролю за станом ізоляції дорівнюють для ПКІ – 1 – 1128,78 гривень (див. додаток В, табл.В.1).

Річні поточні витрати в процесі експлуатації пристрою складаються:

- витрати на проведення планово-попереджувальних ремонтів;
- витрати на монтажні й пусконаладжувальні роботи;
- витрати на навчання обслуговуючого персоналу правилам технічної експлуатації та правилам безпеки при роботі з пристроєм.

Окрім поточних витрат на експлуатацію необхідно враховувати також витрати які будуть складатися з наступних статей:

- отримання інструктивної технічної інформації про запропонований пристрій;
- підвищення кваліфікації обслуговуючого персоналу шляхом навчання на спеціальних курсах та участі в науково-технічних конференціях;
- участь у виставках та витрати на рекламу.

Всі ці витрати розраховуються по укрупненим нормативам від вартості устаткування.

Результати розрахунків наведені в таблиці 4.1.

Підставляючи в формулу (4.2) всі значення, отримуємо річні витрати на реалізацію заходів по використанню пристрою ПКІ – 1.

$$B_p^{ПКІ-1} = 107,2 + (0,0627 + 0,12) \cdot 1128,78 = 313,4 \text{ гр}$$

Як зазначалося в 3.2 використання пристрою контролю ізоляції ПКІ – 1 надає можливість визначати міру забруднення підстанційної (а в принципі і лінійної) ізоляції, сигналізуючи про її небезпечний стан. Окрім того пристрій дозволяє здійснювати контроль ізоляції в мережі, вказуючи як на сам факт замикання на землю, так і на те яка з фаз мережі втратила ізоляцію відносно землі, без використання традиційних засобів – трансформаторів напруги. Останні, як було зазначено в розділі 2 часто пошкоджуються при замиканнях на землю, при чому не існує універсального надійного захисту проти цього. Використання вище згаданого пристрою призвело б до запобігання пошкодження трансформаторів напруги контролю ізоляції (ТНКІ) типу НТМИ – 10, ЗНОМ – 35 та НАМИ – 10 при умові розземлення їх нейтралі і використання тільки з метою обліку електроенергії та живлення ланцюгів релейного захисту.

Таблиця 4.1 Розрахунок питомих витрат

№	Норматив	Значення, %	Питомі витрати,гр.
			ПКІ - 1
1	Витрати на монтажні й пуско- налагоджувальні роботи	4,5	50,8
2	Витрати на навчання обслуго- вуючого персоналу	1	11,3
3	Витрати на проведення планово - попереджувальних ремонтів	2,5	28,2
4	Витрати на отримання інструктив – ної технічної інформації про при - стрій	0,5	5,6
5	Витрати на підвищення кваліфікації обслуговуючого пер - соналу	0,2	2,3
6	Витрати на рекламу та участь у виставках	0,8	9,0
7	Всього		107,2

Таким чином вартісна оцінка результатів використання пристрою автоматизованого контролю за станом ізоляції виразиться в наступному:

$$P_p = B_1 - B_2 + \Pi \quad (4.3)$$

де B_1 - витрати пов'язані з плановими чистками ізоляції;

B_2 - витрати пов'язані з чистками ізоляції в залежності від спрацювання пристрою;

Π – додатковий прибуток, пов'язаний із запобіганням пошкоджень ТНКІ.

$$B_1 = I_{ч1} + I_{Е1} + Y$$

$$B_2 = E_H K + I_{ч2} + I_{Е2}$$

де $I_{ч1}$ та $I_{ч2}$ - експлуатаційні витрати, що визначаються чистками ізоляції відповідно без використання та з використанням запропонованого пристрою;

$I_{Е1}$ та $I_{Е2}$ - витрати пов'язані з перервами в електропостачанні при планових відключеннях під час чисток відповідно без використання та з використанням запропонованого пристрою.

В розрахунках можливо прийняти $I_{ч1} \approx I_{ч2}$ та $I_{Е1} \approx I_{Е2}$ бо на основі досліджень встановлено, що приблизно в 50% випадків аварійна забрудненість відмічалася до планового терміну чистки, а в 50% - після нього.

$$Y = (Y_1 + Y_2) \cdot \omega \quad (4.4)$$

де Y_1 - прямі збитки енергосистеми від аварії в комірці розподільного пристрою зовнішньої установки (КРЗ). Так, згідно з експертними оцінками працівників служби підстанцій Кіровоградобленерго Y_1 для комірки КРЗ складає 15126 гр.;

Y_2 - збитки від недовідпуску електроенергії споживачам;

ω - параметр потоку відмов.

$$Y_2 = y_0 \cdot \Delta W \quad (4.5)$$

де y_0 - питомі збитки від недовідпуску електроенергії. Середнє значення y_0 на 2018 рік для сільськогосподарських споживачів складає 15 гр/кВт год;

ΔW - кількість електроенергії, що недоотримали споживачі.

$$\Delta W = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot q \quad (4.6)$$

де $P_{\max}$ - максимальне активне навантаження на один трансформатор 35/10 кВ сільськогосподарського призначення. Згідно розрахунку навантажень для Новопражської підстанції Олександрійського РЕМ Кіровоградобленерго середнє значення $P_{\max}$ складає 1750 кВт на один силовий трансформатор;

$T_{\max}$ - число годин використання максимуму енергії. Для сільськогосподарських споживачів цей показник приймається в середньому 3500 годин [31,32];

q - імовірність аварійного відключення шафи КРЗ (для ПКІ – 1).

$$q^{\text{ПКІ-1}} = \frac{\omega_1 t_{p1}}{8760}$$

де ω_1 - параметр потоку відмов шафи КРЗ, дорівнює 0,05 1/рік [1];

t_{p1} - середній час ремонту комірки КРЗ, складає 4 години [1];

$$q^{\text{ПКІ-1}} = \frac{0,05 \cdot 4}{8760} = 2,28 \cdot 10^{-5}$$

Тоді

$$\Delta W^{\text{ПКІ-1}} = 1750 \cdot 3500 \cdot 2,28 \cdot 10^{-5} = 139,65 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Знаходимо збитки від недовідпуску електроенергії споживачам:

$$y_2^{\text{ПКІ-1}} = 15 \cdot 139,65 = 2094,75 \text{ гр.}$$

Знаходимо повні збитки енергосистеми, враховуючи той факт, що імовірність відмови однієї секції шин 10 кВ (чотири фідери і ввід) складає:

$$\omega = 0,05 \cdot 5 = 0,25 \text{ 1/рік}$$

$$Y^{\text{ПКІ-1}} = (15126 + 2094,75) \cdot 0,25 = 4305,2 \text{ гр.}$$

Додатковий прибуток, пов'язаний із запобіганням пошкодження трансформаторів напруги визначаємо таким чином:

$$\Pi = B' \cdot \omega \quad (4.7)$$

де B' - втрати пов'язані із придбанням і встановленням нового (замість пошкодженого) трансформатора напруги контролю ізоляції. Ці витрати, згідно бухгалтерських звітів підприємств електричних мереж, складають для НТМИ – 10 – 8000, а для НАМИ – 10 - 12000 гривень;

ω - параметр потоку відмов трансформаторів напруги контролю ізоляції.

Як зазначалося в 2.4 цей показник складає 0,08 1/рік.

Тоді

$$\Pi^{ПКІ-1} = 12000 \cdot 0,08 = 960 \text{ гр.}$$

Підставляючи розраховані значення в формулу (4.3) отримуємо:

$$P_p^{ПКІ-1} = 4305,2 - 0,12 \cdot 1128,78 + 960 = 5130 \text{ гр.}$$

Розраховуємо економічну ефективність від використання пристроїв автоматизованого контролю за станом ізоляції по формулі (4.1):

$$E_T^{ПКІ-1} = \frac{5130 - 313,4}{0,0627 + 0,12} = 26363 \text{ гр.}$$

4.2 Висновки

1. Розроблений пристрій ПКІ – 1 дозволяє надійно контролювати міру забруднення ізоляторів КРЗ, а також здійснювати автоматичний контроль за станом ізоляції в мережі без використання трансформаторів напруги.
2. Очікуваний економічний ефект від використання зазначеного пристрою складає 26363 гривень на один пристрій.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1. Технічні заходи, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках. Оперативне обслуговування

Одним із заходів, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках є захисне заземлення.

Захисне заземлення – навмисне електричне з'єднання з землею чи її еквівалентом металічних неструмоведучих частин, які можуть опинитися під напругою внаслідок замкнення на корпус і по іншим причинам (індуктивний вплив сусідніх струмоведучих частин, виніс потенціалу і т. п.).

Еквівалентом землі може слугувати вода ріки чи моря, кам'яне вугілля в корінному заляганні тощо.

Призначення захисного заземлення – усунення небезпеки враження струмом у випадку доторкання до корпусу електроустановки та до інших неструмоведучих металічних частин, що опинилися під напругою внаслідок замкнення на корпус та з інших причин.

Захисне заземлення потрібно відрізняти від робочого заземлення та заземлення блискавкозахисту.

Робоче заземлення – навмисне сполучення з землею окремих точок струмового кола, наприклад нейтральних точок обмоток генераторів, силових та вимірювальних трансформаторів, дугогасячих апаратів, реакторів поперечної компенсації в дальніх лініях електропередач, а також фази при використанні землі в якості фазного чи зворотного проводу. Робоче заземлення призначене для забезпечення належної роботи електроустановки в нормальних чи аварійних умовах і здійснюється безпосередньо (тобто шляхом з'єднання провідником частин, що

заземлюються із заземлювачем) чи через спеціальні апарати – пробивні запобіжники, розрядники, резистори тощо.

Заземлення блискавкозахисту – навмисне з'єднання із землею блискавкоприймачів і розрядників з метою відводу від них струмів блискавки в землю.

Принцип дії захисного заземлення – зниження до безпечних значень напруги доторкання і кроку, обумовлених замкненням на корпус та іншими причинами. Це досягається шляхом зменшення потенціалу заземленого обладнання (зменшенням опору заземлювача), а також шляхом вирівнювання потенціалів основи, на якій стоїть людина, і заземленого обладнання (підйом потенціалу основи, на якій стоїть людина, до значення, близького до значення потенціалу заземленого обладнання).

Область застосування захисного заземлення:

- мережі напругою до 1000 В змінного струму – трифазні трипроводні з ізолюваною нейтраллю, однофазні двопроводні, ізолювані від землі, а також постійного струму двопроводні з ізолюваною середньою точкою обмоток джерела струму;

- мережі напругою вище 1000 В змінного і постійного струму з будь – яким режимом нейтралі чи середньою точкою обмоток джерела струму.

Захисне заземлення є найбільш простою і в той же час ефективною мірою захисту від ураження електричним струмом при виникненні напруги на металевих неструмоведучих частинах.

Перед початком роботи в електроустановках оперативним персоналом даної електроустановки повинні бути виконані технічні заходи, що забезпечують безпеку робіт:

1. Вимкнення обладнання, що виводиться в ремонт та використання заходів проти його помилкового включення або самоувімкнення.

2. Установка тимчасових огорож, плакатів: “Не вмикати працюють люди”, “Не відкривати працюють люди”.

3. Приєднання переносного заземлення до заземлюючої шини і перевірка відсутності напруги на струмопровідних частинах, які з метою безпеки виробництва робіт потрібно заземлювати.

4. Накладання переносного заземлення на вимкнені струмопровідні частини електроустановок одразу після перевірки, відсутності напруги або включення заземлюючих ножів, що мають бути на кожному приєднанні електроустановки.

5. Огородження робочого місця і вивішування плакатів, що дозволяють працювати “Працювати тут”.

Захисні заходи при пошкодженні ізоляції:

Контроль ізоляції – вимірювання її активного або омичного опору для знаходження дефектів і попередження замкнень на землю та коротких замикань. Стан ізоляції в значній мірі визначає степінь безпеки експлуатації електроустановок, оскільки опір ізоляції в мережах з ізольованою нейтраллю визначає величину струму замикання на землю, а отже і струму, що проходить через людину. В мережах напругою вище 1000 В зменшення опору ізоляції майже завжди призводить до пробоя ізоляції і до глухого замикання на землю.

При глухозаземленій нейтралі струм замикання на землю і струм, що проходить через людину, не залежать від величини опору ізоляції. Але при поганому стані ізоляції часто виникають її пошкодження, що призводить до глухих замкнень на землю (корпус) і до коротких замикань. При замиканні на землю і не спрацюванні захисту на відключення виникає небезпека ураження електричним струмом, так як не струмоведучі металічні частини, з якими людина нормально має контакт, виявляються під напругою.

Щоб попередити замикання на землю і інші пошкодження ізоляції, при яких виникає небезпека ураження електричним струмом, а також виходить з ладу

обладнання, необхідно проводити випробування підвищеною напругою та контроль опору ізоляції.

Приймально - здавальні випробування проводяться при введенні в експлуатацію заново змонтованих і виведених з ремонту електроустановок. Об'єм і норми приймально-здавальних випробувань регламентуються Правилами технічної експлуатації електроустановок.

При випробування підвищеною напругою дефекти ізоляції виявляються в результаті пробою і наступного про палення ізоляції. Виявлені дефекти усуваються, а потім проводяться повторно випробування налагодженого обладнання.

Експлуатаційний контроль ізоляції – вимірювання її опору при прийманні електроустановки після монтажу періодично в строк, визначений Правилами, або в випадку знаходження дефектів. Опір ізоляції вимірюється на відімкнені установці. При такому вимірюванні можна визначити опір ізоляції окремих ділянок мережі, електричних апаратів, машин і т.п. В мережі вимірюється опір ізоляції кожної фази відносно землі і між кожною парою фаз на кожній ділянці між двома послідовно встановленими апаратами захисту, а також за останнім апаратом захисту до зажимів електроприймача. Опір ізоляції кожної ділянки в мережах напругою до 1000 В має бути не нижче 0,5 МОм. Для електричних апаратів і машин норми інші, тому вони відмикаються від мережі, і опір їх ізоляції міряється окремо.

Вимірювання опору ізоляції під робочою напругою дозволяє визначити стан ізоляції всієї мережі, включаючи джерело і електроприймачі. Отримана таким чином величина опору ізоляції дозволяє визначити степінь безпеки експлуатації даної мережі. Тому норми, наведені в ПТЕ, не можуть бути в даному випадку критерієм нормальної роботи ізоляції, так як вони задані не для всієї мережі, а для її окремих ділянок.

Судити про нормальну роботу або про появу дефектів ізоляції за результатами вимірювань під напругою можна лише шляхом порівняння з даними попередніх

вимірювань. Якщо результати співпадають, ізоляція робоча. Якщо ж виявлене різке зниження опору ізоляції в порівнянні з даними попередніх вимірювань, це вказує на наявність дефектів ізоляції.

В мережах напругою до 1000 В невеликої ємності (до 0,05 мкФ) слід підтримувати опір ізоляції на такому рівні, щоб струм, який проходить через людину, яка торкнулася до фази, не перебільшував тривало допустимої величини.

Постійний контроль ізоляції – вимірювання опору ізоляції під робочою напругою на протязі всього часу роботи електроустановки з дією на сигнал. Величина опору ізоляції відраховується за шкалою приладу. При зниженні опору ізоляції до гранично допустимої величини або нижче прилад подає звуковий або світловий сигнал.

Прилад постійного контролю ізоляції має задовольняти наступним основним вимогам:

1) показувати лише активний або омичний опір ізоляції фаз відносно землі незалежно від величини ємності;

2) на точність показань приладу не повинні впливати коливання напруги мережі;

3) бути досить надійним;

4) здійснювати самоконтроль, тобто при несправності приладу стрілка вказувача повинна встановлюватися на нуль, а не на ∞ ;

5) опір внутрішніх кіл опору приладу має бути значно вищим повного опору фаз відносно землі (не нижче 100 кОм). У іншому випадку підключення приладу до мережі підвищує небезпеку ураження електричним струмом при експлуатації електрообладнання.

Організація безпечної експлуатації електроустановок

Керівник підприємства зобов'язаний забезпечити утримання, експлуатацію і обслуговування електроустановок відповідно до вимог чинних нормативних документів.

Для цього він повинен:

- призначити відповідального за справний стан і безпечну експлуатацію електрогосподарства з числа інженерно-технічних працівників, які мають електротехнічну підготовку і пройшли перевірку знань у встановленому порядку;
- забезпечити достатню кількість електротехнічних працівників;
- затвердити Положення про енергетичну службу підприємства, а також посадові інструкції і інструкції з охорони праці;
- встановити такий порядок, щоб працівники, на яких покладено обов'язки з обслуговування електроустановок, вели ретельні спостереження за дорученим їм обладнанням і мережами – оглядом, перевіркою дії, випробуванням і вимірюванням;
- забезпечити перевірку знань працівників у встановлені строки згідно з вимогами ПБЕЕС;
- забезпечити проведення проти аварійних, приймально-здавальних і профілактичних випробувань та вимірювань електроустановок згідно з правилами і нормами;
- забезпечити проведення технічного огляду електроустановок.

Фахівці служб охорони праці зобов'язані контролювати безпечну експлуатацію електроустановок і повинні мати групу не нижче IV з електробезпеки.

Забороняється покладати на енергослужбу обов'язки, що не входять до її професійної компетенції.

Оперативне обслуговування

Оперативне обслуговування може здійснюватися як місцевими оперативними чи оперативно-ремонтними працівниками, за якими закріплена ця електроустановка, так і виїзними, за якими закріплена група електроустановок.

Вид оперативного обслуговування, кількість оперативних працівників в зміну чи на електроустановці визначаються особою, відповідальною за електрогосподарство, за узгодженням з керівником підприємства (організації) і зазначається в місцевих інструкціях.

До оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають оперативні схеми, посадові і експлуатаційні інструкції, інструкції з охорони праці, особливості обладнання і пройшли навчання, дублювання та перевірку ПБЕЕС.

Оперативні працівники, які обслуговують електроустановки одноосібно, та ті старші в зміні чи бригаді оперативні працівники, за якими закріплені електроустановки, повинні мати групу з електробезпеки IV в електроустановках напругою вище 1000 В і III – в електроустановках напругою до 1000 В.

Оперативні працівники, які заступають на чергування, мають прийняти зміну від попереднього чергового, здати зміну наступному черговому у відповідності з графіком.

Під час приймання зміни оперативний працівник зобов'язаний:

- ознайомитися зі схемою і станом та режимом роботи устаткування на своїй ділянці особистим оглядом в обсязі, встановленому інструкцією;
- одержати від чергового, який здає зміну, інформацію про стан устаткування, за яким необхідно вести ретельний нагляд для запобігання аваріям та неполадкам, а також про стан устаткування, що перебуває в ремонті або резерві;
- перевірити й прийняти інструмент, матеріали, ключі від приміщень, засоби захисту, оперативну документацію та інструкції;
- ознайомитися з усіма записами та розпорядженнями за час, що минув з його останнього чергування;

- оформити приймання зміни записом у журналі, відомості, а також в оперативній схемі власним підписом та підписом працівника, який її здає;
- доповісти старшому зміни про початок чергування та про неполадки, виявлені під час прийняття зміни.

Прийняття і здача зміни безпосередньо під час ліквідації аварії, виконання перемикачів чи операцій по вмиканню та вимиканню обладнання забороняється.

Старший в зміні оперативний працівник зобов'язаний негайно повідомити диспетчера енергопостачальної організації про аварії, які спричинили відключення однієї або кількох ліній електропередачі, що живлять підприємство.

В разі порушення режиму роботи, пошкодження чи аварії електроустаткування оперативний працівник зобов'язаний негайно вжити заходів з відновлення схеми нормального режиму роботи і повідомити про те, що сталося, безпосередньо старшому у зміні працівнику або особі, відповідальній за електрогосподарство.

У випадку неправильних дій оперативних працівників під час ліквідації аварії старший в зміні оперативний працівник зобов'язаний прийняти на себе керівництво і відповідальність за подальший перебіг ліквідації аварії.

Оперативні працівники повинні проводити обходи та огляди устаткування і виробничих приміщень на закріпленій за ними ділянці.

Забороняється під час огляду електроустановок виконувати будь-яку роботу.

Огляди, виявлення і ліквідація несправностей в електроустановках без місцевих чергових працівників виконується централізовано виїзними працівниками, що здійснюють нагляд і роботи на об'єкті. Результати оглядів фіксуються в оперативному журналі.

Двері приміщень електроустановок (щитів, збірок тощо) мають бути постійно замкнені.

В приміщеннях електроустановок забороняється зберігання матеріалів та інструментів, що не належать до даної електроустановки.

Занулення

Небезпека ураження струмом при торканні до корпусу та інших не струмоведучих металічних частин електрообладнання, що виявилися під напругою внаслідок замикання на корпус та по іншим причинам, може бути усунена швидким відключенням пошкодженої електроустановки від живлячої мережі і разом з тим зниженням напруги корпусу відносно землі. Цій меті слугує занулення, принципова схема якого в мережі трифазного струму показана на рис.

Занулення - металічне з'єднання металічних не струмоведучих частин електроустановки, які можуть потрапити під напругу, з глухо заземленою нейтральною точкою обмотки джерела струму в трифазних мережах, при цьому провідник який забезпечує вказане з'єднання занулених частин з глухо заземленою нейтраллю називається нульовим захисним провідником.

Призначення занулення – усунення небезпеки пошкодження струмом в разі доторкання до корпусу електроприймача та других металічних не струмоведучим частинам які опинилися під напругою відносно землі в наслідок замикання на корпус та по другим причинам.

Принцип дії занулення це перетворення замикання на корпус в однофазне коротке замкнення з метою визвати найбільший струм, здатний забезпечити спрацювання захисту і тим самими автоматичну від'єднати пошкоджену установку від живлячій мережі. Крім того заземлення корпусів через нульовий провідник знижує в аварійний період їх напругу відносно землі.

Таким чином – занулення здійснює дві захисних дії - швидке автоматичне від'єднання пошкодженої ділянки від живлячої мережі і зниження напруги занулених металічних неструмоведучих частин, які опинилися під напругою, відносно землі.

Занулення застосовується в трифазних чотирьох провідних мережах до 1000 В глухо заземленою нейтраллю напругою 380/220, 220/127 660/380 В. Занулення застосовується і в три провідних мережах постійного струму з глухо заземленою

середньою точкою обмотки джерела живлення, а також в однофазних двопровідних мережах змінного струму з глухо заземленим виводом обмотки джерела струму.

Нульовий захисний провідник призначений для забезпечення необхідного для відключення установки значення струму однофазного короткого замкнення, шляхом утворення для цього струму ланцюга з малим опором.

Заземлення нейтралі обмоток джерела живлення, живлячого мережу до 1000 В необхідне для зниження напруги занулених корпусів (і нульового захисного провідника) відносно землі до безпечного значення при замкненні фази на землю.

Повторне заземлення нульового робочого провідника практичне не діє на відключаючу здатність схеми, але значно зменшує небезпеку враження струмом виникаючу в результаті обриву нульового захисного провідника і замикання фази на корпус за місцем обриву, але не може усунути її повністю, тобто не може забезпечити тих умов безпеки котрі існували до пошкодження. У зв'язку з цим треба здійснювати прокладку нульового захисного провідника так, щоб виключити можливість його пошкодження. В нульовому захисному провіднику забороняється встановлювати вимикачі, запобіжники та інші прибори які здатна порушувати його цілісність.

Таким чином призначення повторного заземлення провідника - зниження напруги відносно землі занулених конструкцій в період замкнення фази на корпус як при справній схемі занулення, так і в разі обриву нульового захисного провідника.

Занулення повинно виконуватися у наступних випадках:

В приміщеннях з підвищеною небезпекою та особо небезпечних по відношенню враження електричним струмом, а також ззовні приміщень при напрузі електроустановок 42 В.

В приміщеннях без підвищеної небезпеки при напрузі електроустаткування 380 В та вище змінного струму і 440 В і вище постійного струму.

В вибухонебезпечних приміщеннях усіх класів незалежно від напруги електроустаткувань

Зануленню також підлягають металічні не струмоведучі частини котрі підлягають заземленню в тому числі корпусу електричних машин, трансформаторів апаратів, світильників, металічні кабельні з'єднувальні муфти, металічні оболонки і броня контрольних та силових кабелів, металічні рукава та труби електропроводки.

5.2. Розрахунок заземлення

У відповідності з ПУЕ, всі металеві частини електроустановок, які в процесі роботи не мають з'єднання з струмопровідними частинами, але можуть потрапити під напругу, повинні бути заземлені.

Трансформаторні підстанції напругою 10/0,4 кВ на стороні 0,4 кВ мають глухозаземлену нейтраль. З'єднання обмоток цехових трансформаторів - Δ/Y з нулем. Струм замикання на землю 27А. Для цехового обладнання використовується заземлення. Цехові підстанції отримують живлення від 2 кабелів, що прокладені в одній траншеї.

Ґрунт – супісь , II кліматичний район.

Розрахунок зводиться до визначення вертикальних заземлювачів і довжини з'єднувальної смуги з розміщенням на плані.

1. Визначається норма на опір заземлення R_3^H .

Якщо заземлюючий пристрій використовується одночасно для електроустановок напругою до 1000 В та вище:

$$R_3 \leq \frac{125}{I_3} = \frac{125}{27} = 4,64 \text{ Ом}$$

Згідно ПУЕ , так як сумарна потужність струмоприймачів більш 100 кВА то R_3 повин бути не більше 4 Ом. Приймається $R_3 = 4$ Ом.

2. Визначається розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_p = \rho_{табл} \cdot \psi = 250 \cdot 1,4 = 350 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

де $\rho_{табл}$ - табличне значення, для супіску $\rho_{табл} = 250 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

ψ - підвищуючий коефіцієнт, для України, для стрижневих заземлювачів $\psi = 1,4$.

3. Опір одинарного вертикального заземлювача:

$$\begin{aligned} R_o &= 0,366 \frac{\rho_{розр}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) = \\ &= 0,366 \frac{350}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{2,5} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3 + 5}{4 \cdot 3 - 5} \right) = 20,36 \text{ Ом}, \end{aligned}$$

де l – довжина заземлювача, приймається 5 м; d – діаметр заземлювача (приймаються стрижні діаметром 2,5 см).

$$t = h + \frac{l}{2} = 0,5 + \frac{5}{2} = 3 \text{ м},$$

де h – глибина прокладки смуг (згідно ПУЕ – 0,5...0,8 м).

Приймаються електроди прокладені по замкнутому контуру згідно плану та визначається орієнтовна кількість заземлювачів:

$$n_o = \frac{R_o}{R_z^H \cdot \eta_t} = \frac{20,36}{4 \cdot 0,59} = 8,638 \approx 9 \text{ шт}$$

де η_o – коефіцієнт використання ряду заземлювачів, для $a/l=4/5=0.8$, $\eta_o=0,59$.

де $a = 4$ м – відстань між електродами згідно ПУЕ.

4. Довжина горизонтальної з'єднувальної смуги:

$$l_n = 1,05a \cdot n = 1,05 \cdot 4 \cdot 9 = 37,8 \text{ м.}$$

5. Опір смуги з урахуванням екранування:

$$R_n = 0,366 \frac{\rho_{розр}}{l_n \cdot \eta_n} \lg \frac{2l_n}{b \cdot n} = 0,366 \frac{350}{37,8 \cdot 0,59} \lg \frac{2 \cdot 37,8^2}{0,01 \cdot 0,5} = 24 \text{ Ом,}$$

де η_n – коефіцієнт використання з'єднувальної смуги шириною $b = 10$ мм та товщиною 5 мм.

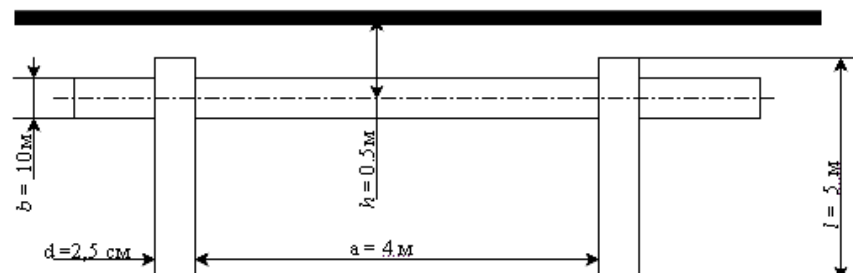


Рис. 5.1 - Схема прокладки заземлення

6. Необхідний опір вертикальних заземлювачів з урахуванням опору з'єднувальної смуги:

$$R_{mp} = \frac{R_n \cdot R_3}{R_n + R_3} = \frac{24 \cdot 4}{24 + 4} = 4,81 \text{ Ом.}$$

7. Остаточна кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_o}{R_{mp} \cdot \eta_o} = \frac{20,36}{4,81 \cdot 0,59} = 7,492 \approx 8 \text{ шт.}$$

8. Проводиться перевірка опору заземлювача і порівнюється отримане значення з нормуємим:

$$R_3 = \frac{1}{\frac{1}{R_{mp}} + \frac{1}{R_n}} = \frac{1}{\frac{1}{4,8} + \frac{1}{24}} = 4 \text{ Ом.}$$

Дійсний опір заземлюючого пристрою з 8-ма заземлювачами не перевищує нормуючого значення.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Аналіз статистичних даних проведений з 1995 по 2020 рік свідчить про те, що основною причиною аварійних відключень сільськогосподарських споживачів є перекриття ізоляції. Питома вага таких пошкоджень складає близько 30% від загальної кількості.
2. Існує необхідність в розробці пристроїв діагностування та автоматизованого контролю ізоляції в комплектних, а особливо у відкритих розподільчих пристроях, де ізоляція зазнає впливу атмосферних процесів.
3. Існуючі засоби контролю ізоляції не достатньо надійні й дорогокоштуючі. Застосування нових типів пристроїв (систем) автоматизованого контролю стану ізоляції дозволило б підвищити надійність роботи повітряних розподільчих мереж з ізолюваною нейтралю.
4. Теоретичні дослідження показали, що однофазні замикання на землю, які є найбільш розповсюдженим видом пошкоджень в повітряних розподільчих мережах в багатьох випадках виникають завдяки перекриттю ізоляції.
5. Найбільш чутливим до впливу дугових замикань на землю є трансформатори напруги контролю ізоляції (ТНКІ). З'ясовано, що в теперішній час не існує універсального захисту цих трансформаторів і як наслідок пошкоджуються 6 – 10% ТНКІ типу НТМИ – 10 та ЗНОМ – 35 щорічно від загальної кількості.
6. Проведені теоретичні дослідження показали, що антирезонансні трансформатори типу НАМИ – 10 не є надійним засобом підвищення надійності роботи розподільчих мереж так як, можливий ферорезонанс заземленої фази ТНКІ з ємністю мережі.
7. Теоретичні дослідження показали, що процес контролювання ізоляції в мережі, також як і контроль забруднення ізоляторів можливо здійснювати по струмам витоку опорних ізоляторів, звільняючи від цієї функції ТНКІ шляхом розземлення їх нейтралі, а як наслідок запобігання їх пошкодження при дугових замиканнях на землю і ферорезонансі.
8. Розроблений пристрій автоматизованого контролю і діагностування стану ізоляції дозволяє надійно контролювати міру забруднення ізоляторів в комплектних і відкритих розподільчих пристроях, а також здійснювати автоматичний контроль за станом ізоляції в мережах 10 - 3– кВ без використання трансформаторів напруги. Очікуваний економічний ефект від використання зазначеного пристрою складає 26363 гривень.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. В.Л. Прусс, В.В. Тисленко. Повышение надёжности сельских распределительных сетей.
2. Попов И.Н. Об использовании переходных процессов и внешних источников контроля для выполнения устройств релейной защиты. – В кн.: Вопросы оптимального развития энергосистем и новые технические средства защиты. М.: Наука, 1970.
3. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М.-Л.: Энергия, 1964.
4. Дударев Л.Е. О влиянии токов высших гармоник на работу защит от замыканий на землю. – Электрические станции, 1977, №2, с.69-71.
5. Е.Ф. Цапенко. Резонансные явления в системах электроснабжения 6 – 10 кВ. – Промышленная энергетика, 1979, №11, с. 54 – 55.
6. Е.Ф. Цапенко. Влияние трансформаторов контроля изоляции на перенапряжения в сетях 6 – 35 кВ. Промышленная энергетика, 1983, №12, с. 22 – 23.
7. Борисенко Д.А., Панасюк Д.И., Стреляев П.И. Предотвращение повреждений трансформаторов напряжения контроля изоляции 35 кВ при замыкании на землю. – Энергетик, 1983, №9. с. 21-23.
8. Голдобин Д.А., Заболотников А.П., Тихонов А.А. Ферро- резонансные колебания в воздушных сетях 35 кВ и условия работы трансформаторов напряжения. – Промышленная энергетика, 1991, №10, с. 24 – 27.
9. Кутин В.М. Совершенствование системы обслуживания распределительных сетей напряжением 6-35 кВ в процессе их эксплуатации //Энергетика и электрификация. – 1996. №2. - с. 26-30.
10. Кутин В.М., Кульматицкий О.И. Диагностирование электрических распределительных сетей. - К.: Техніка, 1993. - 160 с.
11. Борухман В.А. и др. Устройства для определения мест повреждения на воздушных линиях электропередачи 6-750 кВ. / В.А. Борухман, А.А. Кудрявцев, А.П. Кузнецов - М.: Энергия, 1980. - 104 с.
12. Цапенко Е.Ф. Замыкания на землю в сетях 6-35 кВ. М.: Энергоатомиздат, 1986. - 128 с.
13. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. 6-е изд. перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1985. - 640 с.
14. Назаров В.В. Анализ и разработка средств комплексной защиты сетей 6-35 кВ от однофазных замыканий: Дис... в форме научн. доклада д-ра техн. наук: 05.14.02 / АН УССР. Ин-т электродинамики. - К., 1989. - 39 с.
15. Назаров В.В. О режимах нейтрали сетей 6-35 кВ // Промышленная энергетика. - 1993. - №6. - с. 33-36.
16. Зихерман М.Х. Повреждения трансформаторов напряжения при дуговых замыканиях на землю в сетях 6-10 кВ // Электрические станции. - 1978. - №11. - с.65-67.
17. Шаргородский В.Л. Автоколебательный процесс - причина повреждений трансформаторов напряжения // Электрические станции. - 1963. - №5. - с. 58-60.

18. Алексеев В.Г., Дунайцев С.Г., Зихерман М.Х., Ильин В.П. Исследование режимов работы трансформаторов напряжения контроля изоляции в сетях 6-10 кВ // Электрические станции. - 1980. - №1. - с. 56-59.
19. Геворкян В.Г. Основы сварочного дела. - М.: Высш. школа, 1979. - 207 с.
20. Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и компенсацией емкостных токов. М.: Энергия, 1971. - 152 с.
21. Техника высоких напряжений / Под общ. ред. Д.В. Разевига. М.: Энергия, 1976. - 488 с.
22. Базанов В.П., Путова Т.Е. О режимах работы трансформаторов напряжения. // Электрические станции. - 1987. - №2. - с. 56-58.
23. Котиш А.І. Нетрадиційні методи контролю ізоляції в розподільчих мережах 10-35 кВ // Проблеми автоматизації та енергозабезпечення в сільському господарстві і машинобудуванні: Зб. наук. стат. - Кіровоград, КІСМ, - 1996. - вип. 2. - с. 26-27.
24. Андреев В.А., Бондаренко Е.В., Бондаренко Л.С. Контроль изоляции в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью без использования трансформаторов напряжения, Известия ВУЗов, Энергетика, 1985, №4, с. 8-13.
25. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. - М.: Высш. шк., 1991. - 496 с.
26. Шульц Е.Е., Котиш А.І. Контроль ізоляції в розподільних мережах 10 кВ // Збірник наукових праць Кіровоградського інституту сільськогосподарського машинобудування / Кіровоград, - КІСМ, - 1997. - вип. 1. - с. 35-37.
27. Орлович А.Е., Селивахин А.И., Мочалов Ю.Е. Контроль загрязненности изоляторов КРУН // Совершенствование электроснабжения сельскохозяйственных районов и предприятий: Сб. научн. тр. / МИИСП, - М., 1987. - с. 55-59.
28. Шульц Э.Э. Использование сельских электрических сетей 10 кВ для передачи телемеханической информации в условиях комплексной автоматизации: Автореф. дис... канд. техн. наук: 05.09.03 / МИИСП. - М., 1989. - 16 с.
29. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса. Утверждены постановлением Государственного комитета СССР по науке и технике и Президиумом Академии наук СССР от 3 марта 1988 г. №60/52.
30. Экспертные оценки и их применение в энергетике / Под ред. Р.М. Хвастунова. - М.: Энергоиздат, 1981. - 187 с.
31. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства / Под ред. И.А. Будзко. - М.: Колос, 1982. - 319 с.
32. Будзко И.А., Гессен В.Ю. Электроснабжение сельского хозяйства. - М.: Колос, 1979. - 480 с.
33. Нейман Л.Г., Калантаров П.Л. Теоретические основы электротехники. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1959, ч. II.
34. Рябцунов С.Ю. Повышение эффективности средств определения мест повреждения в сельских электрических сетях 10 кВ: Автореф. дис... канд. техн. наук: 05.09.03 / МИИСП. - М., 1989. - 16 с.
35. Сви П.М. Контроль изоляции оборудования высокого напряжения. М.: Энергия, 1980. - 112 с.

36. Стасенко Р.Ф., Фещенко П.П. Автоматизация сельских электрических сетей. К.: Техніка, 1982. - 127 с.
37. Тиходеев Н.Н., Шур С.С. Изоляция электрических сетей. Л.: Энергия, 1979. - 304 с.
38. Федосеенко Р.Я., Мельников А.Я. Эксплуатационная надежность электросетей сельскохозяйственного назначения. М.: Энергия, 1977. - 320 с.
39. Шинкаренко Г.В., Кулемза В.А., Бидашко Г.Б. Комплект устройств контроля загрязнения опорной изоляции // Энергетика и электрификация. - 1994. - №5. - с. 23-26.
40. Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях. М.: Энергоиздат, 1982. - 312 с.
41. Про плани фінансового оздоровлення електроенергетики // Урядовий кур'єр. - 1998. - 23 квітня.
42. Про електроенергетику. Закон України від 16 жовтня 1997 року №575/97 - ВР.
43. Проблеми енергозбереження, екології та шляхи їх розв'язання / Г.Г. Півняк, М.О. Доброгорський, М.А. Дудля. - К.: НМК ВО, 1991. - 146 с.
44. Петров О.А. Повышение надежности работы сельских электрических сетей напряжением 6-35 кВ путем рационального выбора режима нейтрали: Автореф. дис... д-ра техн. наук: 05.20.02 / Челябинский агроинженерный ун-т. - Челябинск, 1992. - 37 с.
45. Млынчик И.С. Исследование условий работы в эксплуатации изоляции комплектных распределительных устройств наружной установки (КРУН) и разработка мероприятий по повышению их надежности: Автореф. дис... канд. техн. наук. - Л., 1974. - 16 с.
46. Абрамов В.Д., Хомяков М.В. Эксплуатация изоляторов высокого напряжения. М.: Энергия, 1976.-264 с.
47. Андриевский Е.Н. Секционирование и резервирование сельских электросетей. - М.: Энергоатомиздат, 1983. - 112 с.
48. Бедняк Н.А. Контроль изоляции на рабочем напряжении в электрических сетях 6-35 кВ сельскохозяйственного назначения: Автореф. дис... канд. техн. наук: 05.09.03. ЧИМЭСХ. - Челябинск, 1990. - 18 с.
49. Бикфорд Дж. и др. Основы теории перенапряжений в электрических сетях: Пер. с англ. / Дж. П. Бикфорд, М.Мюлине, Дж. Р. Рид - М.: Энергоиздат, 1981. - 168 с.
50. Будзько И.А., Зуль Н.М., Прусс В.Л. Научные и методологические основы целевой комплексной программы повышения надежности сельских электрических сетей // Энергетическое строительство. - 1985. - №5
51. Будзко И.А., Зуль Н.М., Селивахин А.И. Внедрение средств автоматизации сельских электрических сетей 0,4 - 110 кВ // Энергетик. - 1985. - №12
52. Вавин В.Н. Трансформаторы напряжения и их вторичные цепи. - М.: Энергия, 1977. - 104 с.
53. Вайда Д. Исследование повреждений изоляции. Пер. с венг. М.: Энергия, 1968. - 400 с.
54. Воробей Л.В. Влияние трансформаторов напряжения на перенапряжения в сетях 35 кВ // Энергетик. - 1992. - №6. - с. 23.
55. Горевой В.Г. Развитие функциональной адаптивности высоковольтных распределительных сетей к изменяющимся условиям эксплуатации: Автореф. дис... к-та техн. наук: 05.14.02 / Новосибирск - 1998. - 22 с.

Додаток А

Матеріали до розділу 2

В таблиці А.1 приведені результати розрахунку можливості розвитку ферорезонансу на частоті 50 Гц по методиці описаній в 2.6.

Функціональні залежності

$$I_m = 4,7 \cdot 10^{-2} U^4 - \text{для НТМИ-6-66}$$

$$I_m = 0,47 \cdot 10^{-2} U^4 - \text{для НТМИ-10-66} \quad (A.1)$$

$$I_m = 1,00 \cdot 10^{-5} U^4 - \text{для ЗНОМ-35-65}$$

отримані так само як і функціональна залежність (2.21).

$$I_m = 0.063 + 19.22U - 3.27U^2 + 0.241U^3 - \text{НАМИ - 10} \quad (2.21)$$

Таблиця А.1 Можливість розвитку ферорезонансу при наступних параметрах мережі

Тип ТН	U _{ном}	Фазна ємність при якій можливий ферорезонанс, мкф	Струм, при якому можливий ферорезонанс, А	Відповідна довжина приєднаних ПЛ, км
НТМИ-6-66	6	$5,32 \cdot 10^{-3} \dots 0,16$	0,017...0,54	1...28
НТМИ-10-66	10	$2,28 \cdot 10^{-3} \dots 0,08$	0,012...0,44	0,4...16,2
НАМИ - 10	10	0,013...0,062	0,024...0,116	1,5...7,2
ЗНОМ-35-65	35	$0,212 \cdot 10^{-3} \dots 0,0055$	0,004...0,105	0,038...1

Кратність перенапруг при ферорезонансі легко визначити за умови:

$$C_{\phi} = 1/\omega^2 L_1 \quad (\text{див. розділ 2.5})$$

Підставляючи індуктивність фази трансформатора напруги наприклад НАМИ - 10 383 Гн (визначеній експериментально або за формулою А.2)

$$L_1 = \frac{U_{\phi}}{\omega I_m} \quad (\text{А.2})$$

де U_{ϕ} - фазна напруга мережі;

I_m -струм намагнічування, визначений за формулою (2.21) при умові, що ТН працює в режимі холостого ходу.

$C_{\phi}=0,026$ мкф, що відповідає розрахункам (табл.А.1). Згідно табл.А.1 при такій невеликій довжині ліній (≈ 3 км), опір ПЛ відносно землі може досягати безкінечно великих значень, але r_e - еквівалентний опір мережі й трансформатора напруги (2.20), приймаючи значення хоча б $0,5$ МОм

$$\frac{U_N}{U_{\phi}} = \omega C r_e = 314 \cdot 0,026 \cdot 10^{-6} \cdot 0,5 \cdot 10^6 = 4,1$$

Таким чином в даному прикладі з реальними параметрами мережі можливе більш ніж в чотирьохкратне збільшення напруги зміщення нейтралі, а як наслідок напруги мережі відносно землі за умов виникнення ферорезонансу.

Додаток Б

Матеріали до розділу 2

Програма Mathcad 2000 Professional для апроксимації вольт-амперної характеристики трансформатора напруги типу НАМИ – 10.

This QuickSheet demonstrates Mathcad statistical functions for polynomial regression of X-Y data.

Enter a matrix of X-Y data to be analyzed (x-coordinate in first column, y-coordinate in second):

data :=

0	
1	
2	
3	
4	
5	

Click on the **Input Table** above until you see the handles, and enlarge it to see the matrix data used in this example.

$X := \text{data} \langle 0 \rangle$ $Y := \text{data} \langle 1 \rangle$ $n := \text{rows}(\text{data})$

Enter degree of polynomial to fit:

$k := 3$

Number of data points:

$n = 7$

$z := \text{regress}(X, Y, k)$

Polynomial fitting function:

$\text{fit}(x) := \text{interp}(z, X, Y, x)$

$\text{coeffs} := \text{submatrix}(z, 3, \text{length}(z) - 1, 0, 0)$

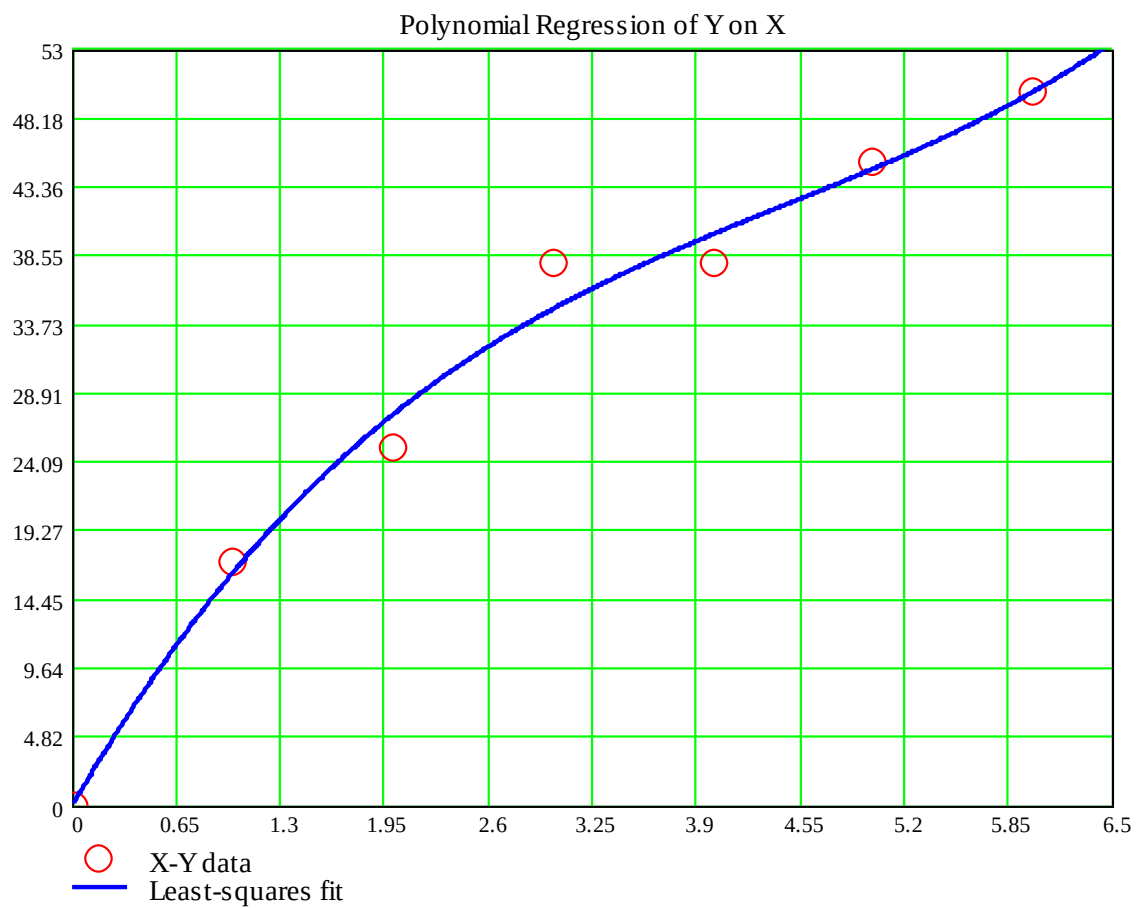
Coefficients:

$\text{coeffs}^T = (0.048 \quad 19.321 \quad -3.333 \quad 0.25)$

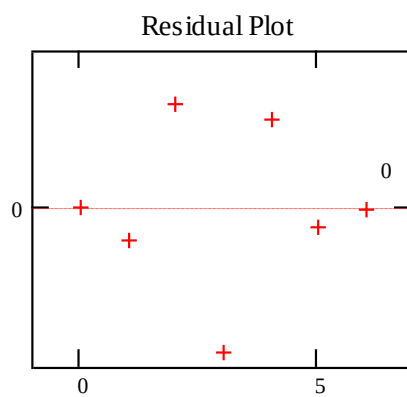
$$R^2: \frac{\overrightarrow{\sum (\text{fit}(X) - \text{mean}(Y))^2}}{\overrightarrow{\sum (Y - \text{mean}(Y))^2}} = 0.989$$

Degrees of freedom: $n - k - 1 = 3$

Plots



$$\text{scale} := \max\left(\overrightarrow{|\text{fit}(X) - Y|}\right) \cdot 1.1$$



Додаток В

Матеріали до розділу 4

Таблиця В.1 Перелік і вартісна оцінка комплектуючих для пристрою контролю ізоляції ПКІ

– 1

Назва елемента	Вартість одиниці, гр.	ПКІ - 1	
		Кількість, шт.	Сума, гр.
Мікросхема К548УН1А	8	4	32
Мікросхема К155ЛЛ1	10,6	1	10,6
Мікросхема К155ЛИ1	6	1	6
Мікросхема КРЕН5А	12	1	12
Мікросхема КРЕН8Б	8	1	8
Транзистор КТ940А	7,5	5	37,5
Стабілітрон КС133	12,25	6	73,5
Діод Д220	1	6	6
Світлодіод АЛ107	1,5	6	9
Резистор МЛТ 0,25	0,48	21	10,08
Резистор змінний СПЗ	20	3	60
Реле РЭС22	50	5	250
Реле РЭС9	27	1	27
Конденсатор К50 – 6			
1000,0 × 25 В	15	1	15
500,0 × 16 В	10	2	20
Конденсатор КМ75	35	5	175

Продовження таблиці В.1

Діодна збірка КЦ405	6,12	1	6,12
Трансформатор ТС – 10	25	1	25
Вимикач	10	1	10
Запобіжник	2,85	1	2,85
Текстолітова пластина	35	1	35
Шнур з вилкою	33,6	1	33,6
Корпус	68	1	68
Провід монтажний	4,2 гр/м	2	8,4
Підсумок		940,65	
Вартість монтажу (20% від вартості елементів)		188,13	
Всього		1128,78	