

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

УДК 621.316.1

ПОГОДЖЕНО

Директор Інституту енергетики,  
автоматики і енергозбереження

Капун В.В.

(підпис)

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри  
електростачання  
ім. проф. В.М.Синькова

Козирський В.В.

(підпис)

«    » \_\_\_\_\_ 2021 р.

«    » \_\_\_\_\_ 2021 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: «Дослідження режимів роботи та системи захисту електричної  
мережі з джерелами розподленої генерації»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код, навч.)

Спеціалізація \_\_\_\_\_

(назва)

Магістерська програма \_\_\_\_\_

(назва)

Програма підготовки \_\_\_\_\_

освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Виконав \_\_\_\_\_

(підпис)

Державець М.В.

(ПІБ)

Керівник магістерської роботи

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Омельчук А.О.

(ПІБ)

Нормоконтроль

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Гай О.В.

(ПІБ)

Консультанти

Охорона праці, к.т.н., доцент

(розділ)

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Омельчук А.О.

(ПІБ)

Економічний розрахунок, к.т.н., доцент

(розділ)

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Волошин С.М.

(ПІБ)

Київ – 2021

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

електропостачання ім. проф. В.М.Синькова

д.т.н., професор

Козирський В.В.

(ступінь, звання)

(підпис)

(ПІБ)

«

»

2021 р.

ЗАВДАННЯ

ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Державець Максим Віталійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва)

Спеціалізація виробнича

(назва)

Магістерська програма електричні мережі і системи

(назва)

Програма підготовки освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської роботи **«Дослідження режимів роботи та системи захисту електричної мережі з джерелами розподіленої генерації»**

затверджена наказом ректора НУБіП України від 14.01.2020 р. № 51 «С»

Термін подання завершеної роботи на кафедру 21.05.19

(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи: характеристика і схема розподільчої мережі 10 кВ, графіки навантаження споживачів.

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

Аналіз режимів роботи розподільчих електричних мереж.

Дослідження системи захисту секціонованої і резервованої мережі.

Розрахунок релейного захисту радіальної електричної мережі.

Підвищення надійності електричної мережі 10 кВ за допомогою реклоузерів.

Перелік графічного матеріалу: презентація з 18 слайдів у програмному забезпеченні MS PowerPoint 2003.

Дата видачі завдання «7» серпня 2021 р.

Керівник магістерської роботи

Омельчук А.О.

(підпис)

(ПІБ)

Завдання прийняв до виконання

Державець М.В.

(підпис)

(ПІБ)

## РЕФЕРАТ

# НУБІП України

В роботі приведена характеристика електричних мереж та тенденції до їх зміни, виконано аналіз особливостей роботи електромереж в умовах експлуатації різних типів розподіленої генерації.

# НУБІП України

Приведено електричний розрахунок повітряної лінії 10 кВ. Досліджена робота релейного захисту для секціонованих і резервованих ліній електропередачі напругою 10 кВ з підключеними джерелами розподіленої генерації (ДРГ). Проаналізовано особливості роботи захисту при різних

# НУБІП України

режимах роботи даних мереж, а саме: нормальному, післяаварійному та планово-ремонтному. Захист ліній з двостороннім живленням, котрі зв'язують ДРГ з електричною системою, або є взаєморезервованими лініями електричної системи, повинні задовольняти загальні вимоги забезпечення необхідної

# НУБІП України

чутливості, селективності дії при різних видах пошкоджень. Наведено особливості виконання релейного захисту при резервуванні електропостачання споживачів з використанням ДРГ.

# НУБІП України

Для виконання поставленого завдання використовувались **методи** теорії імовірності та математичної статистики, в результаті чого отримані вихідні дані для визначення розрахункових умов і математичного моделювання режимів релейного захисту досліджуваних розподільчих мереж 10 кВ.

# НУБІП України

Приведено розрахунок релейного захисту радіальної електричної лінії 10 кВ, котрий включає розрахунок параметрів максимального струмового захисту, уставок струмової відсічки та узгодження селективності релейного захисту лінії 10 кВ.

# НУБІП України

Запропоновано заходи щодо підвищення надійності електричної мережі 10 кВ за допомогою реклоузерів.

Досліджені питання електротравматизму в електричних мережах з різними режимами роботи нейтралі.

## ЗМІСТ

РЕФЕРАТ.....	5
ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬЧИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	10
1.1. Характеристика електричних мереж та тенденції до їх зміни.....	10
1.2. Особливості роботи електромереж в умовах експлуатації різних типів розподіленої генерації.....	14
1.3. Аналіз останніх досліджень та публікацій.....	27
РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРИЧНИЙ РОЗРАХУНОК ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 10 КВ.....	31
2.1. Розрахунок електричного навантаження лінії 10 кВ.....	31
2.2. Вибір марки та перерізу проводів лінії 10 кВ.....	35
2.3. Розрахунок струмів короткого замикання в ПЛ-10 кВ.....	39
2.4. Вибір та перевірка електрообладнання шафи розподільного пристрою 10 кВ.....	42
РОЗДІЛ 3 ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМИ ЗАХИСТУ СЕКЦІОНОВАНОЇ І РЕЗЕРВОВАНОЇ МЕРЕЖІ.....	45
3.1. Аналіз режимів роботи секціонованої та резервованої електричної мережі 10 кВ.....	45
3.2. Основні параметри роботи пристроїв релейного захисту секціонованих та резервованих ліній 10 кВ.....	48
3.3. Аналіз параметрів існуючих систем захисту ліній з джерелами розподіленої генерації.....	53
РОЗДІЛ 5 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ РАДІАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	55
5.1. Розрахунок релейного захисту повітряної лінії 10 кВ.....	55
5.2. Розрахунок параметрів максимального струмового захисту.....	56
5.3. Розрахунок уставок струмової відсічки.....	56
5.4. Узгодження селективності релейного захисту лінії 10 кВ.....	58

5.5. Загальні вимоги до селективності захистів.....	59
5.6. Узгодження струмових характеристик захисту трансформатора 10/0.4 кВ та релейного захисту ПЛ 10 кВ.....	60
РОЗДІЛ 5 ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 10 КВ ЗА ДОПОМОГОЮ РЕКЛОУЗЕРІВ.....	
5.1. Використання реклоузерів для секціонування електричних мереж.....	62
5.2. Особливості роботи реклоузерів в системах захисту електричних мереж.....	66
5.3. Схеми захисту і автоматики електричних мереж на базі реклоузерів.....	68
РОЗДІЛ 6 ЗАХОДИ ЩОДО ОХОРОНИ ПРАЦІ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ.....	
6.1. Види електрогравм.....	73
6.2. Класифікація виробничих приміщень з електробезпеки.....	76
6.3. Заземлення електроустаткування.....	82
6.4. Аналіз небезпеки при обслуговуванні електроустаткування.....	83
ВИСНОВКИ.....	86
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЖЕРЕЛ.....	87

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

## ВСТУП

# НУБІП України

Оскільки традиційні розподільні електричні мережі - це мережі радіального типу, то перетік потужності є однонаправленим від головної ділянки до кінцевих споживачів, і в більшості аварійних випадків використовується миттєвий струмовий захист [2]. Як правило, релейний захист (РЗ) розподільних мереж проектується з встановленням реле максимального струму та обладнання автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) на головному фідері живильних підстанцій і плавких запобіжників у гілках електричних мереж. Для забезпечення захисту розподільних мереж на практиці виконується відключення ліній електропередачі (ЛЕП), де виникла аварія, ізолювання пошкодженого елемента (ділянки ЛЕП) та повторне ввімкнення лінії. Але вказаний підхід до РЗ розподільних мереж не розрахований на існування додаткових джерел потужності, таких як джерела розподіленої генерації (ДРГ), у зв'язку з чим виникає низка проблем.

# НУБІП України

По-перше, це проблема, пов'язана із використанням досить поширених у розподільних електричних мережах пристроїв АПВ разом із ДРГ [7]. Безструмова пауза при роботі АПВ, як правило, триває частки секунди, що не завдає великих збитків споживачам. У випадку, коли захист ДРГ не спрацював під час безструмової паузи АПВ, таке джерело залишається підключеним до електричних мереж і буде намагатися підтримувати напругу у мережі. Отже електрична дуга не буде затухати і пошкодження не буде самоліквідовано, що призведе до значної перерви у електропостачанні [7]. При цьому слід зазначити, що, навіть якщо ДРГ буде відключене протягом безструмової паузи АПВ, час, відведений на ліквідацію дуги, зменшується на час роботи релейного захисту ДРГ. Ще однією причиною відключення ДРГ від мережі під час безструмової паузи АПВ є підтримка безпечної експлуатації самої установки ДРГ. Якщо ДРГ залишається приєднаним до мережі, швидкість обертання його генератора може змінитися (для ДРГ обертового типу) через дисбаланс потужностей.

# НУБІП України

По-перше, це проблема, пов'язана із використанням досить поширених у розподільних електричних мережах пристроїв АПВ разом із ДРГ [7]. Безструмова пауза при роботі АПВ, як правило, триває частки секунди, що не завдає

# НУБІП України

великих збитків споживачам. У випадку, коли захист ДРГ не спрацював під час безструмової паузи АПВ, таке джерело залишається підключеним до електричних мереж і буде намагатися підтримувати напругу у мережі. Отже електрична дуга не буде затухати і пошкодження не буде самоліквідовано, що

# НУБІП України

призведе до значної перерви у електропостачанні [7]. При цьому слід зазначити, що, навіть якщо ДРГ буде відключене протягом безструмової паузи АПВ, час, відведений на ліквідацію дуги, зменшується на час роботи релейного захисту ДРГ. Ще однією причиною відключення ДРГ від мережі під час безструмової паузи АПВ є підтримка безпечної експлуатації самої установки

# НУБІП України

ДРГ. Якщо ДРГ залишається приєднаним до мережі, швидкість обертання його генератора може змінитися (для ДРГ обертового типу) через дисбаланс потужностей.

Таким чином, щоб уникнути появи цих небажаних ситуацій при експлуатації електричних мереж повинна бути вирішена задача координації роботи АПВ з роботою релейного захисту джерел розподіленої генерації. Застосування більш довгих безструмових пауз є одним із можливих способів розв'язання вказаної проблеми, хоч це може призводити до погіршення якості електричної енергії.

По-друге, це значне ускладнення побудови систем РЗ мереж із встановленими пристроями ДРТ. Наприклад, при виникненні коротких замикань (к.з.) за межами фідера, що включає ДРТ, але в межах однієї підстанції, джерело розподіленої генерації бере участь у живленні к.з. У цій ситуації може спрацювати реле, яке знаходиться на початку ЛЕП з джерелами розподіленої генерації, що можливо, коли не враховувати напрямок протікання струму. Використання направлених або навіть диференційних систем РЗ у розподільних електричних мережах дозволяє вирішити цю проблему.

Деякі автори [4,9] звертають увагу на іншу можливу проблему, пов'язану з роботою РЗ розподільних мережах, що в літературі отримала назву «засліплення» РЗ. Вона може проявлятися, коли ДРТ знаходяться між точкою к.з. і живильним фідером. Джерело розподіленої генерації бере участь у живленні к.з. і тим самим збільшує рівні струмів к.з. Але струм к.з., що проходить через живильний фідер, фактично зменшується через участь ДРТ, що може відбуватися, коли сумарний струм к.з. розподіляється між різними джерелами.

Таким чином, РЗ в розподільних мережах в певних умовах не завжди працює відповідним чином у аварійних ситуаціях, для яких він був спроектований до встановлення ДРТ. Слід також відзначити, що підключення джерел розподіленої може призводити до затримки роботи РЗ живильного фідера - це обумовлюється часом роботи захисту самих джерел РГ.

Актуальність теми роботи обумовлена незадовільною роботою релейного захисту (РЗ) розподільних електричних мереж у випадку під'єднання до них джерел розподіленої генерації та їх секціонуванням і резервуванням.

**Метою** наукової роботи є забезпечення надійності роботи таких мереж шляхом чутливої і селективної роботи системи релейного захисту.

**Завданням** даної роботи є дослідження роботи релейного захисту для секціонованих і резервованих ліній електропередачі напругою 10 кВ з підключеними джерелами розподіленої генерації (ДРГ).

Предметом магістерської роботи є організаційні та технічні заходи щодо підвищення надійності роботи розподільчої мережі.

Об'єктом дослідження є процеси передачі і розподілу електроенергії в розподільчій електричній мережі напругою 10 кВ.

Для виконання поставленого завдання використовувалися методи теорії імовірності та математичної статистики, в результаті чого отримані вихідні дані для визначення розрахункових умов і математичного моделювання режимів релейного захисту досліджуваних розподільчих мереж 10 кВ.

Проаналізовано особливості роботи захисту при різних режимах роботи даних мереж, а саме: нормальному, післяаварійному та планово-ремонтному. Захист ліній з двостороннім живленням, котрі зв'язують ДРГ з електричною системою, або є взаєморезервованими лініями електричної системи, повинні

задовольняти загальні вимоги забезпечення необхідної чутливості, селективності дії при різних видах пошкоджень. Труднощі в забезпеченні необхідної чутливості при використанні максимальних струмових захистів на таких лініях пов'язані з малим рівнем струмів короткого замикання (к.з.) від розосереджених джерел генерації і місцевих електричних систем. Наведено

особливості виконання релейного захисту при резервуванні електропостачання споживачів з використанням ДРГ. Максимальний робочий струм лінії, котрий споживається з електричної системи, в 2...3 рази перевищує номінальний струм, котрий визначається потужністю генераторів ДРГ. При цьому струми к.з. від генераторів малопотужних ДРГ виявляються співрозмірними з максимальними робочими струмами лінії, що унеможливило забезпечення чутливого і селективного захисту таких ліній електропередачі.

**Основними результатами роботи** є те, що при застосуванні струмових



відсічок на лініях з двостороннім живленням більше 50% довжини лінії залишається незахищеною. Це пов'язано з відносно малою зміною струму к.з. вздовж лінії, оскільки відносна величина повного опору лінії в загальному опорі схеми заміщення складає 12...25%. Для надійного відключення близьких

к.з. струмові відсічки доцільно використовувати в поєднанні з максимальними струмовими напрямленими захистами.

В тих випадках, коли максимальні струмові напрямлені захисти не забезпечують необхідної чутливості, на досліджуваних лініях доцільно використовувати дистанційні захисти з залежною витримкою часу. Підвищення

чутливості захисту при цьому обумовлено значним зниженням напруги на шинах ДРГ при зовнішніх к.з. через відносно великий реактивний опір генераторів малої і середньої потужності.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

## РОЗДІЛ 1

## АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬЧИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

## НУБІП України

**1.1. Характеристика електричних мереж та тенденції до їх зміни**

## НУБІП України

Традиційно системи електропостачання АПК мають радіальні схеми електричних мереж, в яких потужність розподіляється від джерел живлення до

споживачів в одному напрямку. Але поява останнім часом в цих системах

джерел розосередженої генерації (електростанцій відносно невеликої

потужності в безпосередній близькості від кінцевих споживачів), вимагає

розробки нових моделей для аналізу режимів, з урахуванням можливої зміни

напрямків розподілу електричної енергії. Також слід відмітити, що серйозною

проблемою стало забезпечення якості електропостачання через недостатню

надійність поставок електроенергії та невідповідність її параметрів

нормативним вимогам. Тому розробка удосконалених моделей для оптимізації

режимів роботи сучасних систем електропостачання є актуальною теоретичною

та практичною задачею.

## НУБІП України

Однією з причин поступового переходу від великих генеруючих об'єктів

до малих енергокомплексів є необхідність забезпечення надійного

енергопостачання споживачів при аваріях. До того ж розподілена генерація

органічно вписується в проблему енергозбереження та підвищення

енергоефективності: значна частина енергії споживається в місці її

виробництва, що зменшує витрати енергії на її транспорт [1]. Також

децентралізація енергопостачання є потужним стимулом залучення окремих регіонів країни в господарську діяльність [2].

## НУБІП України

Очевидно, що одночасно повинна відбуватись і децентралізація керування

системами електропостачання. Відповідні інформаційні та алгоритмічні

технології знайшли своє втілення в концепції Smart Grid систем. Практичне

впровадження цих систем передбачає вирішення низки організаційних та

технічних заходів. Організаційні заходи передбачають реформування

енергоринку, мотивацію активної поведінки споживачів тощо. Серед технічних заходів найбільш важливими є забезпечення систем електропостачання сучасним обладнанням та створення відповідних методів і моделей для реалізації задач децентралізованого оперативного керування.

Розглянуто аспекти розробки удосконалених математичних моделей для вирішення задач децентралізованого керування нормальними та аномальними режимами систем електропостачання при наявності розосередженої генерації.

Система електропостачання є динамічною системою, яка весь час змінюється як у просторі (поява нових споживачів та джерел живлення), так і у часі (добові та сезонні графіки навантажень). На жаль, інформація про ці зміни принципово не може бути повною та абсолютно достовірною. Причому, як відомо з теорії невизначеності, зі збільшенням інтервалу прогнозування невизначеність інформації зростає як степенева функція. Це повинна враховувати математична модель для вирішення оптимізаційних задач в системах електропостачання [3, 4].

Головними критеріями оптимальності режимів систем електропостачання є достатній рівень надійності електропостачання, мінімальні витрати електроенергії на її транспорт, припустимі відхилення показників якості електроенергії від нормованих величин. Важливо також, щоб потужності окремих типів генеруючих джерел були обрані оптимальним чином, щоб із максимальною ефективністю задіяти альтернативні та місцеві енергетичні ресурси. В загальному випадку критерії ефективності є суперечливими, тому задача оптимізації режимів системи електропостачання є багатокритеріальною. Основні труднощі постановки і рішення багатокритеріальних оптимізаційних задач в умовах невизначеності пов'язані з нечіткістю як вихідних даних, так і цілей оптимізації та обмежень.

Як відомо, найбільш слабкою ланкою в системі електропостачання є повітряні/розподільні мережі середньої напруги. Близько 70% всіх порушень електропостачання відбувається саме в мережах даного класу напруги. Децентралізація керування при реалізації концепції Smart Grid є одним з

найбільш ефективних засобів підвищення надійності електропостачання. Кожен окремий апарат, являючись інтелектуальним пристроєм, аналізує режими роботи системи електропостачання і автоматично робить реконфігурацію її схеми в аварійних режимах, тобто локалізацію місця пошкодження та відновлення електропостачання споживачів через непошкоджені ділянки.

Сучасним апаратом, що відповідає вимогам децентралізованого підходу до керування, є вакуумний реклоузер: сукупність вакуумного комутаційного модуля з вбудованою системою вимірювання параметрів режиму і шафи управління з мікропроцесорною системою релейного захисту та автоматики. В

[3] запропонована модель для вирішення задачі оптимального секціонування розподільної електричної мережі за допомогою реклоузерів з метою підвищення надійності електропостачання і метод отримання однозначного рішення при різних бінарних композиціях нечітких відносин. Показано, що навіть при невизначеному характеру початкової інформації, розроблений метод дозволяє оцінити найбільш вірогідну величину ефекту від секціонування і отримати оптимальну схему.

Зазвичай реконфігурація деревоподібних схем системи електропостачання виконується методами дискретної оптимізації. Запропоновані останнім часом для цієї мети генетичні алгоритми не мають принципових відмінностей. В будь-якому разі робиться припущення про рівність напруги на підстанціях живлення, а також про чисто активний характер параметрів елементів схеми заміщення елементів мережі. Це справедливо для кабельних мереж великих міст, але призводить до похибки для мереж АПК, до яких входять також повітряні ЛЕП значної протяжності. Тому запропонована удосконалена модель, з урахуванням резервних перемичок, коли секціонування виконується шляхом поступового еквівалентного перетворення схеми. В цій моделі враховані як реальні опори елементів схеми заміщення елементів мережі, так і різниці в значеннях напруги на підстанціях живлення. Метод реконфігурації, який реалізовано на цій моделі, враховує також наявність джерел розосередженої генерації.

Забезпечення якості електроенергії гарантує необхідну електромагнітну

сумісність між обладнанням, що входить до системи електропостачання. Це стосується перш за все нового покоління споживачів, які характеризуються пофазною різницею параметрів, високою швидкістю їх зміни і нелінійним характером. Слід відзначити, що і джерела розосередженої генерації також є

причиною виникнення спотворень параметрів електричної енергії в сучасній системі електропостачання. Однак питання якості живлення не повинно утворювати обмежувальний бар'єр для впровадження поновлюваних джерел електроенергії та розвитку Smart Grid. Саме інтелектуальні властивості

сучасного покоління системи електропостачання повинні вирішити проблему нових підходів до ефективного моніторингу та управління якістю електроенергії.

Важливим засобом запобігання негативним наслідкам зниження якості електроенергії є нормування припустимих відхилень від стандартних величин.

При цьому необхідно відрізнити технічні границі, вихід за межі яких унеможливує функціонування обладнання, і економічні, робота за межами яких неефективна. До останнього часу розглядалися в основному тільки технічні границі, тому необхідним є подальше удосконалення моделей

оптимізації для аналізу економічно обґрунтованих границь впливу на функціонування системи електропостачання відхилень напруги, вищих гармонічних складових та несиметрії.

При оптимізації режимів традиційних систем електропостачання моделі в кращому випадку враховували тільки відхилення напруги. Але поява джерел розосередженої генерації вимагає удосконалення і цих моделей, оскільки з'являється небезпека виникнення вже забутих аварій, що викликаються лавиною напруги. На відміну від лавини частоти, лавина напруги має локальний характер і може виникати в окремих системах електропостачання з джерелами генерації малої потужності.

Впровадження відновлювальних джерел енергії передбачає широке використання інверторного обладнання, а значить появу в системі електропостачання широкого спектру гармонійних складових, а не тільки

традиційних непарних. Це вимагає більш адекватного моделювання для виявлення джерел спотворень та їх нейтралізації. Крім того, обладнання мікрогенерації часто має одно фазне підключення, що збільшує несиметрію параметрів режиму. Особливої уваги заслуговують неповнофазні режими, які в електромережах з ізольованою нейтраллю є одним з основних засобів підвищення надійності електропостачання. Але такі схеми в поєднанні з джерелами гармонійних складових можуть породжувати нетипові резонансні процеси з небезпечними для обладнання перенапругами та надструмами.

Моделювання нормальних та аномальних режимів системи електропостачання при наявності джерел спотворень дозволить зокрема визначити доцільність використання спеціального симетруючого обладнання.

Розосереджене виробництво електроенергії є перспективним напрямком розвитку енергетики, яке останнім часом активно розробляється, оскільки є одним з важливих факторів підвищення енергетичної безпеки країни. Тому в статті розглянуто аспекти моделювання нормальних та аномальних режимів сучасних систем електропостачання, що враховують наявність малих електростанцій у складі генеруючих потужностей та їх вплив на рівень надійності функціонування, витрати на транспорт та рівень якості електроенергії. Це дозволить системі електропостачання задовольнити вимоги сучасних і перспективних поколінь споживачів.

## **1.2. Особливості роботи електромереж в умовах експлуатації різних типів розподіленої генерації**

Інтеграція джерел розподіленої генерації, обумовлює зміну режимів роботи електромереж і характеристик сталих режимів. Змінюються напрямки потоків потужності розподільної мережі при зміні на автономний (острівної) режим роботи. Надлишкова електроенергія від розподіленої генерації може передаватися в мережу енергосистеми. Унаслідок незбалансованої навантаження між ділянками розподільної мережі, величина і напрямок потоків

потужності набувають змінний характер;

- рівень струму короткого замикання нижче по потоку потужності зростає, при цьому складова струму короткого замикання вище по потоку зменшується через додавання додаткового джерела електроенергії. З'являється

багатостороннє живлення точки пошкодження ділянки електромережі. Діючі

значення струмів короткого замикання під час аварійного режиму можуть значно змінюватися через безпосередній близькості джерел генерації електроенергії;

- виникають режими асинхронних включень внаслідок спрацьовування

автоматичного повторного включення. Відключення короткого замикання на

суміжних лініях також призводить до подібних режимів, що сприяє появі

великих струмів і підвищених електромагнітних моментів, що впливають на генератори і їх механічну міцність;

- з'являється режим автономної роботи в разі відокремлення розподільчої

мережі від центральної енергосистеми, який в зарубіжній літературі отримав

назву «Islanding» (Острівний режим). Даний режим може характеризуватися

зниженням напруги або частоти, якщо розподілена генерація не забезпечує

необхідної потужністю місцеве навантаження. У разі рівного розподілу

генерується і споживаних потужностей навантаження зменшуються тільки

струми короткого замикання, що призведе до зниження чутливості релейного

захисту.

У розподільних мережах змінного струму блоки джерел розподіленої

генерації, засновані на обертових машинах, підключаються безпосередньо до

шини змінного струму або через перетворювач частоти. Пристрої зберігання

енергії і сонячні фотоселектричні станції підключаються до шини змінного

струму розподільної мережі за допомогою інверторів DC / AC. На рис.1.1

представлені класичні способи підключення джерел розподіленої генерації з

вихідною потужністю генератора постійного струму (сонячна електростанція і

аккумуляторні батареї) і змінного струму (вітряна турбіна).

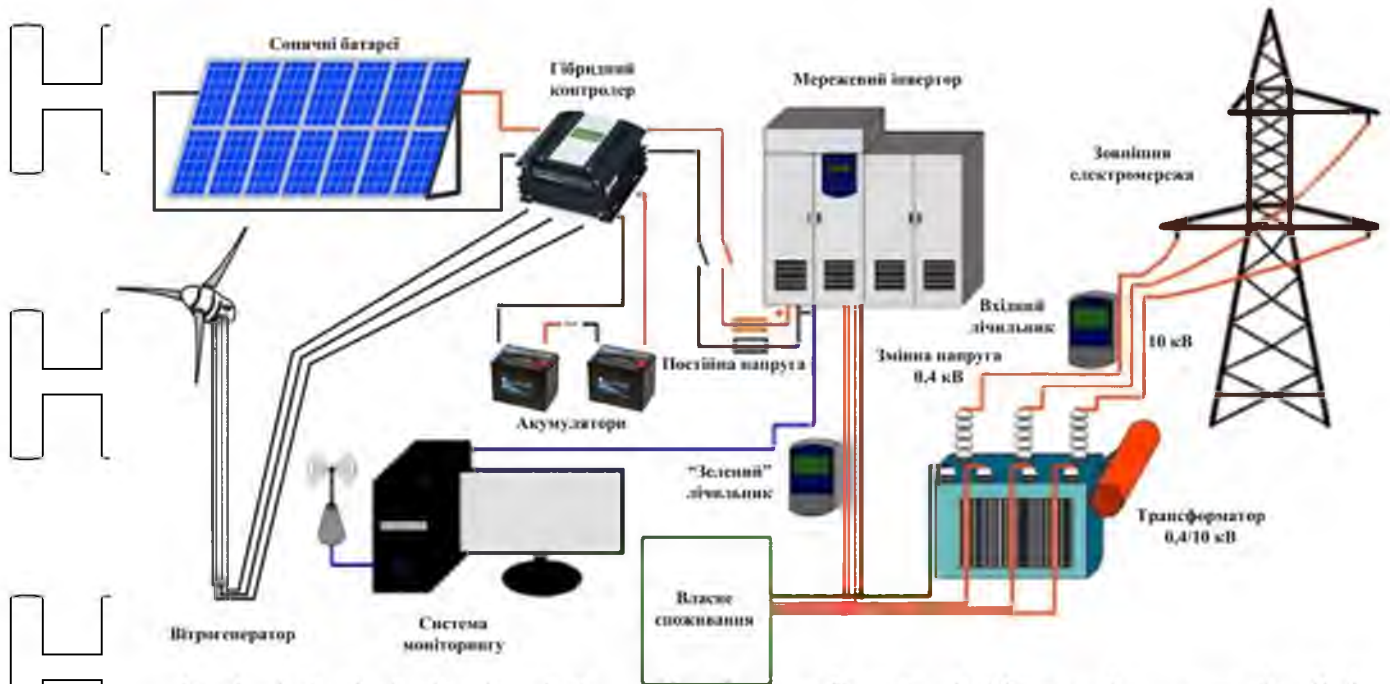


Рис. 1.3. Класичні способи підключення розподіленої генерації до електромережі.

Джерела розподіленої генерації мають нелінійні і змінюються характеристики, що впливає на величину вклату в струм короткого замикання, що виникає в електромережі. Доведено, що в умовах короткого замикання максимальний внесок генератора, підключеного через інвертор, перевищує номінальне значення струму в 1,5-2 рази, а для генераторів, заснованих на обертових машинах (дизель-генератор, вітрогенератор і ін.). Струм короткого замикання досягає п'ятикратного перевищення номінального струму.

**Вплив розподіленої генерації на застосовувані пристрої захисту в електромережах.**

Традиційні електромережі напругою 6-10 кВ, як правильно, мають радіальну структуру з живленням від одного джерела електроенергії. Захист енергосистеми - універсальна вимога для розподільних мереж, призначене для виявлення несправностей і інших ненормальних умов експлуатації, які можуть привести до втрати електропостачання та пошкодження обладнання, і швидко реагує (зазвичай шляхом розмикання вимикачів для локалізації несправності) в разі виявлення таких умов. Коли захист енергосистеми не спрацює, це може



привести до серйозних наслідків для роботи електротехнічних комплексів і розподільних мереж.

Різниця між несправностями і ненормальними умовами експлуатації часто неясно. Зазвичай несправності відносяться до категорії коротких замикань, коли струмопровідний провідник контактує з землею або іншим провідником, або утворюється розрив струмопровідного провідника. Короткі замикання зазвичай призводять до того, що величина струму значно перевищує типові струми навантаження. Короткі замикання також можуть бути періодичними (наприклад, коли провідники стикаються один з одним при сильному вітрі) або стійкими (наприклад, коли дерево падає на лінію електропередач).

«Ненормальні» умови експлуатації охоплюють широкий спектр небажаних станів енергосистеми. У деяких «ненормальних» умовах система захисту не повинна спрацьовувати, наприклад, під час запуску електродвигуна, виникає короткочасний пусковий струм, який можна прийняти за подія схоже на коротке замикання. Однак інші «Ненормальні» умови дійсно вимагають втручання системою захисту, наприклад, коли частина електромережі стає ізолюваною і при наявності джерел розподіленої генерації може працювати автономно.

Інтеграція розподіленої генерації може негативно вплинути на важливі функції розподільчої і передавальної мережі, такі як потік потужності, рівень струмового захисту і пошкодження, стабільність, втрати в мережі, якість електроенергії і т.д. Крім цих вищезгаданих дій, впровадження розподіленої генерації може поставити під загрозу правильну роботу системи захисту від коротких замикань. виникають випадки неспрацьовування, помилкового спрацьовування струмового захисту, порушення координації між реле і пристроями повторного включення.

Чим більше відносна сумарна потужність розподіленої генерації в мережу, тим складніше моделювання та аналіз поведінки коротких замикань в такій системі. Беручи до уваги розширення впровадження джерел розподіленої генерації, захист розподільних мереж стає важливою проблемою в майбутніх

енергосистемах.

### Короткі замикання в розподільних мережах.

Коротке замикання виникає при пробіі ізоляції навколо провідника зі струмом, яке може бути викликане старінням ізоляції, зміною температури в провіднику або ізоляторі, атмосферними опадами, забрудненням, попаданням сторонніх предметів на провідник і т.д. З боку генератора електроенергії, коротке замикання фактично являє собою ще одну навантаження на енергосистему, а величина струму короткого замикання залежить від повного опору шляху замикання і типу генераторів, підключених до мережі. У разі короткого замикання з високим опором виникає складність відрізнити або навіть не відрізнити його від умов роботи навантаження. Коли опір короткого замикання низька, наприклад, приєднання двох провідників стороннім предметом, то струм короткого замикання буде високим, і цей надмірний струм може викликати перегрів і пошкодження електрообладнання. Короткі замикання зазвичай призводять до виникнення електричної дуги, що веде до подальшого погіршення ізоляції і розвитку ушкодження, що призводить до нестабільної роботи, можливим відключенням генераторів електроенергії і загальної нестабільності енергосистеми.

Короткі замикання класифікуються залежно від шляху провідності, що викликає коротке замикання.

Однофазне замикання на землю є найнебезпечнішим і поширеним видом короткого замикання, однак в мережах середньої напруги, які виконуються, як правильно, з ізолюваною або компенсованою нейтраллю, величина струму однофазного замикання не є пріоритетною оскільки вона обумовлена ємнісною складовою розподільчої мережі. Найбільш небезпечними в мережах з ізолюваною нейтраллю є трифазні і двофазні короткі замикання, які можуть завдати шкоди електроустаткування споживача. До того ж джерела розподіленої генерації не вносять значні зміни в факт виявлення однофазних замикань на землю і традиційні системи захисту від однофазних замикань адекватно визначають такий вид замикань в мережах середньої напруги з

ізолюванню нейтралю, які розглядаються в даній роботі.

**Аналіз існуючого досвіду вирішення завдань релейного захисту при впровадженні розподіленої генерації.**

В відповідність до вимог ПУЕ та рекомендаціями щодо організації релейного захисту електротехнічних комплексів, отриманий теоретичний досвід створення і експлуатації струмового захисту в розподільних мережах. Проаналізовано деякі особливості організації струмових захистів:

- для мінімізації порушень стійкості джерел розподіленої генерації необхідно швидке відключення коротких замикань поблизу шин підстанції. В роботі [3] запропоновано використання швидкодіючих захистів в прилеглій мережі, таких як: диференціальні захисту, струмові відсічення і максимальні струмові захисту;

- складність використання логічної захисту шин [3], широко використовуваних в розподільних мережах;

- рекомендації щодо забезпечення збереження умов роботи генерації електроенергії, запропоновані різними авторами, розглядають обмежене коло питань.

Слід зазначити, що в даній час оснащення системою захистів джерел розподіленої генерації, які забезпечують надійність їх роботи в електромережі, розглядається як достатня міра. Однак спрацювання релейного захисту здійснюється без узгодження з іншими пристроями захисту прилеглої електромережі, що призводить до небажаних відключень джерел розподіленої генерації при коротких замиканнях, які відключаються власним захистом, а також незначних відхилень від номінальних значень режимів роботи.

Сучасна концепція вдосконалення релейного захисту електротехнічних комплексів і розподільних мереж, що розвивається науковими школами Росії, зорієнтована переважно на вирішення завдань виявлення складних аварійних режимів, захисту дальньої дії і передбачає розвиток простих струмових захистів. При цьому пріоритет віддається захисту від однофазних замикань на землю, а тенденція до розподілу генерації електроенергії в безпосередній

близькості зі споживачем, яка вимагає розгляду більш широкого і складного кола завдань, практично не враховується.

Конкретні проблеми, що виникають через застосування традиційних схем захисту від струмів короткого замикання і щодо високого рівня потужності джерел генерації електроенергії в розподільчій електричній системі представлені в [1]. У роботі [2] представлено використання реле дистанційний захисту для вирішення проблем, таких, як захист від виникнення автономного режиму, змінні характеристики джерел розподіленої генерації енергії, тимчасові перенапруги і втрата чутливості реле максимального струму на довгих фідерах. В роботі наводяться реальні дані про події і аналіз, щоб продемонструвати ефективність дистанційний захисту.

У роботі [3] розглядаються методи підвищення чутливості релейного захисту на основі розрахунку симетричних компонентів для ідентифікації коротких замикань в трансформаторах і запобігання небажаного спрацьовування захисту при перехідних процесах в енергосистемі за межами зони, що захищається.

Реалізований захист розподільної мережі середньої напруги із запровадженою генерацією енергії і пропонується використовувати розподілені реле дистанційний захисту в не комунікаційних середовищах для підвищення надійності, якості обслуговування і стабільності мережі. Алгоритм реалізує виявлення пошкодження на основі перевантаження по струму з урахуванням значення опору. Метод перевірений для змішаних мереж (повітряних і кабельних ліній) з різними типами заземлення.

По суті, основним підходом, запропонованим в зарубіжній літературі для подолання несприятливих ефектів, пов'язаних з розподіленою генерацією електроенергії, є зміна налаштувань відповідно до моделюванням і теоретичним аналізом. Крім того, для координації з нижчими по потоку потужності захисними пристроями потрібно встановлювати відповідні часові інтервали. Демонструється застосування дистанційний захисту в мікромережі, що працює в різних режимах. У цьому дослідженні помилки вимірювання

повного опору, викликані додатковими струмами, усуваються шляхом введення коефіцієнтів струморозподілення в залежності від поточних співвідношень діючої топології.

Багатоточкові вимірювання дозволяють розробляти абсолютно нові методи захисту на основі повного опору, представлені диференційний метод і метод низькоомного опору з назад тимчасової залежністю. У диференціальному методі використовуються канали зв'язку для швидкої ідентифікації короткого замикання: для коротких замикань за межами зони, що захищається - диференційний опір дорівнює нулю; для коротких замикань в захищається зоні

- повне опір швидко зростає. Метод також підходить для виявлення коротких замикань з великим повним опором. Другий метод забезпечує адаптивну захист, об'єднуючи характеристики струму назад тимчасової залежності з вимірами повного опору. Методи були перевірені в режимі паралельної роботи з мережею та автономному режимі.

Застосування представлених нових систем і методів захисту розподільних мереж може бути обмежена короткими замиканнями з великим повним опором, які вносять суттєві помилки в його розрахунок. Крім того, в основному досліджуються джерела розподіленої генерації, підключені до електромережі через інвертор, що має на увазі обмежені струми короткого замикання і незначний вплив на вимірювання струму. Те ж саме справедливо для невеликих поновлюваних джерел електроенергії. Дослідження релейного захисту в розподільних мережах не пов'язані з сильними струмами пошкодження від мереж електроенергетичних підприємств і їх впливу.

Тому в літературі відсутня належна дослідницька робота по компенсації помилок при вимірах повного опору, викликаних високими значеннями повного опору короткого замикання, проміжними струмами і складною топологією. Проте, переважна більшість досліджень, присвячених усунення помилок у скороченій зоні системи дистанційної захисту, було зроблено для магістральних систем, де дистанційна захист є основним типом.

На продуктивність описаних методів, розроблених для систем передачі

електроенергії в розподільних мережах, впливають наступні фактори: активна складова повного опору лінії можна порівняти з реактивною, опір дуги може бути вище через менший струму ушкодження; захищена лінія може мати безліч виходів навантаження; сильно розгалужена і змінюється топологія.

Методи і підходи, представлені в літературі, присвячені визначенню несправного фідера або секції, можна умовно розділити на дві групи. Перша використовує період усталеного стану сигналів несправності, коли надійність спрацьовування захисту не може бути гарантована при замиканнях на землю з нестабільними характеристиками (переривчастий характер). Друга - визначає інформацію з перехідного процесу після виникнення несправності.

На відміну від активного підходу, коли в мережу вводяться додаткові сигнали. Розроблена методологія, яка пропонує накладення напруги певної частоти (вище основний) в нейтральній точці. Опір несправності розраховується для кожного фідера і фази, що використовує вектори на заданій частоті, і потім використовується в процедурі ідентифікації несправності.

У роботах вже було встановлено, що замість ненапрямлених реле максимального струмового захисту можуть знадобитися реле, що визначають напрямок потоку потужності. Основна проблема ненапрямлених реле струмового захисту полягає в тому, що вони не забезпечують очікуваної чутливості і безпеки під проходженням потоку потужності в обох напрямках, викликаного джерелами розподіленої генерації. Запропоновано метод захисту від коротких замикання, заснований на відключення генераторів в момент короткого замикання і після спрацьовування основної захисту відбувається синхронізація і повторне включення генераторів. Це процедура відключення генераторів є одним з найпростіших способів вирішення проблем, викликаних впровадженням джерел розподіленої генерації в електромережу. Відзначені наступні переваги:

- низька вартість і менш складна стратегія захисту;
- не потрібно заміна використовуються пристроїв захисту або налаштувань;

- блок розподіленої генерації відновить із синхронізацією з основною мережею.

Для отримання вищевказаних переваг необхідно швидке відключення блоків розподіленої генерації за допомогою перемикачів силової електроніки замість автоматичних вимикачів. Однак, відключення джерел розподіленої генерації не є рішенням для всіх видів коротких замикань. Порушується основна мета впровадження блоків розподіленої генерації в мережу, а саме можливість роботи ділянок електромережі незалежно від центральної енергосистеми в разі коротких замикань на суміжних ділянках. Отже,

представлена стратегія захисту суперечить призначенню мікромереж в автономному режимі.

У літературі існують різні пропозиції від різних авторів, що пропонують стратегії і методи адаптивної системи струмового захисту в умовах збільшення відносного збільшення потужності розподіленої генерації в енергосистемі. Схема адаптивної захисту, заснована на поділі існуючих розподільних мереж на зони і підтримки балансу навантаження із застосуванням новітніх технологій для оновлення параметрів електромережі що вимагає великих фінансових вкладень.

Запропоновані методи адаптивної захисту, а також складані стратегії, переважно засновані на вимірі, чи оцінці величини струму під час короткого замикання, що висуває суворі вимоги до каналів зв'язку для обміну інформацією і установкою нових параметрів. Крім того, запропоновані схеми захисту використовуються, як правило, в мережах низької напруги, де відстані між об'єктами не значні і тимчасова затримка на передачу та обробку даних мала. У розподільних мережах, де розташування об'єктів значно різняться, ефективність подібних систем захисту знижується.

### **Вимоги до систем захисту.**

Ефективність системи захисту в оперативній ізоляції пошкоджених ділянок енергосистеми з метою досягнення мінімального порушення роботи джерел розподіленої генерації і споживачів зазвичай оцінюється з

використанням чотирьох взаємопов'язаних критеріїв чутливості, селективності, швидкодії і надійності.

Чутливість - схема захисту повинна бути здатна виявляти найменший струм короткого замикання, який може виникнути. Дуже чутлива схема захисту здатна виявляти малі струми короткого замикання, не беручи їх за споживані струми навантаженням. Реле захисту також повинні бути досить чутливими, щоб виявляти короткі замикання на інших ділянках розподільної мережі, щоб мати можливість працювати в якості резервного захисту в разі відмови основного захисту несправної ділянки.

Селективність (вибірковість) - система захисту повинна бути здатна ізолювати ділянку електромережі, в якому сталося коротке замикання, і зберегти працездатність інших ділянок. Система виборчої захисту здатна ізолювати всі пошкоджені ділянки електромережі, щоб мінімізувати порушення роботи енергосистеми і уникнути ситуацій, коли в розподільній мережі немає несправностей або пошкодження виходить за рамки компетенції захисту. Виявлення коротких замикань зазвичай підтримується за допомогою моніторингу струму, напруги і частоти. Для визначення деяких умов короткого замикання одного контрольованого параметра недостатньо для забезпечення

відповідної селективності, наприклад, в разі резистивного заземлення струм короткого замикання може бути рівний або менший, ніж струм навантаження. Схема захисту повинна розрізняти стану відсутності і наявності короткого замикання, використовуючи альтернативні форми виявлення пошкоджень, наприклад, визначення дисбалансу фаз, але це може знизити селективність.

Швидкодія - чим довше коротке замикання присутній в енергосистемі, тим більше буде пошкоджень обладнання і тим вище ймовірність того, що система стане нестабільною. Захист з нульовою затримкою часу або дуже високою швидкістю спрацьовування, хоча і бажана за своєю природою, але може привести до збільшення кількості небажаних спрацьовувань. В цілому, чим швидше спрацьовування, теми вище ймовірність неправильної роботи, оскільки потрібна певна тимчасова затримка для збору достатніх даних про напругу,



струмі або частоті, щоб точніше прогнозувати наявність короткого замикання.

У розподільних мережах, де потрібне узгодження часу між захисними реле, час спрацьовування для основної зони, що захищається буде близько 0,2 - 1,5 с., А для зони, де забезпечується резервна захист 1,5 - 2,0 с. Таким чином, швидкодія

важливо, але не завжди абсолютно необхідно, і не завжди практично отримати високу швидкодню без додаткових витрат і труднощів в реалізації, що може бути невиправданим.

Ранні розробки реле мікропроцесорного типу були повільніше, ніж електромеханічні аналоги. Однак сучасні конструкції мікропроцесорних реле включають процесори і алгоритми, що забезпечують робоче швидкодню в тому ж діапазоні, що і інші типи реле захисту від коротких замикань.

Надійність - обладнання захисту має працювати однаково і послідовно при одному і тому ж вигляді, і місці короткого замикання, щоб можна було підтримувати координацію пристроїв захисту. Проте, все обладнання має прогнозований рівень відмови, і для обліку прогнозованого відмови основного захисту в схемах використовуються резервні реле для спрацьовування з затримкою за часом в разі відмови основного релейного захисту. У розподільних мережах можуть використовуватися дві або навіть три основні захисту на додаток до інших резервних систем захисту.

Таким чином вкрай важливо забезпечити максимальну і ефективний захист електромережі при мінімальних фінансових витратах. Було б утопічно виконати всі основні вимоги до захисту електромереж на їх максимальному рівні. Однак необхідно розробляти нові алгоритми з управління параметрами захисту, які дозволяти максимальньо використовувати їх як комплекс для вирішення завдань забезпечення захисту електромережі, що виникають в умовах сучасних енергосистем.

Сучасна концепція захисту ґрунтується на використанні струмових реле з витримкою часу, яка є ключовою для пасивних розподільних мереж. Однак зі збільшенням відносної потужності розподіленої генерації в енергосистемі необхідно переглянути і скоригувати концепцію захисту. Децентралізована

генерація електроенергії може по-різному впливати на захист розподільчої мережі. Генерується потужність може змінюватися в залежності від різних факторів (зниження споживання потужності, ремонт або відключення певних джерел розподіленої генерації, погодні умови і т.д.). Цей вплив може призвести

до помилок виявлення струму короткого замикання або необґрунтованого відключення справної ділянки фідера. Таким чином, нові умови і параметри розподільчої мережі вимагають переходу до стратегій інтелектуального захисту.

Важливо оцінити ефективність традиційних схем захисту розподільчих мереж з різною відносною потужністю розподіленої генерації. Повинні бути

ідентифіковані проблеми, з якими стикаються нинішні застосовуються схеми захисту, а також повинні бути визначені параметри, які вимагають зміни в майбутньої логіці захисту. Системи захисту розподільчих мереж повинні бути

швидкими, гнучкими і гарантувати високий рівень селективності захисту.

Реальна реалізація таких інтелектуальних стратегій захисту може бути здійснена шляхом застосування останніх технологічних досягнень в області цифрових технологій і інфраструктури зв'язку. Крім того, поява інноваційних стандартних протоколів зв'язку грає істотну роль в докорінній зміні традиційних стратегій захисту і в забезпеченні можливості інтегрованих або

розподілених схем захисту за допомогою каналів зв'язку.

З урахуванням особливостей розвитку альтернативної енергетики в роботі розглядаються джерела розподіленої генерації сумарною потужністю до 10 МВт, підключені як «безпосередньо» до мережі 6-10 кВ, так і через перетворювач частоти. Завдання вирішуються для радіальної топології розподільчої мережі з можливістю зміни її структури.

Основна увага приділяється розробці алгоритмів адаптивної струмового захисту від трифазних і двофазних коротких замикань, оскільки блоки розподіленої генерації не сприяють виникненню сильних однофазних замикань на землю в мережах середньої напруги з ізолюваною нейтраллю.

Аналіз літературних джерел показав, що вирішення завдань з розробки методів і технічної реалізації релейного захисту в мережах з розподіленою

генерацією присвячено досить велику кількість робіт, що свідчить про невирішеність низки завдань. Підключення розподіленої генерації змінює фундаментальні характеристики і створює безпрецедентні технічні проблеми в електромережах. Більш того, в разі пошкодження системи джерела розподіленої генерації вносять вклад в струм короткого замикання і перехідні характеристики електромережі значно змінюються.

Введені підходи до розподільчих мереж, такі як нові налаштування релейного захисту, адаптивні настройки, обмежувачі струму короткого замикання і системи захисту, засновані на комунікації, мають свої власні обмеження в залежності від конфігурації мережі, типу і потужності розподіленої генерації, а також характеру несправності.

Таким чином, задача нинішньої роботи полягає в тому, щоб заповнити пробіл в цій області і доповнити існуючу концепцію захисту електротехнічних комплексів і електромереж, зосередивши увагу на комунікаційному підході як найбільш надійному і прагнучи знайти ефективні способи використання релейного захисту. Ці методи повинні стати основою для розробки швидких, селективних і надійних захисних схем, які можуть вирішити вищезгадані проблеми в присутності джерел розподіленої генерації електроенергії в мережі.

### **1.3. Аналіз останніх досліджень та публікацій**

Аварійність та пошкоджуваність розподільчих ліній 10 кВ погіршилась з підключенням до них джерел розподіленої генерації (ДРГ) і невідпуск електроенергії від аварійних відключень таких ліній складає біля половини невідпуску від всіх відключень елементів електричної мережі. Відключення таких ліній складає порядку 50 % по кількості і 40 % по тривалості від усіх елементів системи електропостачання.

Високій надійності електричної системи і мереж більш високої напруги (35 кВ і вище) не відповідає відносно низька надійність розподільчих мереж 10 кВ. Тому з метою підвищення надійності електропостачання в розподільчих

мережах 10 кВ передбачається виконання ряду організаційно-технічних заходів: скорочення радіусу цієї мережі від одного джерела живлення, секціонування мережі, резервування мережі 10 кВ від інших підстанцій шляхом спорудження перемичок між лініями.

Мережеве резервування і секціонування ліній 10 кВ зараз широко застосовується в різних енергосистемах: економічна ефективність цих заходів, визначення оптимальної кількості секціонуючих апаратів, що встановлюються на лініях, обґрунтовані в роботах [7, 8]. Це, а також поширення в розподільчих мережах джерел розподіленої генерації призводить до деякого ускладнення первинних схем мереж, тому виникає необхідність розгляду питань виконання релейного захисту з необхідною чутливістю і селективністю в різних режимах роботи таких ліній.

В даний час для захисту радіальних ліній 10 кВ широко застосовуються максимальні струмові захисти з незалежною чи залежною витримкою часу. Вони не завжди задовольняють вимоги чутливості і селективності при роботі на таких лініях.

При впровадженні джерел розподіленої генерації, як і при секціонуванні та резервуванні ліній 10 кВ, умови роботи релейного захисту ускладнюються і звичайні максимальні струмові захисти тим більше не можуть забезпечити необхідну чутливість і селективність захисту таких ліній.

Відсутність обґрунтувань принципів виконання захистів ліній електропередачі з джерелами розподіленої генерації та резервуванням і технічних рішень щодо їх виконання в багатьох випадках перешкоджають впровадженню більш надійних і перспективних схем розподільних мереж 6-20 кВ. У зв'язку з цим необхідно провести дослідження режимів роботи розподільних секціонованих ліній з джерелами розподіленої генерації, проаналізувати розрахункові умови виконання захисту цих ліній та обґрунтувати принципи виконання зазначених захистів.

У відповідності з поставленими завданнями в даній роботі:

проаналізовані режими роботи розподільних ліній з джерелами

розподіленої генерації з точки зору виконання їх захисту;

- проведено аналіз принципів виконання захистів секціонованих ліній 10 кВ з джерелами розподіленої генерації та мережевим резервуванням.

Розподільні лінії з розосередженим електричним навантаженням, що характерно для сільськогосподарських районів, являють собою розгалужені повітряні радіальні лінії напругою 10 кВ, які виконуються дротодами різних марок і перетинів. На сьогодні до таких ліній широко приєднуються джерела розподіленої генерації, застосовується їх секціонування та резервування переважно виконанням резервних перемичок, які обладнані пунктами автоматичного вмикання резерву (АВР) між лініями, що живляться від різних підстанцій (рис. 1.1).

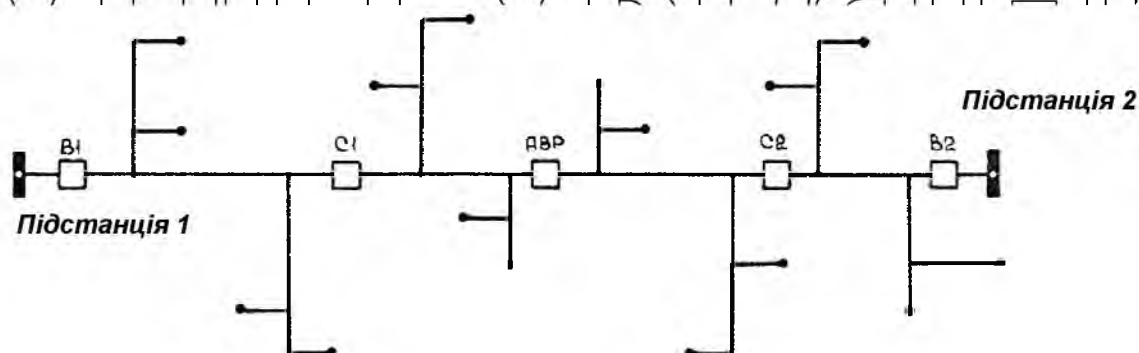


Рис. 1.1. Схема секціонування лінії 10 кВ з АВР: • - підстанції 10/0,4 кВ; С1, С2 – пункти секціонування; АВР – пункт автоматичного вмикання резерву; В1, В2 – вимикачі головних ділянок лінії.

В якості секціонуючих апаратів застосовуються:

1) вимикачі навантаження стовпові: з повітряною ізоляцією типу Omni-Rupter фірми S&C Electric Company (а) і з електричною ізоляцією типу Sectos NXB фірми АВВ;

2) віддільники для автоматичного виділення пошкодженої ділянки в безструмову паузу з подальшим автоматичним включенням неушкодженої частини лінії, зокрема сучасні секціоналайзери: трифазний гідравлічний типу GH3 фірми Cooper Power Systems і однофазний електронний типу AutoLink фірми АВВ, виконаний у форм-факторі запобіжника-роз'єднувача;

3) встановлювані на опорах високовольтні вимикачі спеціального виконання з релейним захистом і автоматикою, наприклад, вакуумні трифазні реклоузери типу PVA/TEL - ці ж пристрої застосовуються і в пунктах автоматичного включення резерву (АВР).

З точки зору можливості виконання чутливого, селективного захисту розподільних мереж, надійності роботи приводу вимикача, зручності в експлуатації, найкращим рішенням є використання сучасних вакуумних комутаційних апаратів.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

## РОЗДІЛ 2

## ЕЛЕКТРИЧНИЙ РОЗРАХУНОК ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 10 КВ

## 2.1. Розрахунок електричного навантаження лінії 10 кВ

Електропостачання споживачів населеного пункту здійснюється повітряною лінією напругою 10 кВ (рис. 2.1), яка відходить від районної підстанції 35/10 кВ. На схемі ПЛ-10 кВ наведені приєднані до неї споживчі трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ з вказаними їх номінальними потужностями та номерами та відстані між ТП-10/0,4 кВ, починаючи від виходу лінії 10 кВ з комірки і до останньої підстанції.

Кліматичний район по вітру і ожеледі – 2/2, відхилення напруги на шинах 10 кВ РТП – 6/1, тип опор – залізобетонні, потужність короткого замикання на шинах 10 кВ РТП – 100 МВА.

Розрахунок лінії 10 кВ включає: визначення розрахункових навантажень існуючих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ; підрахунок електричних навантажень на ділянках лінії 10кВ; вибір перерізів проводів ліній 10 кВ;

Розрахункові навантаження  $P_p$  існуючих підстанцій 10/0,4 кВ на розрахунковий рік знаходимо по формулі:

$$P_p = K_n \cdot P_m \quad (2.1)$$

де  $P_m$  - максимальне існуюче навантаження ТП, кВт;

$K_n$  - коефіцієнт зростання навантаження, що змінюється залежно від виду споживачів [2].

$$P_m = S_{т.п} \cdot \cos\varphi, \text{ кВт} \quad (2.2)$$

де  $S_{т.п}$  - потужність трансформаторної підстанції, кВА;

$\cos\varphi$  - коефіцієнт потужності трансформаторних пунктів 10/0,4 кВ [2].

Денні та вечірні навантаження існуючих ТП визначаємо множенням розрахункового навантаження на коефіцієнт участі його в денному КД та

векторному KV максимумам [1]. Дані розрахунків записуємо у табл. 2.1.

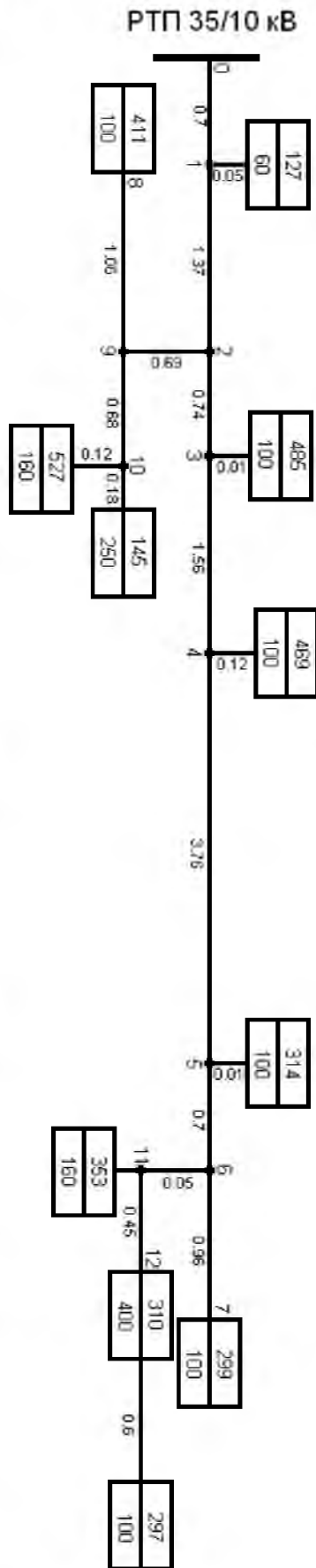
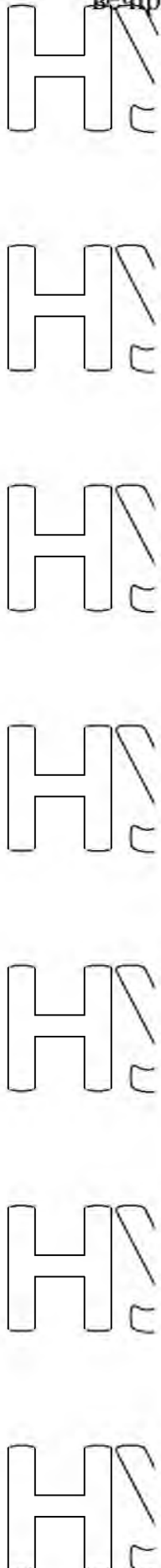




Рис.2.1. Пояснювальна схема ПЛ-10 кВ.

# НУБІП УКРАЇНИ

Таблиця 2.1

## Розрахункові навантаження ТП-10/0,4 кВ

№ ТП	$S_{m.n}$ кВА	$P_m$ кВт	Вид навантаження	$P_p =$ $K_n \cdot P_m$ кВт	$P_d =$ $K_d \cdot P_p$ кВт	$P_v =$ $K_v \cdot P_p$ кВт
353	160	160	Виробниче	224	224	134,4
310	400	400	Змішане	560	560	560
297	100	100	Комунально - побутове	130	39	130
299	100	100	Комунально - побутове	130	39	130
314	100	100	Комунально - побутове	130	39	130
485	100	100	Комунально - побутове	130	39	130
469	100	100	Комунально - побутове	130	39	130
145	250	250	Комунально - побутове	325	97,5	325
527	160	160	Комунально - побутове	208	48	200
411	100	100	Виробниче	140	100	60
127	60	60	Комунально - побутове	78	23,4	78

Підрахунок електричних навантажень на ділянках лінії 10 кВ починаємо з кінця лінії, підсумовуючи навантаження ТП окремо по денному й вечірньому максимумах за методом добавок [1].

На кожній ділянці лінії знаходимо виробниче навантаження РВИР, яке включає в себе в денний час навантаження ТП із виробничим і змішаним видами споживачів, у вечірній час - тільки навантаження ТП із виробничим видом, та загальне навантаження РЗАГ, яке включає навантаження всіх ТП.

Розрахунки навантажень лінії 10 кВ записуємо у табл.2.2.

Переріз проводів лінії 10 кВ вибираємо з використанням економічних інтервалів потужностей залежно від еквівалентної потужності SE на ділянці лінії.

Еквівалентна потужність ділянки лінії 10 кВ SE дорівнює:

$$SE = K_d \cdot SM, \quad (2.3)$$

де SM - максимальна потужність ділянки лінії, кВА;

$K_d$  - коефіцієнт, який враховує динаміку зростання навантаження  
(для розподільних мереж рекомендується  $K_d = 0,7$ ).

Таблиця 2.2

### Розрахунок навантажень лінії 10 кВ

Ділянки	Навантаження								
	Вид	Денне, кВт				Вечірнє, кВт			
		$P_{\text{дб}}$	$P_{\text{дм}}$	$\Delta P(P_{\text{дм}})$	$P_{\text{д}}$	$P_{\text{вб}}$	$P_{\text{вм}}$	$\Delta P(P_{\text{вм}})$	$P_{\text{в}}$
12-11	$P_{\text{ВИР}}$	560	—	—	560	560	—	—	560
	$P_{\text{ЗАГ}}$	560	224	170	730	560	130	98	658
11-6	$P_{\text{ВИР}}$	560	224	170	730	560	134,4	98	658
	$P_{\text{ЗАГ}}$	730	224	170	900	658	134,4	98	756
7-6	$P_{\text{ВИР}}$	730	—	—	730	658	—	—	658
	$P_{\text{ЗАГ}}$	900	39	28	928	756	130	98	854
6-5	$P_{\text{ВИР}}$	730	—	—	730	658	—	—	658
	$P_{\text{ЗАГ}}$	928	39	28	956	854	130	98	952
5-4	$P_{\text{ВИР}}$	730	—	—	730	658	—	—	658
	$P_{\text{ЗАГ}}$	956	39	28	984	952	130	98	1050
4-3	$P_{\text{ВИР}}$	730	—	—	730	658	—	—	658
	$P_{\text{ЗАГ}}$	984	39	28	1012	1050	130	98	1148
10-9	$P_{\text{ВИР}}$	—	—	—	—	—	—	—	—
	$P_{\text{ЗАГ}}$	97,5	48	35	132,5	325	208	155	480
9-8	$P_{\text{ВИР}}$	100	—	—	100	60	—	—	60
	$P_{\text{ЗАГ}}$	132,5	100	74,5	207	480	60	44	524
3-2	$P_{\text{ВИР}}$	730	100	74,5	804,5	658	60	44	702
	$P_{\text{ЗАГ}}$	1012	207	160	1172	1148	524	416	1564
2-1	$P_{\text{ВИР}}$	804,5	—	—	804,5	702	—	—	702
	$P_{\text{ЗАГ}}$	1172	23,4	14	1186	1564	78	59	1623
1-0	$P_{\text{ВИР}}$	804,5	—	—	804,5	702	—	—	702

$P_{ЗАГ}$	1172	23,4	14	1186	1564	78	59	1623
-----------	------	------	----	------	------	----	----	------

Розрахункове денне  $S_D$  та вечірнє  $S_B$  навантаження знаходять, виходячи з загального денного  $P_D$  та вечірнього  $P_B$  навантажень і коефіцієнта потужності який вибирається в залежності від співвідношення виробничого і загального навантажень відповідно денного і вечірнього.

## 2.2. Вибір марки та перерізу проводів лінії 10 кВ

Розрахунки по вибору перерізів проводів починаємо з головної ділянки лінії і одержані дані заносимо в табл.2.3.

Таблиця 2.3

### Розрахунки по вибору перерізів проводів лінії 10 кВ

Ділянка №	Денне навантаження			Вечірнє навантаження			$S_M$ кВА	$S_E$ кВА	Провід	Втрата напруги %	
	$\frac{P_{ВИР}}{P_{ЗАГ}}$	$\cos\varphi$	$S_D$ кВА	$\frac{P_{ВИР}}{P_{ЗАГ}}$	$\cos\varphi$	$S_B$ кВА				на діл.	від РТП
12-11	0,8	0,74	986,5	0,85	0,7	940	986,5	690,5	АС50	0,2	4,9
11-6	0,8	0,72	1250	0,87	0,7	1080	1250	875		0,3	4,7
7-6	0,8	0,72	1288,9	0,77	0,7	1154	1288,9	902		0,3	4,4
6-5	0,7	0,74	1291,9	0,69	0,8	1236	1291,9	903,7	А70	0,4	4,1
5-4	0,7	0,76	1294,7	0,6	0,8	1312,5	1312,5	918,7		0,5	3,7
4-3	0,7	0,76	1331,6	0,57	0,8	1417	1417	992		1	3,2
10-9	0	0,89	148,9	0	0,9	539	539	377	АС50	0,3	2,2
9-8	0,5	0,83	249,4	0,1	0,9	595,4	595,4	416,8		0,4	1,9
3-2	0,7	0,77	1522	0,45	0,8	1884	1884	1318,8	А95	0,5	1,5
2-1	0,7	0,77	1540	0,4	0,8	1909,4	1909,4	1336,6		1	1

1-0	0,7	0,77	1540	0,4	0,8	1909,4	1909,4	1336,6	1	1
-----	-----	------	------	-----	-----	--------	--------	--------	---	---

Переріз проводів лінії 10 кВ, які вибрані за допомогою економічних інтервалів потужностей, потрібно перевірити на допустиму втрату напруги.

При цьому фактична втрата напруги до найвіддаленішої точки у мережі не повинна перевищувати допустиму, тобто

$$\sum \Delta U_i < \Delta U_{\text{доп}} \quad (2.4)$$

Фактична втрата напруги на і-й ділянці лінії (%):

$$\Delta U_i = [(P_i r_i / U_n) + (Q_i x_i / U_n)] \cdot 100 / U_n, \quad (2.5)$$

де  $P_i$ ,  $Q_i$  - розрахункові активна (кВт) та реактивна (кВАр) потужності ділянки лінії;

$r_i$ ,  $x_i$  - активний та реактивний опори ділянки лінії, Ом;

$U_n$  - номінальна напруга лінії, В;

$$r_i = r_{0i} L_i, \quad (2.6)$$

$$x_i = x_{0i} L_i$$

де  $L_i$  - довжина ділянки лінії, км;

$r_{0i}$ ,  $x_{0i}$  - питомі і активний та реактивний опори проводу на ділянці лінії,

Ом/км.

Фактичну втрату напруги до будь-якого споживача визначають як суму втрат напруги на окремих, послідовно з'єднаних ділянках лінії від джерела живлення:

$$\sum \Delta U_i = \sum_{i=1}^n \Delta U_i \quad (2.7)$$

Результати розрахунків фактичної втрати напруги записують у табл. 2.3. Параметри для визначення фактичної втрати напруги наведені в табл. 2.4.

Допустиму втрату напруги знаходять за допустимим відхиленням напруги у споживача, виходячи із заданого відхилення напруги на шинах 10 кВ РТП в режимі максимальних та мінімальних навантажень.

Допустиме відхилення напруги у споживача в нормальному режимі роботи

дорівнює +5%. Розрахунок допустимої втрати напруги у лініях 10 та 0,38 кВ і вибір регульованих надбавок трансформаторів споживчих підстанцій 10/0,4 кВ приведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.4

### Розрахунок параметрів ділянок лінії 10 кВ

Ділянка лінії	Провід	$S_i$ кВА	$\sin x$	$Q_i$ квар	$L_i$ км	$r_{0i}$ Ом/км	$x_{0i}$ Ом/км	$r_i$ Ом	$x_i$ Ом
12-11	АС50	690,55	0,67	462,67	1,05	0,6	0,382	0,63	0,4
11-6	A70	875	0,69	603,75	0,06	0,415	0,385	0,398	0,023
7-6	A70	902	0,69	622,38	0,96	0,415	0,385	0,398	0,37
6-5	A70	903,77	0,67	605,5	0,7	0,415	0,385	0,29	0,27
5-4	A70	918,75	0,6	551,25	3,76	0,415	0,385	1,56	1,448
4-3	A70	992	0,59	585,28	1,56	0,415	0,385	0,647	0,6
10-9	АС50	377	0,46	173,42	0,86	0,6	0,385	0,516	0,33
9-8	АС50	416,8	0,47	195,9	1,06	0,6	0,385	0,636	0,4
3-2	A95	1318,8	0,56	738,5	0,74	0,31	0,387	0,229	0,278
2-1	A95	1336,58	0,53	708,39	1,37	0,31	0,387	0,425	0,515

При складанні таблиці розглядаються дві споживчі ТП - ближня та віддалена. Ближня ТП - це ТП, приєднана в безпосередній близькості до шин 10 кВ РТП (наприклад, трансформатор власних потреб на РТП) і втрата напруги в лінії 10 кВ до цієї ТП рівна нулю. Віддалена - це ТП, до якої втрати напруги в лінії 10 кВ найбільша. Розглядаються також два режими навантаження - максимальних (100%) та мінімальних (25%) навантажень.

На кожній споживчій ТП (ближній та віддаленій) розглядають два споживача електроенергії - ближній, підключений безпосередньо до шин 0,4 кВ ТП (без лінії 0,38 кВ, втрата напруги дорівнює нулю), і віддалений, підключений через найдовшу лінію 0,38 кВ, де втрата напруги буде найбільша.

Якщо фактична втрата напруги в лініях 10 та 0,38 кВ для заданого населеного пункту перевищує допустиму, необхідно передбачити заходи по її зменшенню. Це може бути збільшення перерізів проводів ліній 10 та 0,38 кВ, зниження навантаження на лінії 0,38 кВ (збільшення кількості ліній).

Таблиця 2.5

### Розрахунок допустимої втрати напруги

Елемент мережі		Ближня ТП		Віддалена ТП	
		100%	25%	100%	25%
Шини 35 кВ		-2	+3	-2	+3
35/10 кВ	Постійна надбавка	+5	+5	+5	+5
	Регульована надбавка	+6	-7.5	+6	-7.5
	Втрати напруги	-4	-1	-4	-1
Шини 10 кВ		+5	-0,5	+5	-0,5
Лінія 10кВ		0	0	-6	-1
10/0,4 кВ	Постійна надбавка	+5	+5	+5	+5
	Регульована надбавка	0	0	0	0
	Втрати напруги	-4	-1	-4	-1
Лінія 0,38 кВ		-11	0	-5	0
Споживач		-5	+3.5	-5	+2,5
Допустиме відхилення напруги		-5	+5	-5	+5

РТП 35/10кВ

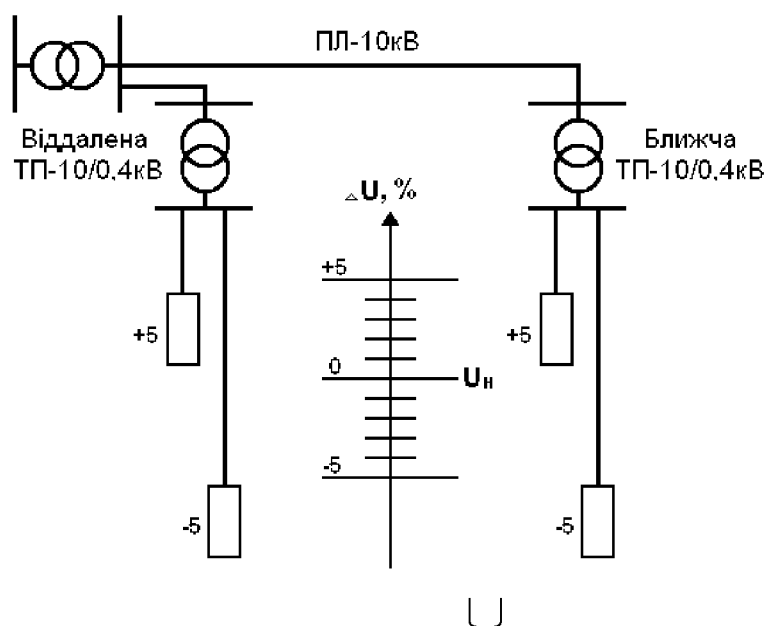


Рис. 2.2. Схема для розрахунку допустимої втрати напруги.

### 2.3. Розрахунок струмів короткого замикання в ПЛ-10 кВ

Вихідною величиною для розрахунку струмів короткого замикання є потужність короткого замикання на шинах 10 кВ районної підстанції.

Розрахунок струмів короткого замикання необхідний для перевірки вибраної апаратури на термічну і динамічну стійкість, чутливості релейного захисту і для узгодження характеристик релейного захисту лінії 10 кВ з характеристиками запобіжників ТП - 10/0,4 кВ.

Необхідно визначити струми короткого замикання на шинах 10 кВ районної трансформаторної підстанції, на шинах 10 кВ розрахункової (заданої) та найбільш віддаленої споживчих підстанцій.

Розрахунок струмів короткого замикання можна виконувати у відносних або іменованих одиницях. Оскільки струми короткого замикання розраховуються у мережі однієї напруги, зручніше користуватися іменованими одиницями.

Струм трифазного к.з. на шинах 10 кВ РТП обчислюють за формулою:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{S_{кз}}{\sqrt{3}U_B}, \text{ кА} \quad (2.8)$$

$$I_{кз}^{(3)} = 100 / 1,73 \cdot 10,5 = 5,5 \text{ кА}$$

де  $S_{кз}$  - потужність к.з., МВА;

$U_B$  - базисна напруга, кВ ( $U_B = 10,5$  кВ).

Ударний струм

$$i_y = K_y \sqrt{2} I_{кз}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (2.9)$$

$$i_y = 1,5 \cdot 1,41 \cdot 5,5 = 11,7 \text{ кА}$$

Діюче значення ударного струму короткого замикання:

$$I_d = \sqrt{1 + 2(K_y - 1)} I_{кз}^{(3)}, \text{ кА} \quad (2.10)$$

НУБІП УКРАЇНИ

$$I_{\text{д}} = \sqrt{1 + 2(1,5 - 1)^2} \cdot 5,5 = 6,7 \text{ кА}$$

де  $K_{\text{у}}$  - ударний коефіцієнт ( $1 < K_{\text{у}} < 2$ ).

Струм трифазного короткого замикання в інших точках мережі:

НУБІП УКРАЇНИ

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{U_{\text{б}}}{\sqrt{3} Z_{\text{кз}}}, \text{ кА}, \quad (2.11)$$

де  $Z_{\text{кз}}$  - опір кола короткого замикання до розрахункової точки, Ом.

Опір системи знаходиться за формулою:

НУБІП УКРАЇНИ

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{б}}^2}{S_{\text{кз}}}, \text{ Ом}, \quad (2.12)$$

$$x_{\text{с}} = \frac{10,5^2}{100} = 1,1 \text{ Ом}$$

НУБІП УКРАЇНИ

$$Z_{\text{кз}} = \sqrt{(x_{\text{с}} + x_{\text{л}})^2 + r_{\text{л}}^2}, \text{ Ом} \quad (2.13)$$

Повні активний та індуктивний опори лінії:

$$r_{\text{л}} = \sum_{i=1}^n r_{oi} L_i, \text{ Ом}; \quad x_{\text{л}} = \sum_{i=1}^n x_{oi} L_i, \text{ Ом} \quad (2.14)$$

де  $r_{oi}$ ,  $x_{oi}$  - питомі активний та індуктивний опори провoda лінії, Ом/км;

$L_i$  - довжина ділянки лінії 10-кВ, км.

НУБІП УКРАЇНИ

Струм двофазного к.з. визначається:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{кз}}^{(3)}, \text{ кА} \quad (2.15)$$

Результати розрахунків заносимо в табл.2.6.

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ



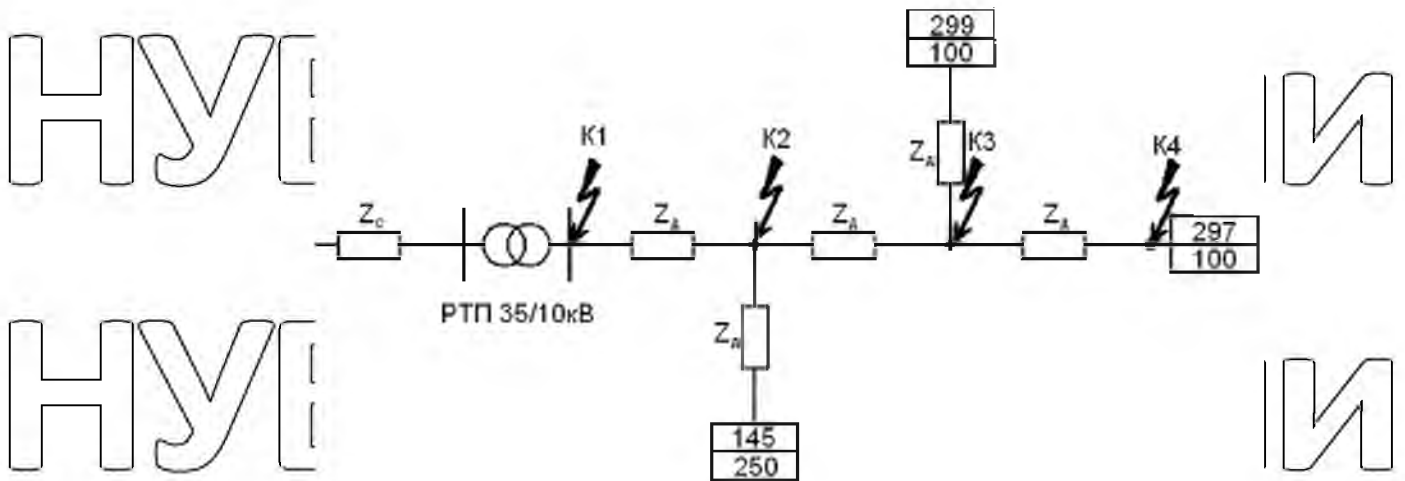


Рис.2.3. Пояснювальна схема для розрахунку струмів короткого замикання.

Таблиця 2.6

## Результати розрахунку струмів короткого замикання

Розрахункові точки к.з.	Параметри мережі	
<b>K1</b>	Потужність к.з. $S_{K3}$ , МВА	100
	Базисна напруга $U_B$ , кВ	10,5
	Струм трифазного к.з. $I_{K3}^{(3)}$ , кА	5,5
	Ударний коефіцієнт $K_y$	1,5
	Ударний струм $i_y$ , кА	11,7
	Діюче значення ударного струму короткого замикання $I_d$	6,7
<b>K2</b>	Опір системи $x_c$ , Ом	1,1
	Повний активний опір лінії $r_l$ , Ом	0,425
	Повний індуктивний опір лінії $x_l$ , Ом	0,515
	Опір кола короткого замикання до розрахункової точки $Z_{K3}$ , Ом	1,67
	Струм трифазного к.з. $I_{K3}^{(3)}$ , кА	3,63
	Струм двофазного к.з. $I_{K3}^{(2)}$ , кА	3,14
<b>K3</b>	Опір системи $x_c$ , Ом	1,1
	Повний активний опір лінії $r_l$ , Ом	3,151
	Повний індуктивний опір лінії $x_l$ , Ом	3,111
	Опір кола короткого замикання до розрахункової точки $Z_{K3}$ , Ом	5,2
	Струм трифазного к.з. $I_{K3}^{(3)}$ , кА	1,16

К4	Струм двофазного к.з. $I_{кз}^{(2)}$ , кА	1
	Опір системи $x_c$ , Ом	1,1
	Повний активний опір лінії $r_{л}$ , Ом	4,179
	Повний індуктивний опір лінії $x_{л}$ , Ом	3,534
	Опір кола короткого замикання до розрахункової точки $Z_{кз}$ , Ом	6,2
	Струм трифазного к.з. $I_{кз}^{(3)}$ , кА	0,98
	Струм двофазного к.з. $I_{кз}^{(2)}$ , кА	0,85

#### 2.4. Вибір та перевірка електрообладнання шафи розподільного пристрою 10 кВ

В розподільному пристрої напругою 10 кВ використовуються шафи типу К- 66, так як вони виконана за всіма сучасними вимогами та стандартами, прості в використанні та обслуговуванні, укомплектовані всім необхідним обладнанням для захисту лінії та обліку електроенергії.

Електричну апаратуру вихідної шафи лінії електропередачі 10 кВ і споживчої підстанції вибирають за номінальною напругою, струмом та конструктивним виконанням, класом точності (для трансформаторів струму) і струмом вмикання (для вимикачів).

Для шафи лінії 10 кВ виберемо вакуумний вимикач типу ВВ/TEL-10/630, характеристика якого наведено в табл.2.7.

Таблиця 2.7

#### Характеристика та вибір вакуумного вимикача типу ВВ/TEL-10/630

Параметри вимикача	Умови вибору	
Номінальна напруга, кВ	$U_{нв} > U_{н}$	10 > 10
Номінальний струм, А	$I_{нв} > I_{р.мак}$	630 > 77
Допустимий струм вмикання, кА	$I_{д.вим} > I_{р.вим}$	20 > 5,5
Струм динамічної стійкості, кА	$i_{макс} > i_y$	31,5 ≥ 10,86

Струм термічної стійкості,  $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$

$$I_t^2 t_H > (I_{\text{кз}}^{(3)})^2 t_{\text{к}} \quad 160 > 34,33$$

$$t_{\text{к}} = 0,2 + 0,75 + 0,185 = 1,135$$

Вибраний трансформатор струму типу ТПЛ – 10 перевіряємо вибраний трансформатор за такими умовами, наведеними в табл.2.8.

Клас точності трансформаторів струму, до яких приєднують комерційні лічильники електричної енергії, повинен бути 0,5. Для технічного обліку електроенергії допускається клас точності 1,0. Для приєднання реле і різноманітних пристроїв достатніми є клас точності 3,0 і 10,0.

Таблиця 2.8

### Характеристика та вибір трансформаторів струму типу ТПЛ – 10

Параметри трансформатора струму	Умови вибору
Номинальна напруга, кВ	$U_{\text{HT}} > U_{\text{H}} \quad 10 > 10$
Номинальний первинний струм, А	$I_{\text{H1}} > I_{\text{р.макс}} \quad 100 > 77$
Номинальний вторинний струм, А	$I_{\text{H2}} = 5\text{А}$
Клас точності	1,0
Номинальна вторинна потужність, ВА	$S_{\text{H2}} > S_2 \quad 20 > 5,5$
Кратність струму : термічної стійкості $K_t = I_t / I_{\text{H1}}$	$(K_t^2 t_{\text{H1}})^2 > (I_{\text{кз}}^{(3)})^2 t_{\text{к}} \quad 8100 > 34,33$
Кратність струму : динамічної стійкості $K_{\text{д}} = i_{\text{макс}} / (I_{\text{H1}})$	$I_{\text{H1}} K_{\text{д}} > i_{\text{у}} \quad 304,48 > 10,86$

Щоб забезпечити задану точність вимірювання, потужність  $S_{\text{пр}}$  приладів, приєднаних до вторинної обмотки трансформатора струму – номінальне вторинне навантаження  $S_{\text{H2}}$ . Залежно від класу точності знаходять номінальну вторинну потужність  $S_{\text{H2}}$ .

Навантаження трансформаторів струму:

$$S_2 = S_{\text{пр}} + I_{\text{H2}}^2 \cdot (R_{\text{пров}} + R_{\text{кон}}), \text{ ВА} \quad (2.16)$$

$$S_2 = 2,5 + 25 \cdot (0,02 + 0,1) = 5,5 \text{ ВА}$$

де  $I_{н2}$  - номінальний вторинний струм (у більшості випадків 5 А);

$S_{пр}$  - сумарна потужність послідовно ввімкнених приладів (лічильників, амперметрів), ВА;

$R_{пров}$  - опір з'єднувальних проводів, Ом;

$R_{кон}$  - опір контактів ( $R_{кон} = 0,1$  Ом).

Допустимий опір провідників обчислюється, виходячи з умов  $S_2 = S_{н2}$

$$R_{пров} = S_{н2} - S_{пр} \cdot I_{н2}^2 R_{кон} / I_{н2}^2 \quad (2.17)$$

$$R_{пров} = 20 - 2,5 - 25 \cdot 0,1 / 25 = 0,6$$

Отже, необхідний перетин з'єднувальних провідників визначають за формулою:

$$F_{пр} = \rho L_{пр} / R_{пров} \quad (2.18)$$

$$F_{пр} = \frac{0,0178 \cdot 3}{0,6} = 0,89, \text{мм}^2$$

де  $\rho$  - питомий опір з'єднувальних провідників (Ом мм<sup>2</sup> / м);

$L_{пр}$  - розрахункова довжина провідників (2,5...5) м.

Вибираю мідний провід з площею поперечного перерізу 2,5 мм<sup>2</sup>.

Розраховую опір вибраного проводу:

$$R_{пр} = \frac{0,0178 \cdot 3}{2,5} = 0,02 \text{мм}^2$$

За результатом розрахунку приймають ближчий стандартний перетин, але не менше 2,5 мм<sup>2</sup> для мідних проводів або 4 мм<sup>2</sup> для алюмінієвих.

У комірках лінії 10 кВ РТВІ-35/10 кВ, встановлюємо електронний лічильник електроенергії "GAMA300" ( $S_{пр} = 2$  ВА) та амперметр для вимірювання електричного струму навантаження лінії типу Е-335 ( $S_{пр} = 0,5$  ВА).

Перевірка шин розподільчих пристроїв підстанції.

В розподільчому пристрої 35 кВ використовують тнучкі шини виконані проводом марки АС-70

В розподільчому пристрої 10 кВ встановлюють жорсткі шини прямокутного перерізу. Переріз шин вибирають по максимально допустимому робочому струму.

$$I_{P.MAKC} = \frac{1.4 \cdot Sm}{\sqrt{3}U_H}, \quad (2.19)$$

$$I_{p.max} = 1,4 \cdot 2500 / 1,73 \cdot 10,5 = 193 \text{ A}$$

За струмом 193 А вибираємо шини перерізом 18×3 мм,  $I_{доп} = 215 \text{ A}$

Допустимий струм шин становить 215 А, а розрахунковий 193 А, в

наслідок чого шини вибрані вірно.

### РОЗДІЛ 3

## ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМИ ЗАХИСТУ СЕКЦІОНОВАНОЇ І РЕЗЕРВОВАНОЇ МЕРЕЖІ

### 3.1. Аналіз режимів роботи секціонованої та резервованої електричної мережі 10 кВ

Лінії з джерелами розподіленої генерації та мережевим резервуванням в нормальному режимі, який є основним за тривалістю, працюють з розімкненим пунктом АВР. При виникненні короткого замикання відключається пошкоджена ділянка лінії, а неушкоджена автоматично підключається до

іншого джерела живлення. Можливі також планово-ремонтні відключення лінії з підключенням її пунктом АВР до лінії, що живиться від іншої підстанції.

Таким чином, ці лінії можуть працювати в наступних режимах (рис.2.1): нормальному - I після аварійних або планово-ремонтних, коли обидві лінії пов'язані пунктом АВР, отримують живлення від однієї або від іншої підстанції

- II, III.

Підстанція 1

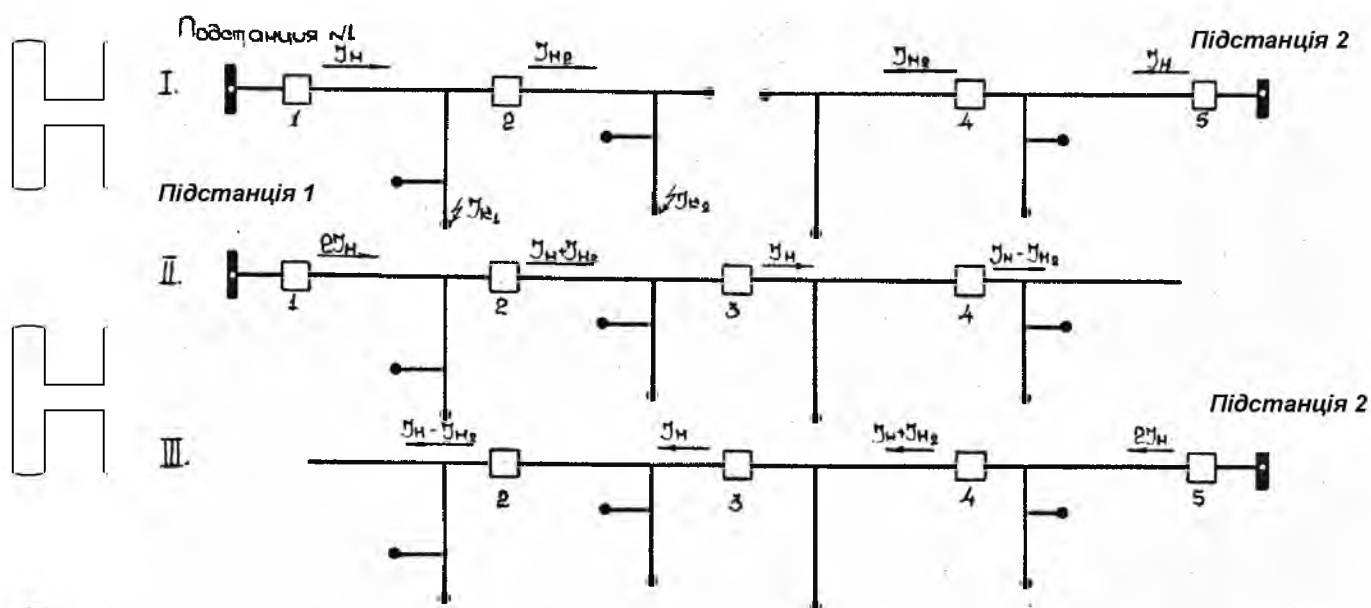


Рис. 3.1. Режими роботи секціонованої лінії з мережевим резервуванням: 1, 5 – вимикачі головних ділянок; 2, 4 – секціонуючі вимикачі; 3 – пункт АВР.

Зазначені режими відрізняються:

– величиною і напрямком розрахункового струму навантаження, від якого необхідно вибудовувати роботу пристроїв захисту;

– величиною і напрямком струмів короткого замикання, при виникненні яких необхідно забезпечити чутливу і селективну роботу пристроїв релейного захисту.

Цим і визначаються труднощі у виконанні захисту розподільних ліній з джерелами розподіленої генерації (ДРГ) та мережевим резервуванням, а саме:

а) необхідність відбудови захисту від максимального розрахункового струму навантаження при включенні пункту АВР, що призводить до загублення її навіть в нормальному режимі живлення лінії (при відключеному пункті АВР);

б) зменшення величин струмів короткого замикання при виникненні пошкоджень в найбільш віддалених точках при живленні обох ліній, пов'язаних пунктом АВР, від однієї з підстанцій, що знижує надійність роботи захисту в умовах малих запасів за коефіцієнтом чутливості;

в) необхідність забезпечення селективної роботи захистів в різних режимах роботи ліній при зміні віддаленості місць установки захистів (пунктів

секціонування і АВР) від джерел живлення, що призводить до необхідності застосування на розглянутих лініях захистів, аналогічних захистам ліній, що працюють з нормально включеним пунктом АВР.

Іншим видом резервування електропостачання розосереджених споживачів є використання джерел розподіленої генерації: сонячних електростанцій, малих ТЕС, переробних підприємств АПК, малих ГЕС тощо. Питома вага цих джерел резервування постійно зростає, хоча менша, ніж мережева. Лінії, що зв'язують джерела розподіленої генерації з підстанціями, зазвичай представляють собою лінії без відпайок і виконуються на напрузі 35 кВ або 10 кВ.

На відміну від ліній з мережевим резервуванням лінії зв'язку джерел розподіленої генерації з підстанціями, що живляться від потужних енергосистем, працюють в нормальному режимі як лінії з двостороннім живленням, по котрих здійснюється передача потужності від підстанцій споживачам, приєднаним до ДРГ. При виникненні аварійних режимів і відключенні ліній зв'язку ДРГ забезпечують електропостачання найбільш відповідальних споживачів.

Загальною вимогою до захисту цих ліній є забезпечення чутливої і селективної роботи при пошкодженнях в різних точках схеми електропостачання. Максимальний робочий струм, який передається по лініях зв'язку від потужних енергосистем до ДРГ та інших місцевих електричних систем і станцій, значно перевершують номінальний струм, який визначається потужністю місцевих станцій. У той же час струми короткого замикання від місцевих станцій і систем обмежені через великий реактивний опір генераторів малої і середньої потужності (рис. 3.2) і можуть бути порівнянні з максимальним робочим струмом ліній. Це ускладнює забезпечення необхідної чутливості захисту на таких лініях.

Таким чином з виконанням резервування електропостачання розосереджених споживачів пов'язано ускладнення роботи релейного захисту розподільних ліній 10 кВ. Тому для успішного широкого впровадження і ефективного використання резервування необхідно виявлення найбільш

доцільних способів виконання захисту і автоматики ліній цього класу.

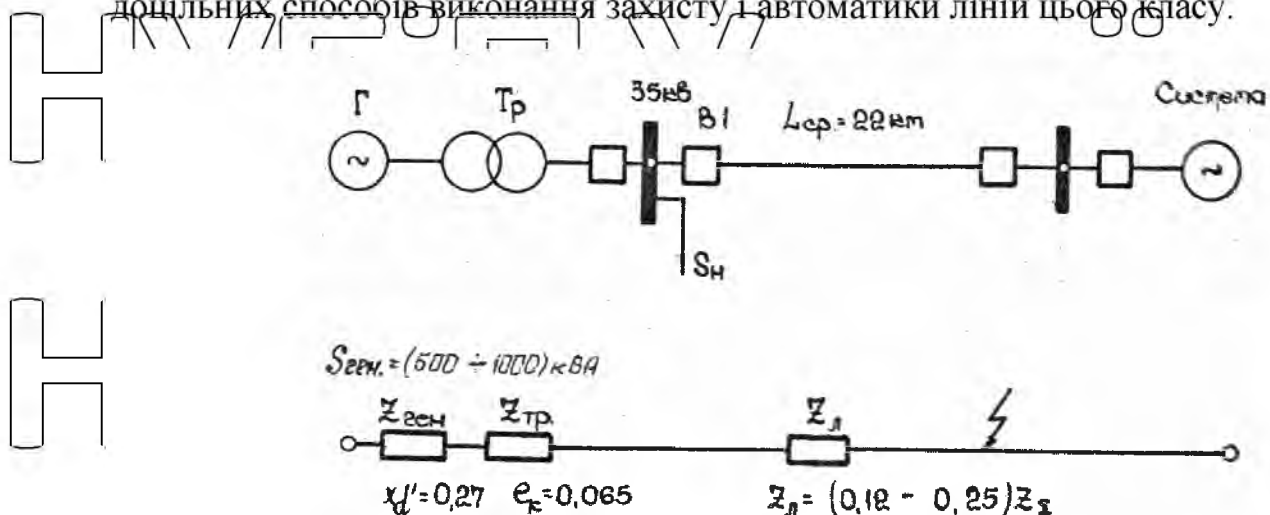


Рис.3.2. Принципова схема і схема заміщення ДРГ, зв'язаного з електричною системою.

### 3.2. Основні параметри роботи пристроїв релейного захисту секціонованих та резервованих ліній 10 кВ

Для оцінки ефективності використання різних типів захистів в розгалужених розподільних мережах з ДРГ та резервуванням і визначення необхідних технічних характеристик пристроїв, що задовольняють вимогам захисту більшості зазначених ліній, необхідно визначити ряд основних параметрів останніх, з якими пов'язані умови роботи пристроїв релейного захисту. Для ліній з ДРГ та мережевим резервуванням до таких параметрів належать:

- 1) розрахункові струми навантаження на початку лінії (в місці установки секціонуючого вимикача);
- 2) мінімальні значення струмів к.з. на захищених ділянках;
- 3) відношення цих струмів до розрахункових навантажувальних;
- 4) опори ділянок ліній: система - шини підстанції, шини підстанції 10 кВ - секціонуючий вимикач (I ділянка), секціонуючий вимикач - пункт автоматичного включення резерву (II ділянка) по магістралі лінії;



- 5) опори цих ділянок до найбільш віддаленої точки;
- 6) співвідношення опорів передувімкненої і захищеної ділянок тощо;
- 7) коефіцієнт нерівномірності  $K_n$ , який визначається співвідношенням опорів суміжних секціонованих ділянок.

Для визначення зазначених параметрів секціонованих ліній з мережевим резервуванням проведено імовірнісний аналіз 50 секціонованих та резервованих ліній 10 кВ різних підстанцій України. Розгляд параметрів проєктованих, а не існуючих розподільних ліній 10 кВ враховує перспективи розвитку мереж.

Інтегральні криві розподілу секціонованих та резервованих ліній 10 кВ за величинами розрахункових струмів навантаження ділянок, струмів короткого замикання в кінці ділянок їх співвідношень, побудовані за результатами проведеної вибірки, наведені на рис.3.3 і 3.4.

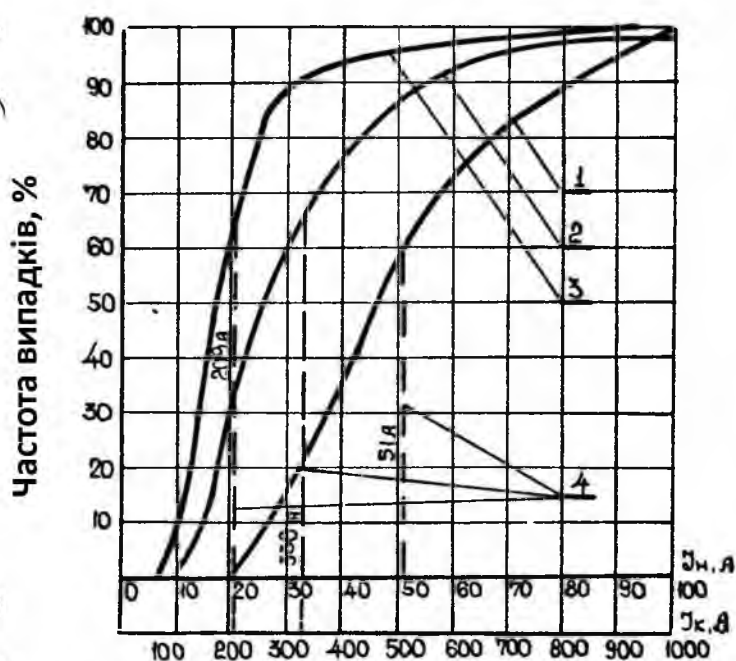


Рис.3.3. Розподіл розрахункового струму навантаження і струму к.з.

секціонованої лінії 10 кВ: 1 – струм навантаження, 2 – струм к.з. в кінці I ділянки, 3 – струм к.з. в кінці II ділянки, 4 – середнє значення.

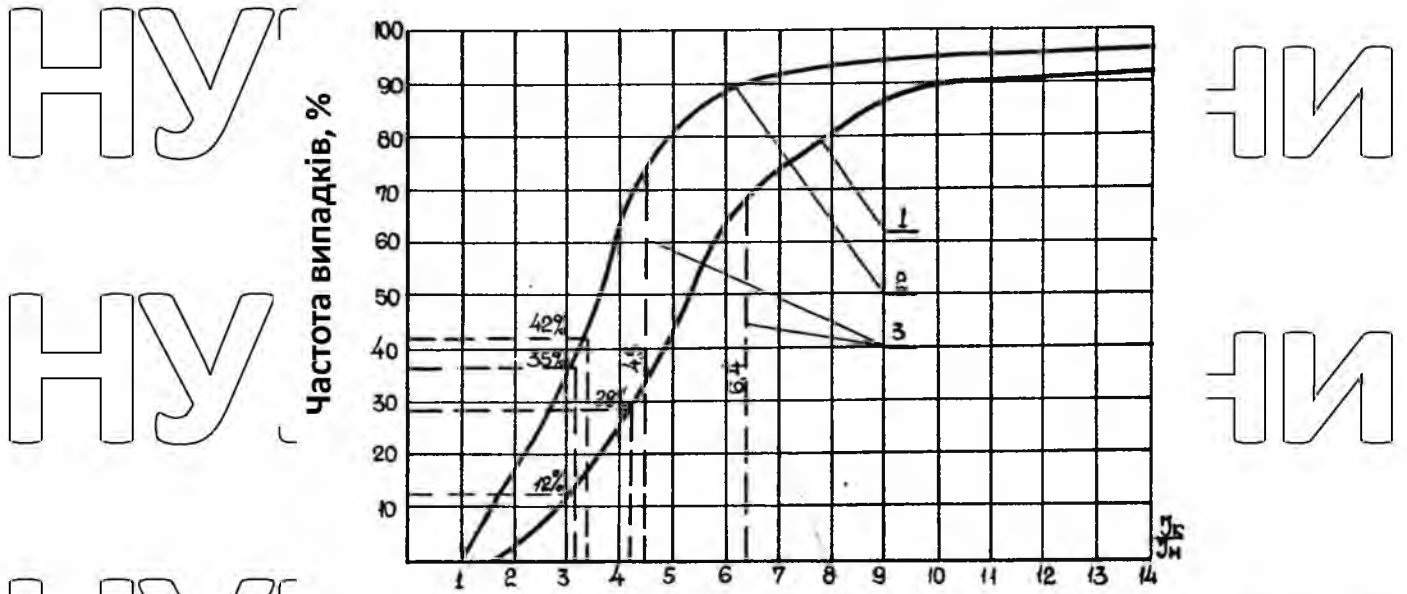


Рис.3.4. Розподіл відношення мінімального значення струму к.з. до розрахункового струму навантаження секціонованої лінії 10 кВ: 1 – для першої ділянки; 2 – для другої ділянки; 3 – середнє значення.

Максимальні, мінімальні значення зазначених величин, їх математичні очікування наведені в табл.3.1.

Таблиця 3.1

**Параметри розгалужених розподільчих секціонованих ліній 10 кВ**

Розрахункові параметри		Ділянка «система» шини 10 кВ	I ділянка	II ділянка
Найменування	Позначення			
довжини секціонованих ліній, км	$M[l]$		13,5	
розрахунковий струм на початку лінії, А	$M[I_{nl}]$		56	
розрахунковий струм лінії за секціонуючим пунктом, А	$M[I_{cl}]$			22,6
мінімальний струм к.з. захищуваній ділянці, А	$M[I_{k1}]$ / $M[I_{k2}]$		360	209

Математичне очікування

Опір ділянок ліній по магістралі (первинні значення)	математичне очікування, Ом	$M[I]$	5,43	10,6	9,6
	максимальне значення, Ом	$Z_{\text{макс.м}}$	8,9	28,1	42,4
	мінімальне значення, Ом	$Z_{\text{мін.м}}$	1,09	1,5	1,5
Опір ділянок ліній до найвіддаленішої точки (первинні значення)	математичне очікування, Ом	$M[Z]$		15,6	23,2
	максимальне значення, Ом	$Z_{\text{макс}}$		45,9	49,6
	мінімальне значення, Ом	$Z_{\text{мін}}$		1,06	6,2

Достатність обсягу вибірки ліній підтверджується розрахунком необхідної

кількості вибірки ( $n$ ) для середніх значень розрахункового струму навантаження, опору секціонованої ділянки лінії.

Для отримання довірчої оцінки  $\varepsilon$  із заданою надійністю  $p$ , виходячи з [6,7,9]

$$n \geq \left[ \frac{t(p)}{\varepsilon^2} \right]^2 \times \sigma^2 \quad (3.1)$$

Надійності  $p = 0,95$  відповідає  $t(p) = 1,96$  [6].

Середнє квадратичне відхилення  $\delta$  визначається за результатами вибірки.

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (3.2)$$

де  $\bar{x}$ ,  $x_i$  – середнє і розглядуване значення параметра.

З табл.3.1 середнє значення розрахункового струму навантаження складає

$M [J_{h1}]$ , середнє квадратичне відхилення за результатами вибірки  $\sigma = \sqrt{353}$ .

Необхідний обсяг вибірки при довірчій оцінці точності середнього, що дорівнює 15% середнього значення  $J_{h1}$ ,  $\varepsilon = 7,5\%$  з надійністю  $p = 0,95$  становить:

$n \geq \left[ \frac{1,96}{\sqrt{7,5}} \right]^2 \times 353 = 24$

Аналогічно для опору другої ділянки лінії  $M [Z_2] = 23,2 \text{ Ом}$ ,  $\sigma = \sqrt{107}$  (за результатами вибірки). Необхідний обсяг вибірки при довірчій оцінці точності середнього, що дорівнює 15%.

$\varepsilon = 3,5$  з надійністю  $p = 0,95$  становить:
   
 $\eta \geq 33$

Таким чином, кількість обраних ліній дозволяє визначити параметри останніх при довірчій оцінці точності, що не перевищує  $\pm 15\%$  середнього значення розглянутого параметра, з надійністю 0,95.

Гістограми розподілу станції і системи з потужними енергосистемами по довжині ліній і по вживаності проводів, побудовані за результатами вибірки параметрів цих ліній, наведені на рис.3.5 і 3.6.

Отримані результати є вихідними при визначенні розрахункових умов роботи/релейного захисту в розгалужених розподільних мережах 10 кВ з резервуванням і використовуються при аналізі принципів виконання захистів зазначених ліній і розробці технічних характеристик захистів.

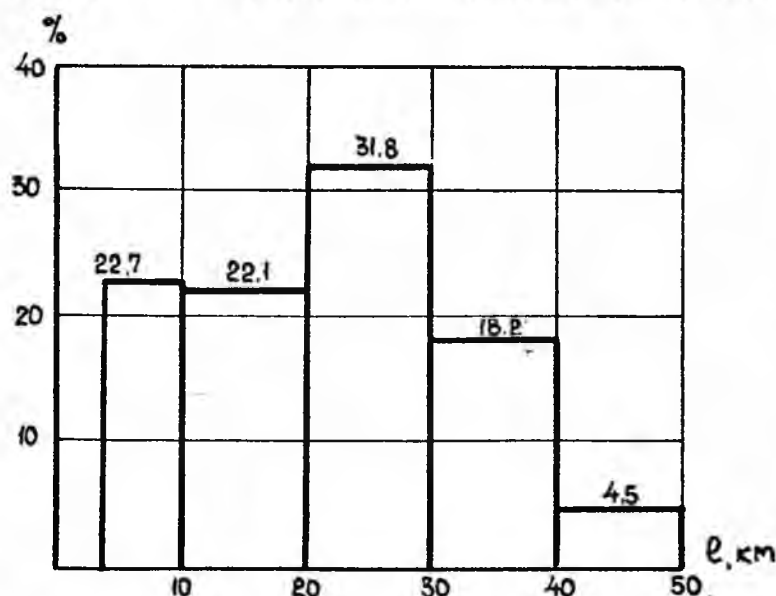


Рис.3.5. Гістограма розподілу ліній з двостороннім живленням по довжині.

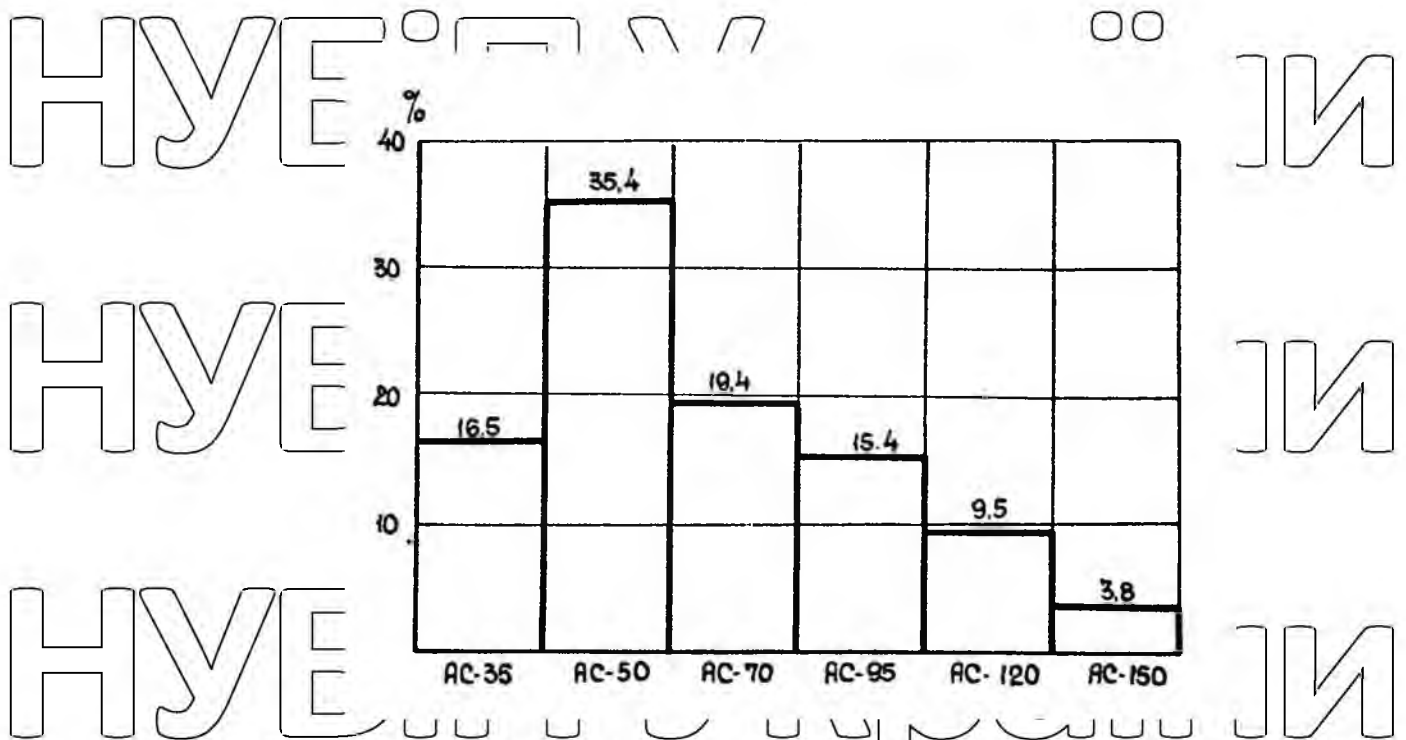


Рис.3.6. Гістограма розподілу ліній з двостороннім живленням по застосуванню проводів.

### 3.3. Аналіз параметрів існуючих систем захисту ліній з джерелами розподіленої генерації

Захист ліній з двостороннім живленням, котрі зв'язують з потужними електричними системами окремі місцеві електростанції, в тому числі ДРГ місцеві системи ДРГ між собою, повинні задовольняти загальні вимоги забезпечення необхідної чутливості, селективності дії при різних видах пошкоджень. Труднощі в забезпеченні необхідної чутливості при використанні максимальних струмових захистів на таких лініях пов'язані з малим рівнем струмів короткого замикання від ДРГ і місцевих електричних систем.

При середніх параметрах ДРГ і ліній зв'язку, а саме: відносного реактивного опору генераторів  $x'_d=0,27$  в.о.,  $S_{ген}=1000$  кВА, трансформатора  $x_r=0,065$  в.о., довжині лінії зв'язку, виконаної проводом АС-50 – 25 км – відносна величина сталого значення струму трифазного короткого замикання при пошкодженні в кінці лінії складає  $2,3 \cdot I_n$  (де  $I_n$  – номінальне значення

струму в лінії, котра визначається потужністю генератора).

Для забезпечення коефіцієнта чутливості  $K_{\text{ч}}=1,5$  необхідно, щоб величина струму трифазного короткого замикання в кінці ділянки лінії, котра захищається, складала:

$$I_{\text{к.з.}}^{(3)} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot K_{\text{ч}} \cdot I_{\text{с.з.}} = \frac{2 \cdot K_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot K_{\text{пов}}} \cdot K_{\text{ч}} \cdot I_{\text{р.макс.}} \quad (3.3)$$

де  $I_{\text{р.макс}}$  – максимальне значення робочого струму лінії, А.

При виконанні захисту на реле непрямої дії ця величина складає:

$$I_{\text{к.з.}}^{(3)} = 2,6 \cdot I_{\text{р.макс.}} \quad (3.4)$$

Максимальний робочий струм лінії, котрий споживається з електричної системи, в 2...3 рази перевищує номінальний струм, котрий визначається потужністю генераторів ДРГ. При цьому струми короткого замикання від генераторів малопотужних ДРГ виявляються співрозмірними з максимальними робочими струмами лінії.

На лініях з двостороннім живленням, котрі зв'язують з потужною електричною системою місцеві системи і ДРГ між собою, максимальні струмові направлені захисти забезпечують селективність і є основними видами захистів таких ліній.

До недоліків цих захистів відноситься наявність «зон нечутливості» при близьких к.з. Величина незахищеної ділянки лінії визначається згідно виразу:

$$l_x = \frac{n_n \cdot n_T \cdot S_{\text{ср.мін}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{л}} \cdot (I_{\text{к.з.}}^{(3)})^2 \cdot \cos(\varphi_p + \alpha)} = \frac{S_{\text{ср.мін}}}{\sqrt{3} \cdot I_n^2 \cdot Z_1 \cdot \cos(\varphi_p + \alpha) \cdot n_T \cdot K^2} \quad (3.5)$$

де  $Z_1$  – питомий опір прямої послідовності лінії, Ом/км;

$\varphi_p$  – кут між векторами струму і напруги, котра підводиться

$\alpha$  – додатковий кут, що визначається типом реле;

$n_u, n_T$  – коефіцієнти трансформації трансформаторів напруги і струму;

$S_{op}$  – потужність спрацювання реле, ВА;

$k$  – кратність струму к.з. по відношенню до номінального струму лінії;

$I_{к.з.}^{(3)}$  – значення струму трифазного короткого замикання, А.

При  $n_u = 350$  і  $n_T = 5$  А

$$I_x = \frac{8,1 \cdot S_{срмін}}{Z_1 \cdot \cos(\varphi_p + \alpha) \cdot n_T \cdot k^2}, \quad (3.6)$$

Аналіз залежності величини «зони нечутливості» від кратності струмів короткого замикання при різних марках проводів і величини навантаження ліній показує, що величина «зони нечутливості» в середньому складає 3...4 км, тобто до 15% довжини лінії. Але ймовірність трифазного короткого замикання, при котрих може виникнути пошкодження в «зоні нечутливості», не перевищує 5% загального числа пошкоджень.

## РОЗДІЛ 5

## РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

## 5.1. Розрахунок релейного захисту повітряної лінії 10 кВ

Релейний захист відхідних ліній 10 кВ виконано на базі мікропроцесорного пристрою типу МРЗС-05.03. Для розрахунку параметрів релейного захисту самої віддаленої споживчої ТП 10/0,4 кВ необхідно знати струм трифазного к.з.  $I_k^{(3)}$  на шинах 10 кВ РТП (в точці К<sub>3</sub>).

Для того, щоб відстроїти струмову відсічку відхідної лінії 10 кВ потрібно знати струм трифазного к.з.  $I_k^{(3)}$  на шинах 0,4 кВ найближчої потужної споживчої ТП (в точці К<sub>7</sub>).

Розрахунок МСЗ лінії електропередачі напругою 10 кВ починається з узгодження дії МСЗ із залежною витримкою часу з запобіжником типу ПК найближчої найпотужнішої споживчої ТП - 10/0,4 кВ потужністю 160 кВА. На цій ТП-10/0,4 кВ встановлений запобіжник ПКТ-10 з плавкою вставкою, струм якої 20 А.

Селективність дії МСЗ відхідної лінії 10 кВ з плавкою вставкою запобіжника забезпечується при умові [9]:

$$I_{сз} > 1,4 I_{пр5с}, \text{ А,}$$

де  $I_{пр5с}$  - струм, при якому плавка вставка запобіжника перегорить за 5с. Цей струм для запобіжника ПК-10 зі вставкою 20 А знаходимо по його часо-струмовій характеристиці. Згідно [9] він дорівнює:

$$I_{пр} := 75 \text{ А,}$$

$$I_{сз} > 1,4 \cdot I_{пр} = 105 \text{ А.}$$

При визначенні параметрів МСЗ лінії 10 кВ враховані: коефіцієнт надійності

$K_n$ , коефіцієнт самозапуску  $K_{сп}$ , коефіцієнт повернення  $K_{п}$  [9]:

$$K_n := 1.1 \quad K_{сп} := 1.2 \quad K_{п} := 0.96$$

Максимальний робочий струм лінії напругою 10 кВ:



$I_{p_{max.3}} := \frac{S_{max.13}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$

де  $S_{max.13}$  - максимальна (розрахункова) потужність навантаження головної

ділянки ПЛ 10 кВ,  $S_{max.13} := 1336.58$  кВА;

$U_H$  - номінальна напруга ПЛ 10 кВ, кВ.

$I_{p_{max.3}} := \frac{1336.58}{1.73 \cdot 10} \quad I_{p_{max.3}} = 77.259 \text{ А}$

## 5.2. Розрахунок параметрів максимального струмового захисту

Струм спрацювання захисту визначасмо за формулою:

$$I_{сз.3} := \frac{K_H \cdot K_{сп}}{K_{п}} \cdot I_{p_{max.3}} \quad I_{сз.3} = 106.231 \text{ , А.}$$

Струм спрацювання реле визначається з урахуванням коефіцієнту схеми  $K_{сх.3}$  та коефіцієнту трансформації  $n_{Т3}$  трансформатора струму ТПЛ-10:

$$K_{сх.3} := 1 \quad n_{Т3} := 15$$

$I_{ср.3} := \frac{K_{сх.3}}{n_{Т3}} \cdot I_{сз.3} \quad I_{ср.3} = 7.082 \text{ А}$

Вибирасмо струм уставки захисного пристрою  $I_{вст.3} = 1.2 \text{ А}$  і уточнюємо струм

спрацювання захисту при вибраній уставці:

$I_{сз.3.л} := I_{вст.3} \cdot \frac{n_{Т3}}{K_{сх.3}} \quad I_{сз.3.л} = 108 \text{ А}$

## 5.3. Розрахунок уставок струмової відсічки

Для прискорення вимикання коротких замикань, які виникають на головних ділянках лінії 10 кВ та супрводжуються значними струмами к. з., застосовують струмову відсічку.

Струм спрацювання відсічки визначають за двома умовами [9]:

а) залежно від стрибка струму намагнічування:

$$I_{св1} \geq \frac{4 \cdot \left( \sum_n S_n \right)}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

де  $\sum_n S_n$  - сума номінальних потужностей споживчих ТП-10/0,4 кВ, приєднаних до лінії 10 кВ, кВА;

$$\sum_n S_n = 400 + 250 + 160 \cdot 2 + 100 \cdot 6 + 63 = 1883 \text{ кВА}$$

$$I_{св1} := \frac{4 \cdot 1883}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad I_{св1} = 414.153 \text{ А};$$

б) залежно від струму к. з. в кінці лінії 10 кВ:

$$I_{св2} \geq K_i \cdot I_{к4}$$

де  $K_i := 1.1$  - коефіцієнт надійності відсічки для реле МРЗС-05-03 [9];

$I_{к5} = 0.98$  кА - максимальний струм трифазного к. з. в кінці захищеної лінії, тобто на шинах 10 кВ найвіддаленішої підстанції ТП-10/0,4 кВ.

$$I_{св2} := K_{нсв} \cdot I_{к4} \cdot 10^3 \quad I_{св2} = 1.58 \times 10^3 \text{ А},$$

Розрахунок струму спрацювання реле відсічки  $I_{р.в}$  виконують за найбільшим струмом із наведених вище двох умов  $I_{св2}$ :

$$I_{р.в} := \frac{K_{сх.3}}{n_{Т3}} \cdot I_{св2} \quad I_{р.в} = 105.34 \text{ А}.$$

Вибравши найближче більше значення струму уставки реле відсічки

$$I_{р.в.у} := 106 \text{ А}.$$

визначають уточнене значення струму спрацювання відсічки:

$$I_{св.у} := \frac{n_{Т3}}{K_{сх.3}} \cdot I_{р.в.у} \quad I_{св.у} = 1.59 \times 10^3 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості струмової відсічки згідно [9]:

$$K_{чв} = \frac{I_{2к3} \cdot 10^3}{I_{свy}} \quad K_{чв} = 1.044$$

$I_{2к3}$  - мінімальний струм к.з. в місці встановлення струмової відсічки (струм двофазного к.з. в точці 3 - на шинах 10 кВ РТП).

Коефіцієнт чутливості струмової відсічки згідно [9]:

$$K_{чв} := \frac{(I_{к3}) \cdot 10^3}{I_{свy}} \quad K_{чв} = 1.206$$

$I_{к3} = 1.917$  А. - струм трифазного к.з. в місці встановлення відсічки (в точці 3- на шинах 10 кВ РТП).

Застосування струмової відсічки буде доцільним при виконанні умови:

$$K_{чв} > K_{чдон} = 1,2$$

Застосування струмової відсічки є доцільним оскільки умова виконується.

#### 5.4. Узгодження селективності релейного захисту лінії 10 кВ

Селективність дії МСЗ із запобіжником типу ПК-10 при к.з. на шинах 10 кВ ТП-10/0,4 кВ забезпечується при умові [13]:

$$t_{сз3} = t_{пр} + t; c$$

де  $t_{сз3}$  - час спрацювання захисту вхідної лінії 10 кВ, с;

$t_{пр}$  - час перегорання плавкої вставки запобіжника ПК-10 (зі струмом плавкої вставки 20А) при струмі, що дорівнює  $0,77 I_{к(2)}$ ;

$t$  - ступінь селективності  $m := 0.7$  с;

$I_{к(2)}$  - струм двофазного короткого замикання на шинах 10 кВ споживчої найвіддаленішої ТП-10/0,4 кВ (в точці К5 мережі).

Цей струм визначений в попередньому розділі і складає  $I_{2к4} = 1.244$  кА.

Значить:  $0.77 / I_{2k4} = 0.958$ , кА.

Час спрацювання запобіжника  $t_{пр}$  знаходимо по захисній характеристиці запобіжника ПК-10 (для плавкої вставки 20А) і він становить [16]:

$t_{пр} = 0.01$  с.

Тоді час спрацювання МСЗ лінії електропередачі напругою 10 кВ становить:

$t_{сз3} := t_{пр} + \Delta t$   $t_{сз3} = 0.71$  с.

## 5.5. Загальні вимоги до селективності захистів

Селективністю називається здатність релейного захисту виявляти місце пошкодження і відключати його тільки найближчими до нього вимикачами.

За принципом дії захисти можуть мати абсолютну селективність (спрацьовують тільки при КЗ в зоні, що захищається), або відносну селективність (можуть працювати як резервні при КЗ на суміжних ділянках).

Прикладом захистів з абсолютною селективністю можуть служити газовий (ГЗ) і диференційний захист трансформатора (ДЗТ), а захист з відотною селективністю - максимальний струмовий захист (МСЗ).

В релейному захисті існує декілька способів забезпечення селективності:

Селективність за принципом дії: захист принципово не спрацьовує при короткому замиканні поза зоною дії, наприклад зона дії диференційного захисту обмежується місцем установки трансформаторів струму.

Селективність за чутливістю струм, напруга або опір спрацювання вибирається так, щоб захист не діяв при короткому замиканні на суміжній лінії, або за трансформатором струмова відсічка.

Селективність за часом: витримка часу кожного попереднього захисту (наприклад, максимальний струмовий захист) вибирається на ступінь селективності більший ніж попередній. Тому попередній захист не встигає спрацювати, оскільки його випереджає той захист, що знаходиться ближче до

точки КЗ. Цей принцип найбільш простий, проте має істотний недолік, який полягає в тому, що витримка часу росте у міру наближення до джерела живлення, а значить зростає і струм. Це суперечить принципу швидкодії, тому доводиться вибирати, який принцип швидкодія або селективність важливіший. Значно покращує умови застосування ступінчастих захистів або захистів із залежною витримкою часу. Використання ступінчастих захистів буде викладено при розгляді принципів виконання захисту устаткування. Величина ступеня селективності визначається точністю захисту, швидкістю вимикача. Для сучасних мікроелектронних або мікропроцесорних захистів ступінь селективності складає 0.2...0.3.

## 5.6. Узгодження струмових характеристик захисту трансформатора 10/0.4 кВ та релейного захисту ПЛ 10 кВ

Щоб визначити час спрацювання захисного пристрою МРЗС-05.03 з уставкою 6,4 А, знаходимо кратність струму к.з. в місці встановлення запобіжника, тобто відношення струму двохфазного к.з. до струму спрацювання реле - визначаємо коефіцієнт чутливості захисту  $K_{ч}$  [13]:

$$K_{ч.з} := \frac{I_{2к.з} \cdot 10^3}{I_{сз.з.д}} \quad K_{ч.з} = 7.87$$

При такій кратності захисний пристрій працює незалежній зоні характеристики. Час спрацювання уставки вибираємо з урахуванням того, що він повинен бути не менше 0,71 с, тому вибираємо уставку МРЗС-05-03 з часом  $t_{сз3у} = 0,75$  с.

Чутливість максимального струмового захисту достатня і він задовольняє всім вимогам:  
 $K_{ч.з} > K_{ч.доп}$

Карта селективності захисних пристроїв електричної мережі представлена на рис. 4.1.

Захист споживчих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ на стороні напруги 10 кВ виконується плавкими запобіжниками типу ПКТ.

Селективна дія максимального струмового захисту із залежною струмовою характеристикою і запобіжниками ТП-10/0,4 кВ забезпечується при умові:

$$t_{C3} > t_{3П} + \Delta t,$$

де  $t_{C3}$  – час спрацювання максимального струмового захисту лінії 10 кВ, с;

$t_{3П}$  – час вимикання струму к. з. запобіжником, який складається із часу перегорання плавкої вставки і часу горіння дуги [9], с;

$\Delta t$  – ступінь селективності (0,5...0,7 с).

Для визначення уставки часу спрацювання МСЗ лінії 10 кВ, узгодження її з часом спрацювання запобіжників ТП-10/0,4 кВ креслять карту узгодження захисту мережі, на якій по осі абсцис відкладається струм к. з., а по осі ординат час спрацювання захисту.

Після побудови захисної характеристики запобіжника, знаходять струм трифазного к.з. у місці установки ТП-10/0,4 кВ. Через точку, яка відповідає вказаному струму к.з., проводять паралельну осі ординат пряму. Перетин цієї

прямої із захисною характеристикою запобіжника визначає час спрацювання запобіжника  $t_{3П}$ . Точка часу  $t_{C3}$  спрацювання МСЗ лінії 10 кВ розташована на відстані  $\Delta t$  від точки  $t_{3П}$ . Побудувавши струмову характеристику реле, яка проходить через точку  $t_{C3}$  (або близько), визначають уставку часу спрацювання

МСЗ. Струмові характеристики реле наведено у [9].

## РОЗДІЛ 5

ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 10 КВ ЗА  
ДОПОМОГОЮ РЕКЛОУЗЕРІВ**5.1. Використання реклоузерів для секціонування електричних мереж**

Основними шляхами підвищення надійності роботи електричних розподільних мереж електропередачі є їхнє секціонування і резервування, а також правильний вибір захисних пристроїв. Підвищення рівня надійності може бути досягнуте шляхом автоматизації керування режимами мереж з використанням, в основному, безлюдних технологій і децентралізованому керуванні.



Рис. 5.1. Зовнішній вигляд реклоузера.

Розподільні електричні мережі напруги 6-10 кВ - найважливіший елемент системи електропостачання широкого кола споживачів. До них відносяться, зокрема, практично всі сільськогосподарські споживачі (тваринницькі і птицефабрики, фермерські господарства й ін.), котеджні оселища, дачні і садові

кооперативи, міста з малоповерховою забудовою, середні і малі промислові підприємства і т.д. Практично всі електроустановки зазначених споживачів одержують електроенергію по мережах даного класу напруги.

Традиційно електричні мережі 6-10 кВ виконані по так називаній радіальній розгалуженій схемі і відрізняються недостатньою осначеністю комутаційними апаратами. Тому при ушкодженні будь-якої ділянки ПЛ висока імовірність тривалого відключення значної частини приєднаних до цієї ПЛ електроустановок споживачів. Крім того, зазначені мережі, як правило, характеризуються низьким рівнем автоматизації післяаварійних переключень (виконуються в основному вручну силами оперативно-виїзної бригади, що ще повинна доїхати до місця ушкодження).

Збільшення загальної довжини магістральних ПЛ 6-10 кВ від центра живлення до найбільш віддаленого споживача (так звана проблема «довгого фідера») з урахуванням вищевказаних недоліків приводить до значного зниження надійності електропостачання і, як наслідок до збільшення числа і тривалості аварійних відключень споживачів.

Проектна й експлуатаційна практика показала, що традиційно використовуваний метод підвищення надійності розподільних електричних мереж напругою 6-10 кВ шляхом багаторазового резервування ліній є недостатньо ефективним. Крім того, наявність великого числа резервних перемичок ускладнює оперативне обслуговування мережі і знижує рівень безпеки.

Ситуація збільшується наявністю в сільських розподільних мережах великої кількості морально і фізично застарілого устаткування, зокрема, маломасляних вимикачів із захистом на електромеханічних реле, а також відсутністю систем телемеханізації. У таких умовах забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання споживачів - практично нездійсненна задача.

Реклоузер (від англ. recloser - перемикач) - пункт автоматичного секціонування повітряних розподільних електричних мереж стовпового



виконання, що об'єднав:

вакуумний вимикач;

систему первинних перетворювачів струму і напруги;

автономну систему оперативного живлення;

мікропроцесорну систему релейного захисту й автоматики;

систему портів для підключення пристроїв телемеханіки;

комплекс програмного забезпечення.

Реклоузер об'єднав практично усі види противоаварійної системи захисту й автоматики, застосовувані в розподільних електричних мережах: багаторазове

АНВ (автоматичне повторне включення), АВР (автоматичне введення резерву),

МТЗ (максимальний токовий захист), ЗЗЗ (захисту від замикань на землю) і ін.

Протягом усього терміну служби реклоузер не має потреби в якому-небудь обслуговуванні. На заході такі пристрої відносяться до системи «maintenance-free» (англ. - без обслуговування).

Реклоузер - це надійний і досить простий в експлуатації пристрій, що дозволяє відключати струми короткого замикання за мінімальний час, при цьому за такий же час відновлювати електропостачання на неушкоджених ділянках.

Перші вітчизняні вакуумні реклоузери були встановлені в мережах 10 кВ як пункти автоматичного включення резерву (АВР) Сумського РНУ ВАТ «Укртрансгаз». Сьогодні більш 1500 комутаційних апаратів даного типу успішно експлуатуються у вітчизняній і закордонній розподільній електричній мережах.

Функціонально (у залежності від налаштувань) вакуумний реклоузер РВА/TEL-1ПРО-12,5/бзоу1 здійснює:

захист фідера ПЛ 6-10 кВ;

автоматичне секціонування ПЛ з одне - або двостороннім живленням (у

т.ч. мережеве резервування (АВР);

• плавлення ожеледі на проводах ПЛ РВА/TEL-10 може застосовуватися як окремий апарат (для захисту відхідних ПЛ) або з такими ж апаратами (як

засіб комплексної автоматизації розподільної електричної мережі). Дослідно-промислова експлуатація також підтвердила високу ефективність застосування реклоузера при створенні відкритих розподільних пристроїв ВРП 6-10 кВ.

Основною перевагою такого застосування є відсутність капітальних витрат, оскільки апарат встановлюється на двох (рідше - однієї) опорах, не вимагає додаткового опалення і захисту від зовнішніх кліматичних впливів.

Блок РЗ і А реклоузера РВА/TEL-10 дозволяє встановити до 4 незалежних груп уставок, у кожній з яких можуть бути реалізовані наступні види захистів:

триступінчастий спрямований / не спрямований струмовий захист;

спрямований / не спрямований захист від замикань на землю;

АПВ, АВР, АЧР.

При побудові схем ВРП 6-10 кВ РВА/TEL-10 може комплектуватися роз'єднувачами, заземлювачами, трансформаторами струму і напруги зовнішньої установки різного призначення, а також обмежниками перенапруг різних типів.

Автоматизація розподільних електричних мереж з використанням реклоузерів дозволяє значно підвищити надійність електропостачання споживачів, створити керовану і візуалізовану мережу, скоротити витрати на її обслуговування, оптимізувати розподіл трудових ресурсів оперативного персоналу.

Основний економічний ефект від автоматизації розподільних мереж з використанням реклоузерів - зниження збитку електропостачання організації від недовідпуску електроенергії споживачам. До технічного ефекту варто також віднести підвищення ефективності використання встановленої потужності трансформаторів і надійності електропостачання споживачів. Додатково знижуються загальномержеві витрати на:

обслуговування лінійного устаткування мережі;

розслідування аварій, зв'язаних з неправильними діями РЗ і А;

пошук і локалізацію ушкоджень

збір, обробку і запис інформації про режими і події.

Масове впровадження реклоузерів у розподільних електричних мережах 6-10 кВ є перспективним і технологічно виправданим заходом і дозволить у недалекому майбутньому вивести розподільні мережі середньої напруги на новий рівень автоматизації і керування.

Світовий досвід свідчить, що багато енергокомпаній, що мають в своїй структурі протяжні і достатньо розгалужені повітряні розподільні мережі, намагалися підвищити їх надійність шляхом захисту всіх відгалужень запобіжниками. Далеко не завжди таке рішення давало позитивний результат, враховуючи, що в повітряних мережах об'єм нестійких пошкоджень істотно вищий, ніж стійких. Дані обставини часто були причиною необґрунтованих відключень споживачів. Погоджувати ж роботу запобіжників з умовами функціонування засобів релейного захисту і автоматики, встановленими переважно на головних ділянках ліній, було практично неможливо.

## 5.2. Особливості роботи реклоузерів в системах захисту електричних мереж

Абсолютно інші умови роботи засобів захисту створюються при застосуванні реклоузерів. Висока швидкодія захисту і вимикача, встановлених на реклоузерах, наявність елементів логічного аналізу дозволяють погоджувати його спільну роботу із запобіжниками, розміщеними на відгалуженнях ПЛ. При виникненні к.з. на відгалуженні в першому циклі автоматичного повторного включення (АПВ) пошкодження ізолюється швидким відключенням реклоузера. На подальших циклах АПВ, коли можна рахувати пошкодження на відгалуженні стійким, реклоузер переходить на характеристику, узгоджену з параметрами запобіжника [9], даючи можливість перегоріти його плавкій вставці (рис. 5.2).

Можливість незалежного завдання уставок для кожного ступеня захисту як для прямого, так і зворотного напрямів потужності дозволяє ефективно

використовувати реклоузери в схемах з автоматичним мережевим резервуванням (рис. 5.3), коли необхідно автоматично змінювати уставки при перемиканні споживачів з основного на резервне джерело живлення.

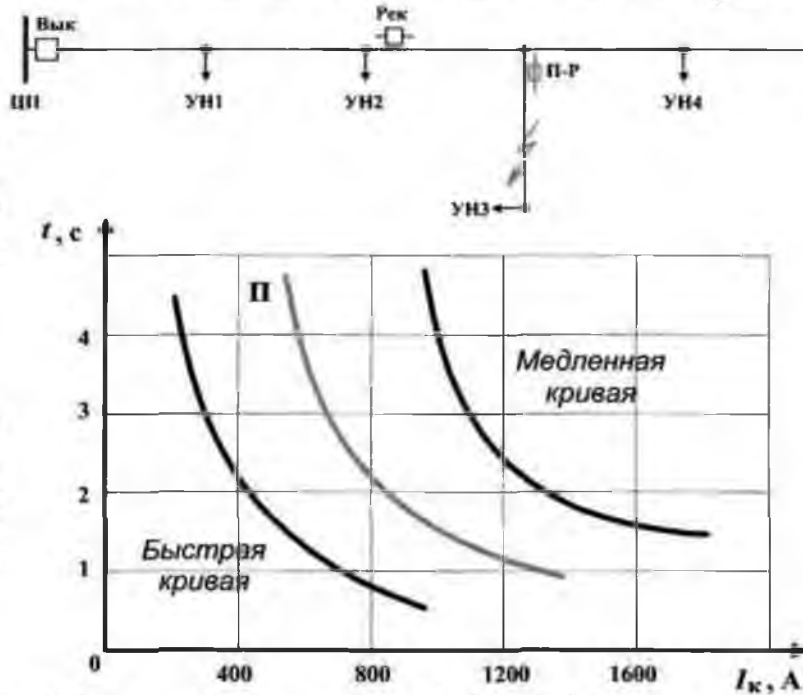


Рис. 5.2. Спільна робота реклоузера і запобіжників. П-Р - запобіжник-роз'єднувач; Рек - реклоузер; П - часо-струмова характеристика (ЧСХ) запобіжника; Швидка крива, Повільна крива - ЧСХ реклоузера до і після першого циклу АПВ; ЩП - центр живлення; УН - вузол навантаження.

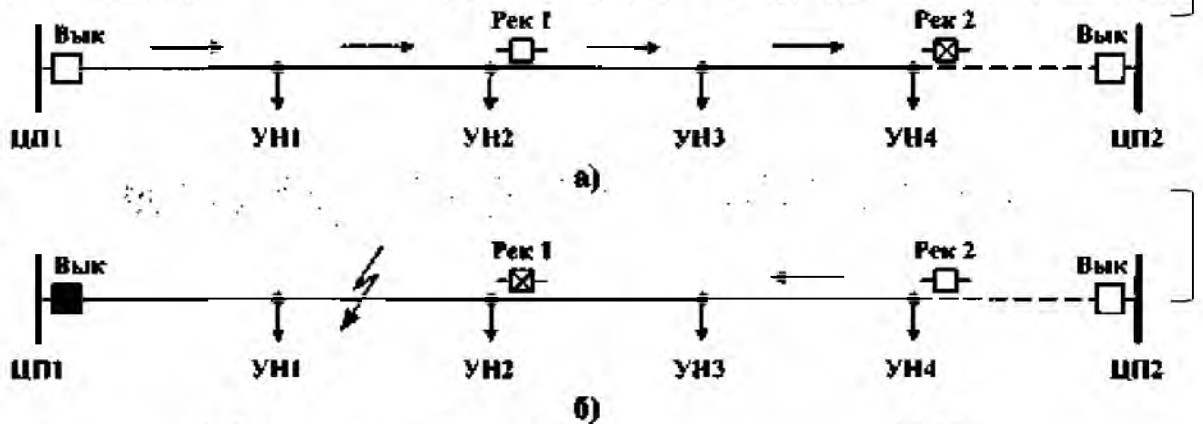


Рис. 5.3. Схема з автоматичним мережевим резервуванням. а - нормальний стан (реклоузер 2 відключений); б - після аварійний стан.

I, нарешті, дуже важливою якістю реклоузерів є відсутність необхідності в поточних і капітальних ремонтах впродовж всього терміну їх служби.

### 5.3. Схеми захисту і автоматики електричних мереж на базі реклоузерів

Автоматичне секціонування повітряних (ПЛ) і кабельних ліній зменшує обсяг аварійних відключень споживачів при ушкодженнях на лінії, тому що при ушкодженні за вимикачем відключиться тільки цей вимикач і будуть погашені тільки споживачі, підключені до лінії за цим вимикачем.

Для автоматичного відключення ушкодженої ділянки після відключення максимальним струмовим захистом (МСЗ) головного вимикача відключаються без витримки часу всі секційні вимикачі (СВ). Пристрій автоматичного повторного включення (АПВ) включає головний вимикач, а потім пристроями АПВ послідовно з різними витримками часу включаються СВ.

При включенні одного із СВ на КЗ головний вимикач знову відключається. У без струмову паузу ушкоджена ділянка відключається СВ, неушкоджені ділянки лінії не відключаються, тому що кола відключення СВ при успішному АПВ шунтуються.

Пристрій АПВ знову включає головний вимикач, відновлюючи електропостачання неушкодженої ділянки.

Автоматичне секціонування дозволяє скоротити основну зону дії релейного захисту, що особливо важливо для протяжних ліній зі струмами, співрозмірними зі струмами короткого замикання (КЗ) наприкінці лінії. Без автоматичного секціонування дуже часто неможливо налагодити МСЗ головного вимикача таким чином, щоб він, з одного боку, не мав зайвих спрацьовувань при збільшенні навантаження на лінію в аварійних чи ремонтних режимах, а з іншого боку - мав би достатню чутливість при мінімальному струмі КЗ хоча б ділянки, що наприкінці захищається.

Реклоузер може бути використаний у сільських і міських мережах для

підключення окремих споживачів, наприклад, підприємств транспорту нафти, газу (уздовж трасових ліній електропередачі магістральних трубопроводів, систем централізації і блокувань залізниць (ГЛІ СЦБ), міст із малоповерховою забудовою, середніх і малих промислових підприємств, котеджних селищ, дачних і садових кооперативів, птахофабрик і тваринницьких фабрик, насосні зрошення і водопостачання тощо. Також його можна використовувати і для спорудження відкритого розподільного пристрою напругою 6 (10) кВ замість закритого розподільного пристрою.

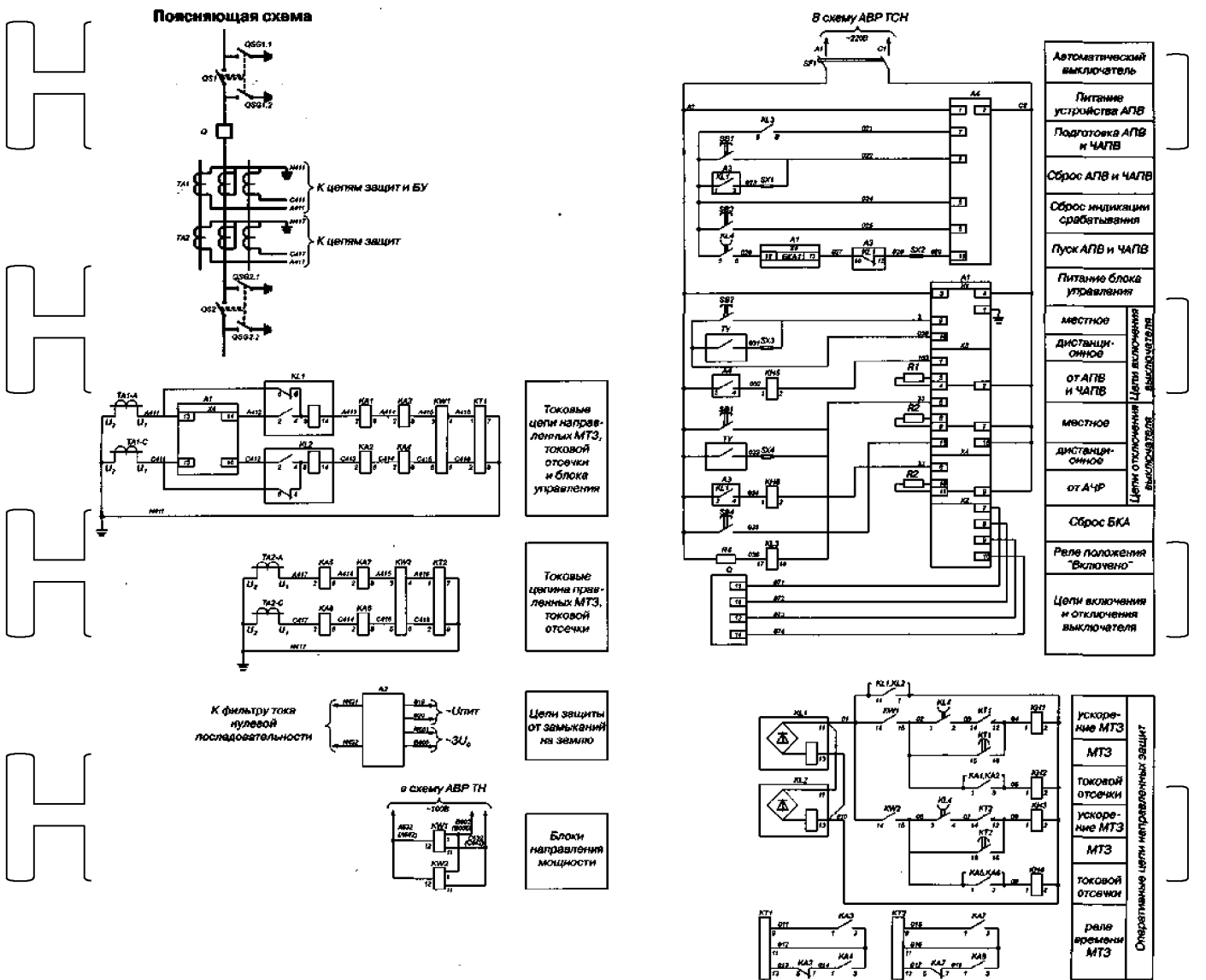


Рис. 5.4. Принципова схема направленного струмового захисту.

На схемі рис. 5.4: Q - вакуумний реклоузер; 2AS - блок-контакт вакуумного реклоузера; A1 - блок керування вимикачем; A2 - функціональна група захисту від замикань на землю; A3 - функціональна група автоматичного частотного розвантаження (АЧР) і частотного автоматичного повторного включення (ЧАПВ); A4 - пристрій АПВ.

Існуючі схеми релейних захистів передбачають тільки захист від КЗ і ОЗЗ з дією на сигнал. Однак, на частку електроустановок напругою 6 (10) кВ приходиться значна частина електротравм, з яких 80% пов'язані з безпосереднім дотиком. У процесі експлуатації мереж 6 (10) кВ зафіксовані численні випадки позитивних закриттів при відключенні приєднання з людиною, що потрапила під напругу, через кілька хвилин вручну, що вказує на доцільність автоматичного відключення приєднання. Її застосування помітно не знизить надійність електропостачання, тому що більшість ОЗЗ буде залишатися не відключеними, як і в нині існуючій практиці.

При ОЗЗ через великий опір чи людину при падінні проводу на погано провідну поверхню напруга на розімкнутій обмотці трансформатора напруги, до якого підключено реле напруги, значно нижча, ніж при ОЗЗ через малий опір. У цьому випадку захист діє на відключення і на сигнал.

При ОЗЗ через малий опір захист від ОЗЗ діє на сигнал. ОЗЗ супроводжується перенапругами, що приводять до ДЗЗ і навіть до багатомісних замикань на землю. ДЗЗ у процесі розвитку аварії переходять у міжфазні КЗ. Селективна дія захисту при ДЗЗ на різних лініях забезпечується реле захисту від ОЗЗ, що визначає направлення потужності нульової послідовності.

При падінні обірваного проводу створюється ситуація з великою імовірністю дотику і враження.

При падінні обірваного проводу з боку живильної підстанції захист від ОЗЗ діє на відключення лінії.

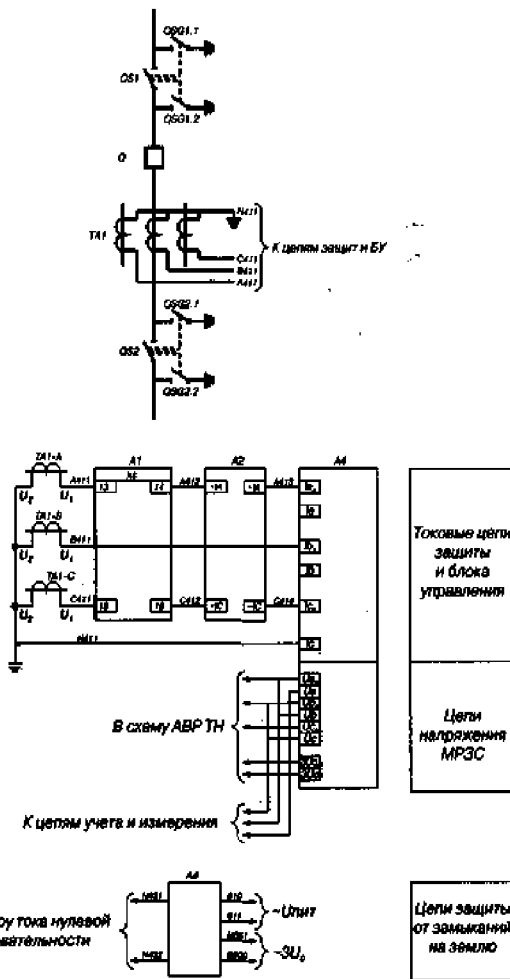
У залежності від режимів живлення лінії змінюється напрямок протікання струму в ній, змінюється величина струмів навантаження і струмів короткого

замикання, що визначають вибір уставок спрацьовування захистів. На мал. 1 приведена схема спрямованих захистів з реле, що мають різні уставки по струму і часу в залежності від напрямку потужності.

Однак, у багатьох випадках при струмі спрацьовування МСЗ, відбудованому від максимального струму навантаження, і струмі спрацьовування струмової відсічки (СВ), відбудованої від максимального струму КЗ наприкінці лінії, часто забезпечується необхідна чутливість і тому не потрібно виконання спрямованих захистів.

У ПУЕ вказується, що в тих випадках, коли МСЗ не забезпечує необхідної швидкодії і селективності, допускається передбачати дистанційний захист (ДЗ) (рис. 5.5).

Поясняющая схема



В схему АВР ТН

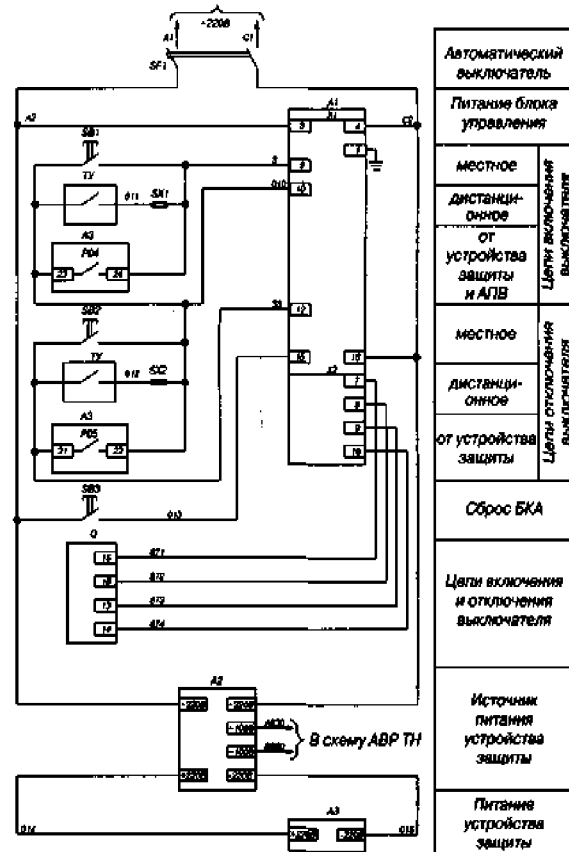


Рис. 5.5. Принципова схема дистанційного захисту.



Застосування ДЗ зі ступінчастою часовою характеристикою, у якій час спрацювання захисту автоматично плавно збільшується в міру збільшення опору від мінця установки ДЗ, дає можливість мати тільки одну ступінь селективності, тобто зменшити час спрацювання МЯЗ з боку джерела живлення.

ДЗ виконаний у вигляді двоступінчастого спрямованого захисту повного опору. Перша ступінь ДЗ - дистанційне відсічення, друга ступінь - ДЗ повного опору з лінійною залежною витримкою часу. ДЗ містить два комплекти однакових захистів з різними уставками, що переключаються в залежності від напрямку потужності.

На схемі: Q - вакуумний реклоузер; 2AS - блок-контакт вакуумного реклоузера; А1 - блок керування (вимикачем), А2 - джерело живлення пристрою захисту ИП-МРЗС; А3 - пристрій захисту МРЗС-05; А4 - функціональна група захисту від замикань на землю.

Спрямованість дії ДЗ підвищує чутливість до КЗ на суміжних ділянках і в трансформаторах напругою 10/0,4 кВ.

Існуючі МСЗ часто не резервують захисту на суміжних ділянках при відмовленні в спрацюванні, а також відмовлення вимикачів. Аналіз електричних навантажень показує, що фазовий кут навантаження складає 20...30°, що значно менше кута при КЗ, рівному 80...90°. Різниця в кутах при навантажувальному режимі і КЗ дозволяє в багатьох випадках забезпечити необхідну чутливість і далеке резервування.

Застосування реле напрямку потужності з кутом максимальної чутливості, рівним 0...5°, дозволяє одержати максимальну чутливість і відбудуватися від максимального струму, визначеного з урахуванням збільшення струму навантаження в умовах протікання пускового струму електродвигуна.

## РОЗДІЛ 6

## ЗАХОДИ ЩОДО ОХОРОНИ ПРАЦІ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

# НУВБІП України

## 6.1. Види електротравм

# НУВБІП України

Розрізняють три види електротравм: місцеві, загальні і змішані. До місцевих електротравм належать електричні опіки, електричні знаки, металізація шкіри, електроофтальмія і механічні ушкодження, пов'язані з дією електричного струму чи електричної дуги. На місцеві електротравми припадає біля 20% електротравм, загальні - 25% і змішані - 55%.

# НУВБІП України

*Електричні опіки* - найбільш розповсюджені електротравми, біля 85% яких припадає на електромонтерів, що обслуговують електроустановки. Залежно від умов виникнення опіки поділяються на контактні, дугові і змішані. Контактні

# НУВБІП України

струмові опіки більш вірогідні в установках порівняно невеликої напруги - 1...2 кВ і спричиняються тепловою дією струму. Для місць контакту тіла зі струмопровідними неізольованими елементами електроустановки характерним є велика щільність струму і підвищений опір — за рахунок опору шкіри. Тому в місцях контакту виділяється значна кількість тепла, що і призводить до опіку.

# НУВБІП України

Контактні опіки охоплюють прилеглі до місця контакту ділянки шкіри і тканин.

*Дугові опіки* можуть відбуватися в електроустановках, різних за величиною напруги. При цьому в установках до 6...10 кВ дугові опіки частіше є результатом випадкових коротких замикань при виконанні робіт в електроустановках.

# НУВБІП України

При більших значеннях напруг дуга може виникати як безпосередньо між струмопровідними елементами установки, так і між струмопровідними елементами електроустановки і тілом людини при небезпечному наблизненні її

# НУВБІП України

до струмопровідних елементів. Дугові опіки, в цілому, значно тяжчі, ніж контактні і нерідко призводять до смерті потерпілого, а тяжкість уражень зростає зі збільшенням величини напруги.

*Металізація шкіри* - це проникнення у верхні шари шкіри дрібних часток металу, який розплавився під дією електричної дуги. Наддрібні частки металу мають високу температуру, але малий запас теплоти. Тому вони нездатні проникати через одяг і небезпечні для відкритих ділянок тіла. На ураженій ділянці тіла при цьому відчувається біль від опіку за рахунок тепла, занесеного в шкіру металом, і напруження шкіри від присутності в ній сторонньої твердої речовини - часток металу. З часом уражена ділянка шкіри набуває нормального вигляду, і зникають больові відчуття.

*Електроофтальмія* — запалення зовнішніх оболонок очей, спричинене надмірною дією ультрафіолетового випромінювання електричної дуги. Електроофтальмія зазвичай розвивається через 2-6 годин після опромінення (забезпечено від інтенсивності опромінення) і проявляється у формі почервоніння і запалення шкіри та слизових оболонок повік, сльозоточінні, гнійних виділеннях, світлобоях і світлобоязні. Тривалість захворювання 3...5 днів.

*Фактори, що впливають на тяжкість ураження людини електричним струмом*, поділяються на три групи: електричного характеру, неелектричного характеру і чинники виробничого середовища.

Основні чинники електричного характеру - це величина струму, що проходить крізь людину, напруга, під яку вона потрапляє, та опір її тіла, рід і частота струму.

Величина струму, що проходить крізь тіло людини, безпосередньо і найбільше впливає на тяжкість, безпосередньо і найбільше впливає на тяжкість ураження електричним струмом. За характером дії на організм виділяють:

- відчутний струм — викликає при проходженні через організм відчутні подразнення;

- невідпускаючий струм — викликає при проходженні через організм непереборні судомні скорочення м'язів руки, в якій затиснуто провідник;

- фібриляційний струм — при проходженні через організм викликає фібриляцію серця.

Відповідно до наведеного вище.

- пороговий відчутний струм (найменше значення відчутного струму) для змінного струму частотою 50 Гц коливається в межах 0,6-1,5 мА і 5-7 мА - для постійного струму;

- пороговий невідпускаючий струм (найменше значення не-відпускаючого струму) коливається в межах 10-15 мА для змінного струму і 50-80 мА - для постійного;

- пороговий фібриляційний струм (найменше значення фібриляційного струму) знаходиться в межах 100 мА для змінного струму і 300 мА для постійного.

Гранично допустимий струм, що проходить крізь тіло людини при нормальному (неаварійному) режимі роботи електроустановки, не повинен перевищувати 0,3 мА для змінного струму і 1 мА для постійного.

Опір шкіри різко знижується при ушкодженні її рогового шару, наявності вологи на її поверхні, збільшенні потовиділення, забрудненні. Крім перерахованих чинників, на опір шкіри впливають щільність і площа контактів, величина прикладеної напруги, величина струму і час його дії. Зі збільшенням величини напруги, струму і часу його дії опір шкіри, а також і тіла людини в цілому падає. Так, якщо при напрузі в декілька вольт опір тіла людини перевищує 10 000 Ом, то при напрузі 100 В він знижується до 1500 Ом, а при напрузі більше 1000 В — до 300 Ом.

Опір тіла людини залежить від її статі і віку: у жінок він менший, ніж у чоловіків, у дітей менший, ніж у дорослих, у молодих людей менший, ніж у літніх. Спричиняється така залежність товщиною і ступенем огрубіння верхнього шару шкіри.

Чинниками виробничого середовища, які впливають на небезпеку ураження людини електричним струмом, є температура повітря в приміщенні, вологість повітря, запиленість повітря, наявність у повітрі хімічно активних домішок тощо.

Отже, електричний струм у тілі людини обумовлює перетворення поглиненої організмом електричної енергії на інші її види і призводить до

згаданих наслідків.

Тривалість проходження струму через організм впливає на кінцевий результат ураження: чим довше проходження струму, тим більша можливість тяжкого смертельного наслідку.

Експериментально і практично доведено, що шлях проходження струму в тілі людини відіграє суттєву роль в наслідках ураження. Особливо небезпечним є ураження людей у тому випадку, коли людина торкається до струмопровідних пристроїв верхньою половиною тіла, де на шляху протікання струму лежать життєво важливі органи — серце, легені, головний мозок. Якщо струм проходить іншим шляхом, дія його на життєво важливі органи може бути лише рефлекторною, а не безпосередньою. При цьому небезпека ймовірності важкого ураження різко зменшується.

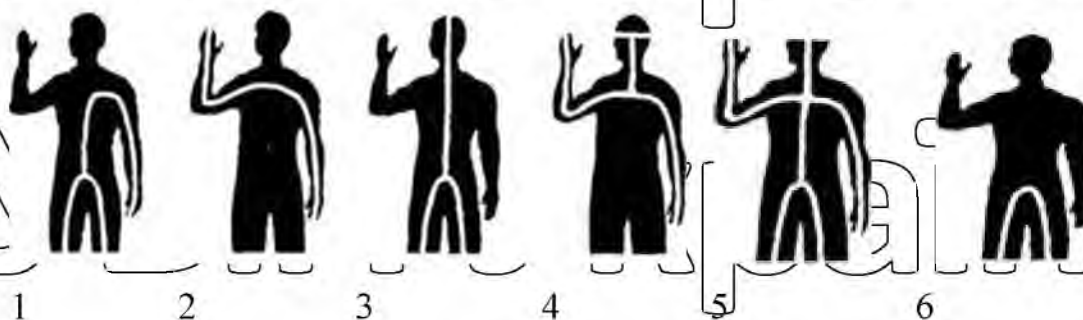


Рис.6.1. Характерні шляхи струму в тілі людини: 1 - ліва рука - ноги; 2 - рука - рука; 3 - голова - ноги; 4 - голова - руки; 5 - права рука - ноги; 6 - нога - нога; 7 - голова - руки - ноги

## 6.2. Класифікація виробничих приміщень з електробезпеки

Для розробки заходів щодо запобігання електротравматизму, пов'язаних з розміщенням електроустаткування підприємства, необхідно знати характеристику приміщень. Відповідно до ПУЕ, за ступенем небезпеки ураження людини електричним струмом приміщення поділяються на наступні три категорії.

1. *Приміщення без підвищеної небезпеки* — це приміщення, де відсутні

умови, що створюють підвищену чи особливу небезпеку.

2. *Приміщення з підвищеною небезпечністю* — це приміщення, що характеризуються наявністю хоча б однієї з таких умов ураження електричним струмом

- підвищена вологість (відносна вологість повітря тривалий час перевищує

75 % або пара та конденсуюча волога у вигляді дрібних крапель) або струмопровідний пил (технологічний, атмосферний пил, що потрапляє в середину агрегатів, технологічного обладнання, осідає на провах, струмопровідних частинах і погіршує умови охолодження та ізоляції, але не викликає небезпеки аварії);

- струмопровідна підлога (металева, залізобетонні);
- висока температура повітря (+35°C);

- можливість одночасного дотику працюючого до з'єднаних з землею металоконструкцій, обладнання з одного боку, та до металевих корпусів електрообладнання — з іншого.

3. *Особливо небезпечні приміщення* - це приміщення, що характеризуються наявністю хоча б однієї з таких умов ураження електричним струмом:

- відносна вологість повітря постійно тримається близько 100 % (стеля, підлога, стіни покриті вологою);

- хімічно активне середовище (у приміщенні є агресивні пари, гази, рідини, які діють на ізоляцію та руйнують струмопровідні частини електроустаткування);

- одночасно дві й більше умов підвищеної небезпеки.

Аналіз небезпеки електроустановок зводиться до визначення значення струму, котрий протікає через тіло людини при різних можливих варіантах потрапляння її під напругу внаслідок дотику до струмоведучих частин електричних мереж, неструмоведучих частин електроустановок, котрі опинились під напругою при пошкодженні ізоляції, або внаслідок спинення під напругою кроку, а також до оцінки впливу різних чинників та параметрів

мережі на безпеку ураження.

Електричні мережі бувають постійного та змінного струмів. Мережі змінного струму бувають однофазові та багатифазові.

Небезпека мереж однофазового струму. Однофазові мережі та мережі постійного струму можуть бути ізольованими від землі, мати заземлений полюс або середню точку.

З огляду на те, що однофазові мережі змінного струму мають невелику протяжність, ємністю провідників відносно землі можна знехтувати, а для мереж постійного струму ємність не враховується, оскільки струм розтікання через ємність рівняється нулю. З метою спрощення можна вважати, що струми розтікання обох провідників однакові, тобто  $i_1 = i_2 = i$ .

Значення сили струму, що протікає через людину, отримане з еквівалентної схеми (рис.6.2):

$$I_{\dot{e}} = \frac{U}{r + 2R_{\dot{e}}}, \quad (6.1)$$

де  $U$  — напруга, В;

$R_{\dot{e}}$  — опір тіла людини, Ом;

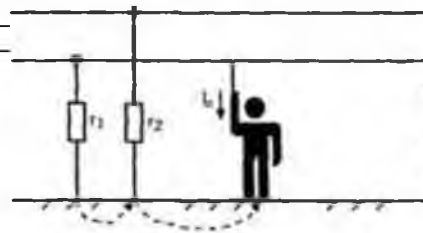


Рис.6.2.Схема дотику до проводу ізольованої мережі.

Струми розтікання провідників. Дотик людини до незаземленого провідника мережі з заземленим полюсом (рис.6.3) зумовлює протікання струму через тіло людини

$$I_{\dot{e}} = \frac{U}{R_0 + R_{\dot{e}}}, \quad (6.2)$$

де  $R_0$  — опір заземлення полюса, Ом;

Однак, враховуючи, що  $R_0 < R_{п}$ , вважаємо, що

$$I_{\epsilon} = \frac{U}{R_{\epsilon}} \quad (6.3)$$

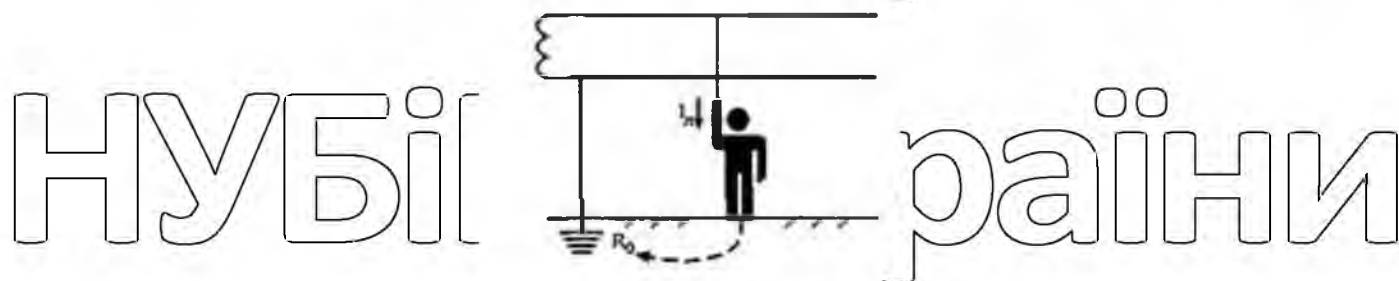


Рис.6.3. Схема дотику до незаземленого проводу мережі з заземленим

полісом.

Дотик до справного провідника при замиканні іншого провідника на землю

(рис.6.4). Цей дотик зумовлює струм через тіло людини

$$I_{\epsilon} = \frac{U}{R_{\epsilon} + R_{\kappa}} \quad (6.4)$$

де  $R_{\kappa}$  — опір короткого замикання, Ом.

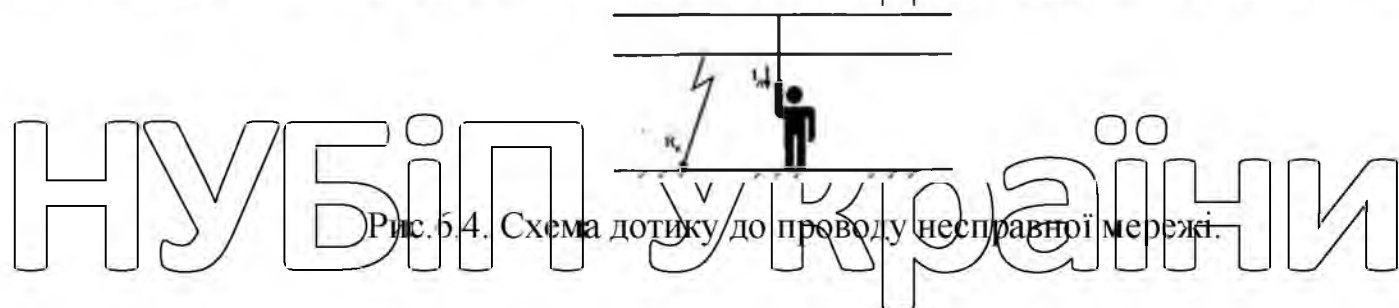


Рис.6.4. Схема дотику до проводу несправної мережі.

При дотику до одного з проводів мережі з заземленою середньою точкою

(рис.6.5). Людина опиняється під напругою, котра складає половину напруги мережі:

$$I_{\epsilon} = \frac{U}{2 \cdot (R_{\epsilon} + R_{\zeta})} \quad (6.5)$$

де  $R_{\zeta}$  — опір заземлення середньої точки, Ом.

НУБІП України



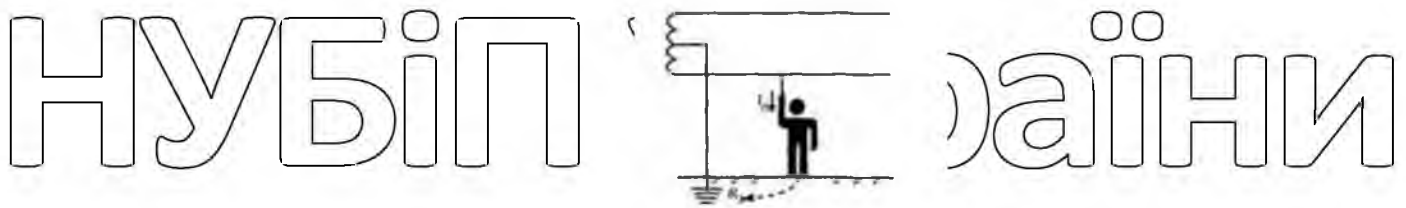


Рис.6.5. Схема дотику до проводу мережі з заземленою середньою точкою.

Аналіз наведених вище формул свідчить, що найбільш небезпечним є двофазний дотик за будь-якого режиму нейтралі відносно землі, оскільки в цьому випадку струм, котрий протікає через тіло людини, визначається лише опором її тіла.

Найменш небезпечним є дотик до провідника ізольованої мережі за нормального режиму роботи.

Небезпека трифазових електричних мереж з ізольованою нейтраллю.

Провідники електричних мереж відносно землі мають ємність та активний опір

опір розтікання, рівний опору ізоляції та шляху струму на землю (рис.6.6). Загалом ці ємності та опори розтікання різні. З метою спрощення аналізу припускаємо, що вони рівні, тобто  $C = C_1 = C_2 = C_3$  та  $r = r_1 = r_2 = r_3$ .

$$I_{\Sigma} = \frac{3U_{\phi}}{3R_{\Sigma} + Z}, \quad (6.6)$$

де  $U_{\phi}$  — фазова напруга мережі, В;  
 $Z$  — комплексний опір фазового провідника відносно землі,

$$Z = \frac{r}{1 + j\omega r C}, \quad (6.7)$$

де  $\omega = 2\pi f$  — кутова частота мережі ( $f$  — частота струму, Гц).

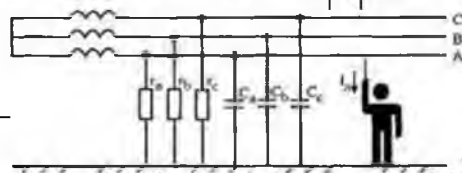


Рис.6.6. Схема дотику до однієї фази справної мережі.

Небезпека трифазових електричних мереж з глухо-заземленою нейтраллю. Трифазові електричні мережі з глухо-заземленою нейтраллю мають малий опір між нейтраллю та землею. Напруга будь-якої фази справної мережі відносно землі дорівнює фазовій напрузі. Струм через людину при однофазовому дотику (рис.6.7) визначається за виразом:

$$I_e = \frac{U_{\phi}}{R_e + R_0} \quad (6.7)$$

де  $R_0$  — опір робочого заземлення нейтралі.

Опором робочого заземлення нейтралі ( $R_0 < 10$  Ом) можна знехтувати порівняно з опором ланки людини, тому

$$I_e = \frac{U_{\phi}}{R_e} \quad (6.8)$$

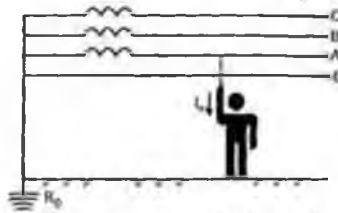


Рис.6.8. Схема дотику до однієї фази справної мережі.

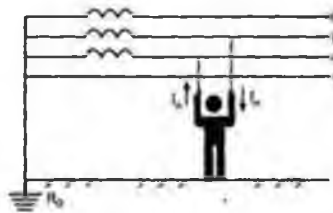


Рис.6.9. Схема дотику до двох фаз справної мережі.

Аналіз різних випадків дотику людини до провідів трифазових електричних мереж показує наступне.

— найменш небезпечним є однофазовий дотик до проводу справної мережі з ізольованою нейтраллю;

— при замиканні однієї з фаз на землю небезпека однофазового дотику до справної фази більша, ніж в справній мережі за будь-якого режиму нейтралі;

— найбільш небезпечним є двофазовий дотик за будь-якого режиму нейтралі.

Напруга кроку - напруга між двома точками ланцюга електричного струму, що знаходяться одна від одної на відстані кроку і на яких одночасно стоїть людина.

### 6.3. Заземлення електроустаткування

Захисне заземлення - це паралельне включення в електричний ланцюг заземлювача зі значно меншим опором  $R_3 < R_1$ . Захисне заземлення застосовується в електроустановках напругою до 1000В змінного струму з ізольованою нейтраллю або з ізольованим виводом джерела однофазного струму, а також електроустановках у напругою до 1000В у мережах постійного струму з ізольованою середньою точкою.

Заземлення установок полягає в поєднанні із землею їх металевих частин (нормально не знаходяться під напругою) із заземлювачем, мають малий опір розтіканню струму. Заземлювальний пристрій складається з заземлювачів, заземлюючих шин і проводів, що з'єднують корпуси електроустановок із заземлювачами.

Заземлення чи занулення електроустановок слід виконувати:

- при напрузі 380 В і вище змінного струму та 440 В і вище постійного струму - в усіх електроустановках. У разі неможливості виконання заземлення, занулення або, якщо це становить значні труднощі з технологічних причин, допускається обслуговування електроустаткування з ізолюючих площадок;

- при номінальних напругах понад 42 В, але нижче 380 В змінного струму та понад 110 В, але нижче 440 В постійного струму - лише у приміщеннях з підвищеною небезпечністю, особливо небезпечних, а також на зовнішніх установках.

Для заземлення електроустановок у першу чергу повинні бути використані

природні заземлювачі. Якщо при цьому опір заземлюючих пристроїв або напруга дотику має допустимі значення, а також забезпечуються нормовані значення напруги на заземлюючому пристрої, то штучні заземлювачі повинні застосовуватися лише у разі необхідності зниження щільності струму, що

протікає природними заземлювачами або стікає з них. На водонасосній станції

яку розраховуємо в якості заземлювачів використовуються: природні

заземлювачі - прокладені у землі сталеві водопровідні труби, труби артезіанських свердловин, сталева броня і свинцеві оболонки силових кабелів

прокладених в землі, металеві конструкції будівель і споруд мають надійний

контакт із землею. Штучні заземлювачі - заглиблені в землю електроди з труб,

куточків або прутків сталі.

#### 6.4. Аналіз небезпеки при обслуговуванні електроустаткування

Основною небезпекою при обслуговуванні електроустаткування інструментального цеху є можливість ураження людини електричним струмом

у результаті дотику до струмоведучих частин, що знаходиться під напругою

0,4 кВ, у розподільній мережі і силовому електроустаткуванні, та 0,22 кВ в освітлювальній мережі.

Розглянемо можливі схеми включення людини в електричне коло.

При дотику людини до фазного проводу у мережі 0,4 кВ (рис.6.10,а) струм, що протікає через людину, складе:

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{ф}}}{r_{\text{ч}} + r_0} = \frac{220}{2000 + 4} \approx 0,11 \text{ А} \quad (6,9)$$

де  $U_{\text{ф}}=220 \text{ В}$  – фазна напруга мережі;

$r_{\text{ч}}=2000 \text{ Ом}$  – опір тіла людини;

$r_0=4 \text{ Ом}$  – опір заземлюючого пристрою, використовуваного для заземлення електроустаткування повинне бути не більш 4 Ом.

При дотику людини до фазного проводу в аварійному режимі у мережі 0,4

кВ (рис.6.10,б) струм, що протікає через людину, складе:

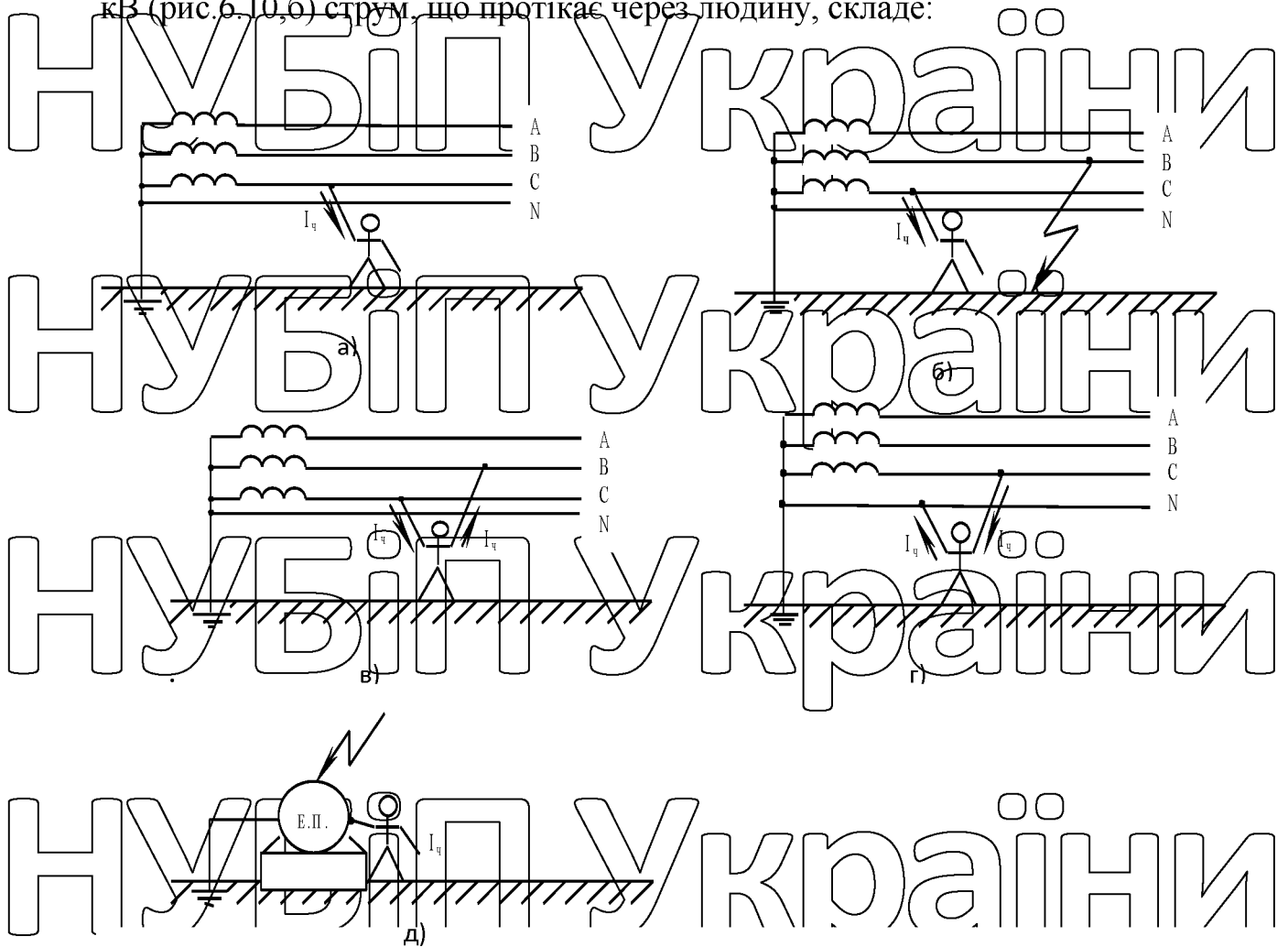


Рис.6.10. Схеми включення людини в електричне коло мережі напругою 0,4 кВ.

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{ф}} (r_0 \cdot \sqrt{3} + r_{\text{к.з.}})}{r_{\text{к}} \cdot r_0 + r_{\text{ч}} \cdot (r_0 + r_{\text{к.з.}})} = \frac{220(4 \cdot \sqrt{3} + 50)}{4 \cdot 50 + 2000 \cdot (4 + 50)} = 0,116 \text{ A}, \quad (6.10)$$

де  $r_{\text{к}} = 50 \text{ Ом}$  – опір короткого замикання.

При двофазному дотику людини до струмоведучих частин у мережі 0,4 кВ (рис.6.10,в) струм, що протікає через людину, складе:

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{л}}}{r_{\text{ч}}} = \frac{380}{1000} = 0,38 \text{ A}, \quad (6.11)$$

де  $U_{\text{л}} = 380 \text{ В}$  – лінійна напруга мережі;

$r_{\text{ч}} = 1000 \text{ Ом}$  – опір тіла людини.

При дотику людини до фазного і нульового проводу у мережі 0,4 кВ (рис. 6.10,г) струм, що протікає через людину, складе:

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{ф}}}{r_{\text{ч}}} = \frac{220}{1000} = 0,22 \text{ А} \quad (6.12)$$

де  $U_{\text{ф}}=220 \text{ В}$  – фазна напруга мережі;

$r_{\text{ч}}=1000 \text{ Ом}$  – опір тіла людини.

При дотику людини до устаткування 0,4 кВ, що опинилась під напругою (рис. 6.10,д) струм, що протікає через людину, складе:

$$I_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{з}} \cdot r_{\text{з}} \cdot \alpha}{r_{\text{ч}}} = \frac{4,07 \cdot 4 \cdot 1,0}{2000} = 0,008 \text{ А}, \quad (6.13)$$

де  $I_{\text{з}}$  – розрахунковий струм замикання на землю знаходимо по формулі:

$$I_{\text{з}} = \frac{U_{\text{ф}}}{r_{\text{з}} + r_{\text{к}}} = \frac{220}{4 + 50} = 4,07 \text{ А}, \quad (6.14)$$

$r_{\text{к}}=50 \text{ Ом}$  – опір короткого замикання;

$r_{\text{ч}}=2000 \text{ Ом}$  – опір ланцюга людини;

$r_{\text{з}}=4 \text{ Ом}$  – опір заземлення;

$\alpha=1,0$  – коефіцієнт напруги дотику, що залежить від форми заземлювача.

Аналізуючи отримані розрахункові струми, що проходять через людину, у різних розглянутих випадках перевищують припустимий струм, приведений у ДСТ 12138-88, і є небезпечними для життя людини. Тому необхідно прийняти захисні міри.

## ВИСНОВКИ

# НУБІП України

Проаналізовано режими роботи розподільчих мереж та негативний вплив на роботу цих мереж розподіленої генерації: на потік потужності, рівень струмового захисту, втрати в мережі, якість електроенергії, може поставити під

# НУБІП України

загрозу правильну роботу системи захисту від коротких замикань. виникають випадки неспрацьовування, помилкового спрацьовування струмового захисту, порушення координації між реле і пристроями повторного включення. Чим

більше відносна сумарна потужність розподіленої генерації в мережу, тим

# НУБІП України

складніше моделювання та аналіз поведінки коротких замикань в такій системі.

Для відключення близьких до місця встановлення захисту коротких замикань використовуються струмові відсічки. При застосуванні струмових

відсічок на лініях з двохстороннім живленням більше 50% довжини лінії

залишається незахищеною. Це пов'язано з відносно малою зміною струму

# НУБІП України

короткого замикання вздовж лінії, оскільки відносна величина повного опору лінії в загальному опорі схеми заміщення складає 12...25% (рис.2.4). В

поєднанні з максимальними струмовими направленими захистами струмові

відсічки доцільно використовувати для надійного відключення близьких

коротких замикань.

# НУБІП України

В тих випадках, коли максимальні струмові направлені захисти не забезпечують необхідної чутливості, на розглядуваних лініях також як і на

лініях з мережевим резервуванням, доцільно використовувати дистанційні

захисти з залежною витримкою часу. Підвищення чутливості захисту при

# НУБІП України

цьому обумовлено значним зниженням напруги на шинах ДРТ при зовнішніх коротких замиканнях через відносно великий реактивний опір генераторів

малої і середньої потужності.

Досліджені питання електротравматизму в електричних мережах з різними

# НУБІП України

режимами роботи нейтралі.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Постанова КМУ від 18 серпня 2017 р. № 605-р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.kmu.gov.ua/ua/npas/250250456>.

2. Іноземцев Г.Б. Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі: навч. посібник/ Г.Б.Іноземцев, В.В.Козирський, М.Т.Лут та ін. -К: ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2014. – 526 с.

3. Козирський В.В. Електротехнічні системи електропостачання: Навч. посібник/ В.В.Козирський, М.В.Гребченко, А.О.Омельчук.- К.: ЦП «Компринт», 2018. - 326 с.

4. Кириленко О. В. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах / О. В. Кириленко, В. В. Павловський, Л. М. Лук'яненко // Технічна електродинаміка. – 2011. – №1. – С. 46–53.

5. Козирський В. В. Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі сільських регіонів / В. В. Козирський, Ю. І. Тугай, В. М. Болдунов, О. В. Гай // Технічна електродинаміка. – 2011. – №5. – С. 63 – 67.

6. Андриевский Е.Н. Секционирование и резервирование сельских электросетей / Е.Н. Андриевский – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 112с.

7. Кузнецов В. Г. Оптимізація режимів сучасних систем електропостачання АПК/ В. Г. Кузнецов, Ю. І.Тугай, Д. А.Нікішин// Вісник ХНТУ ім.П.Василенка -2015. - №164.- с.44-45.

8. Правила улаштування електроустановок. – X: Форт, 2017. – 764 с. "

9. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография 4-е изд., перераб. и доп.. СПб.: ПЭИПК, -2003. - 350 с.

10. Simulation of criteria for selection of remote protection settings with remote starting in lines with distributed sources. Semen Voloshyn, Anatolii Omelchuk, Oleh



Tarasiuk, Liudmyla Titova and Yuriy Gumenyuk. Publication: IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Volume 1030, Issue 1, pp. 012179 (2021).  
Pub Date: January 2021. DOI: [10.1088/1757-899X/1030/1/012179](https://doi.org/10.1088/1757-899X/1030/1/012179) Bibcode

[2021MS&E.1030a2179V.](https://doi.org/10.1088/1757-899X/1030/1/012179)

11. Омельчук А.О. Вдосконалення захисту розподільних секціонованих ліній з джерелами розподіленої генерації (ДРГ) / А.О. Омельчук, С.М. Водошин, Л.В.Мартинюк, Ю.В.Кайденко, студенти / Енергетика і автоматика - 2020, №4. - с.67-77.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України