

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота

на правах рукопису

Вигівський Анатолій Володимирович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Обґрунтування та аналіз методів будови системи релейного захисту при підключенні до енергосистеми малопотужних розподільчих електричних станцій
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Вигівський А. В.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Ярош Ярослав Дмитрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

д.т.н., професор кафедри електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології
(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2023

АНОТАЦІЯ

Вигівський А. В. Обґрунтування та аналіз методів будови системи релейного захисту при підключенні до енергосистеми малопотужних розподільчих електричних. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2023.

Основною метою кваліфікаційної роботи є вдосконалення системи релейного захисту, який спрямований на забезпечення ефективності її функціонування за умов підключення до мережі малих розподілених електростанцій.

Предметом досліджень являється система релейного захисту електричних розподільчих мереж із електростанціями малої потужності.

Ключові слова: релейний захист, електростанція малої потужності, розподільча мережа.

ABSTRACT

Vygovsky A.V. Justification and analysis of methods of structure of the relay protection system when connecting to the power system of low -power distribution electric. Qualification work for a master's degree in specialty 141 - electricity, electrical engineering and electromechanics - Polissya National University, Zhytomyr, 2023.

The main purpose of qualification work is to improve the relay protection system, which is aimed at ensuring the efficiency of its operation under conditions of connection to the network of small distributed power plants.

The subject of research is the system of relay protection of electrical distribution networks with low -power power plants.

Keywords: relay protection, low power power plant, distribution network.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. ПОБУДУВАННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ З МАЛИМИ РОЗПОДІЛЕНИМИ ЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ І ШЛЯХИ ЇХ РІШЕННЯ	6
1.1 Характеристика електроенергетичних систем з малими розподіленими електричними станціями	6
1.2 Зміна режимів розподільчих мереж при впровадженні електростанцій малої потужності	9
1.3 Типи застосовуваних у розподільчих мережах пристроїв релейного захисту і вплив на них електростанцій малої потужності	11
1.4 Аналіз досвіду розв'язання задач релейного захисту при впровадженні малих розподілених електростанцій	15
Висновки по розділу 1	17
РОЗДІЛ 2. ОБГРУНТУВАННЯ ТА АНАЛІЗ МЕТОДІВ РІШЕННЯ ЗАВДАНЬ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПРИ ПІДКЛЮЧЕННІ ДО МЕРЕЖ ЕНЕРГОСИСТЕМ МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ	19
2.1 Аналіз методів рішення завдань релейного захисту при підключенні до мереж енергосистем малої потужності	22
2.2 Обґрунтування методів рішення завдань релейного захисту при підключенні до мереж енергосистем малої потужності	28
Висновки по розділу 2	31
РОЗДІЛ 3. АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ В УМОВАХ ПІДКЛЮЧЕННЯ ДО ЕНЕРГОСИСТЕМИ МАЛИХ РОЗПОДІЛЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ	34
3.1 Аналіз селективності і чутливості резервних ступенів струмових захистів	34
3.2 Аналіз чутливості і селективності дистанційних захистів	38
3.3 Порівняльний аналіз чутливості струмових і дистанційних захистів	44
Висновки по розділу 3	46
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	47
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	48

ВСТУП

Актуальність теми. В останні роки в енергосистемі України все активніше використовуються електростанції малої потужності, що підключаються на рівні розподільчих мереж поблизу місцевого навантаження – малі розподілені електричні станції (Distributed Generation Units). Електростанції малої потужності (ЕСМП) знаходять все ширше застосування у промислових системах електропостачання; представляється перспективним їх використання для підвищення ефективності енергопостачання комунально-побутових об'єктів (зокрема, в рамках виконання проектів з переведення існуючих котелень у когенераційний режим роботи); можливості малої енергетики починають активніше використовуватись для вирішення задачі енергопостачання районів, віддалених від мереж централізованої енергосистеми.

Позитивна тенденція до подальшого збільшення кількості малих розподілених електростанцій в енергосистемі країни підкріплено наявністю об'єктивних передумов, що сформувалися на етапі розвитку енергетики [1,2]: дефіцит генеруючих і мережевих потужностей, що зростає, на тлі високого зносу обладнання енергосистеми; обмеженість інвестицій, що виділяються на реконструкцію існуючих об'єктів енергетики та здійснення нового будівництва; необхідність забезпечення енергією районів, віддалених від розвиненої мережної інфраструктури; зниження ефективності функціонування енергосистеми.

Метою роботи є вдосконалення системи релейного захисту, який спрямований на забезпечення ефективності її функціонування за умов підключення до мережі малих розподілених електростанцій. Для досягнення зазначеної мети поставлено та вирішено такі **основні завдання**:

1. Аналіз проблеми побудови РЗ розподільчих електричних мереж із малими розподіленими електростанціями.
2. Оцінка ефективності функціонування існуючої РЗ електричної мережі, що належить до точки приєднання ЕСМП.

3. Розробка способів підвищення технічної досконалості РЗ електричної мережі, що належить до точки приєднання ЕСМП.

Предмет досліджень – система релейного захисту електричних розподільчих мереж із електростанціями малої потужності.

Методи досліджень. Для вирішення поставлених завдань застосовувалися методи системного аналізу, теоретичної електротехніки, теоретичних основ релейного захисту, математичного моделювання електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Гончаренко Ю. П., Іванисько В. Ю. АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ І КОНТРОЛЮ ВУЛИЧНОГО ОСВІТЛЕННЯ «Home and Industrial АВТОМАТ».

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2023» 30 листопада 2023 року. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 58-62.

Гончаренко Ю. П., Іванисько В. Ю. РОЗРАХУНОК МЕРЕЖІ ЗОВНІШНЬОГО ВУЛИЧНОГО ОСВІТЛЕННЯ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ – 2023». 7 червня 2022 р. Житомир: Поліський національний університет, 2022.- С 48-52.

Іванисько В. Ю. АНАЛІЗ ФУНКЦІЙ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ЗОВНІШНІМ ОСВІТЛЕННЯМ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2023» 30 листопада 2023 року. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 72-73.

РОЗДІЛ 1
ПОБУДУВАННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ З МАЛИМИ
РОЗПОДІЛЕНИМИ ЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ І ШЛЯХИ ЇХ
РІШЕННЯ

1.1 Характеристика електроенергетичних систем з малими розподіленими електричними станціями

Малі розподілені електричні станції представляють собою електростанції потужністю одиниці-десятки мегават, підключені на рівні розподільчою мережі 6...110 кВ (у ряді випадків – 220 кВ) в безпосередньою близькості від споживачів електричної енергії.

Узагальнена структура енергосистеми, містить поряд з великими централізованими малі розподілені електростанції, наведено на рисунку 1.1. Системоутворюючі (330 кВ і вище) і живильні мережі (220, 330 кВ) мережі об'єднують на паралельну роботу енергосистеми (потужні електростанції), забезпечуючи їх функціонування як єдиного об'єкта; виконують функції передачі електроенергії до центрів живлення розподільчих мереж [2, 3]. З обліком виконуваних функцій такі мережі, зазвичай, мають замкнуту конфігурацію. Розподільні мережі (6 – 110 (220) кВ) створювалися для передачі електроенергії від центрів живлення споживачам; ці мережі, як правило, - розімкнені з одностороннім живленням (радіальні або магістральні) або працюють в розімкнутому режимі [2]. Процес часткової децентралізації генеруючих потужностей енергосистеми пов'язаний із підключенням до розподільчої мережі як окремих енергетичних систем малої потужності (ЕСМП), і цілих областей з ЕСМП різного типу – так званих мікроенергосистем (локальних енергосистем, мікромереж – Micro Grid). ЕСМП (локальні енергосистеми) можуть підключатися до розподільної мережі 10 (6) кВ безпосередньо або через роздільні трансформатори; або до шин нижчої напруги трансформаторів центрів живлення або розподільчої

мережі. У цих умовах електроенергетична система (ЕЕС) набуває нові характерні особливості:

- змінюється традиційний механізм «виробництво – передача – розподіл – споживання» електроенергії: вироблення енергії починає здійснюватися, в том числі і децентралізовано, в безпосередній близькості від кінцевих споживачів;

- змінюються характеристики електричних режимів ЕЕС. Насамперед всього, це проявляється на рівні розподільчої мережі: змінюються напрямки передачі потоків потужності в лініях електропередачі та знижувальних трансформаторах; мережеві елементи починають працювати в умовах багатостороннього живлення; змінюються рівні і розподіл струмів короткого замикання; з'являється можливість виникнення режимів коливань і асинхронних режимів;

- значимість розподільчих мереж суттєво змінюється: подібно централізованій енергосистемі вони починають виконувати нехарактерні для них раніше функції генерування енергії і управління розподілом потоків потужності;

- збільшується різноманітність застосовуваних технологій генерування (газотурбінні газопоршневі установки, вітро-, геліоенергетика та і т.д.).

- Щодо ЕСМП (групи ЕСМП – еквівалентної ЕСМП) прилеглу електричну мережу доцільно умовно розділити на зовнішню («вищу») і внутрішню («нижчу») (рисунок 1.2).

- Розвиток малих розподілених електростанцій в енергосистемі України має особливості [5,6]. Найбільшого поширення набувають газотурбінні, газопоршневі та дизельні електростанції [5,7]. Процес розвитку в здебільшого здійснюється за рахунок створення власних джерел енергії великими промисловими переробними споживачами, в зокрема, підприємствами сільського господарства .

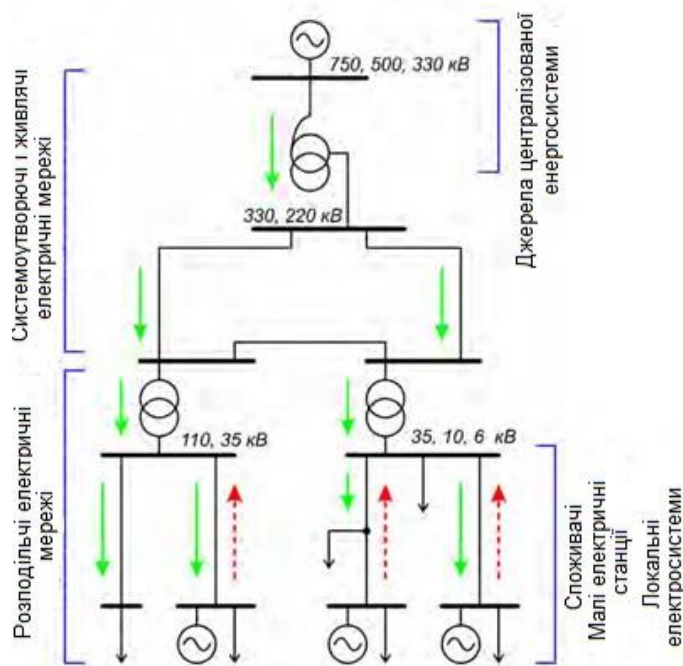


Рисунок 1.1 – Узагальнена структура електроенергетичної системи з малими розподіленими електростанціями: зелені стрілки відображають напрямки передачі потоків енергії до підключення ЕСМП; червоні – при появі ЕСМП в розподільчій мережі

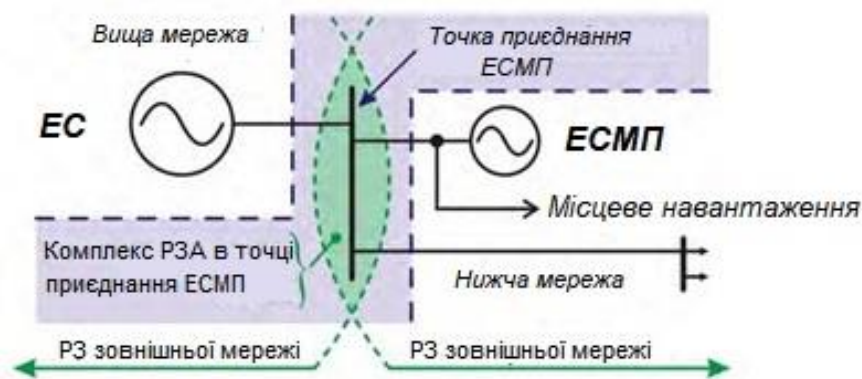


Рисунок 1.2 – Умовний поділ електричної мережі, що належить до точки приєднання ЕСМП: ЕС - еквівалентне джерело зовнішньої мережі

Агрегати ЕСМП мають характеристики, що відрізняють їх від джерел великих електростанцій, що мають вплив на їх поведінку в статичних і динамічних режимах [5, 8]:

- газотурбінні установки з вільною силовою турбіною (двох-, тривальні), а також установки на базі двигунів внутрішнього згоряння

(дизельних і газопоршневих) характеризуються малими значеннями механічних постійних інерцій – починаючи від 1...2 с (Тобто. в 2...4 рази менше, чим у паротурбінних агрегатів тієї ж потужності);

- установки з двигунами внутрішнього згорання мають обмеження в частини допустимих накидів потужності;

- для газотурбінних установок з вільною силовою турбіною характерно значне підвищення частоти при великих (близьких до 100%) скиданнях потужності (пов'язане з великою масою та моментом інерції компресора, що знаходиться на окремому від силової турбіни валу), що приводить до їх відключення технологічними захистами;

- сучасні генеруючі установки не завжди задовольняють вимогам діючих в даний час [8] і діяли раніше стандартів, в відповідно до яких синхронні машини повинні витримувати короткі замикання на висновків; це збільшує ризик їх механічних ушкоджень при зовнішніх коротких замикання і в режимах несинхронних включень.

1.2 Зміна режимів розподільчих мереж при впровадженні електростанцій малої потужності

Нові особливості, придбані ЕЕС при впровадженні малих розподілених електростанцій, що зумовлюють зміну її режимних властивостей; найбільшою мірою це проявляється на рівні розподільчої мережі.

Зміна характеристик ustalених режимів. Напрями потоків потужності в мережі змінюються: стає можливою передача енергії від вузлів споживачів (з власними електростанціями) в мережу енергосистеми. Внаслідок, як правило, нерівномірного завантаження ЕСМП напрямки і значення потоків потужності стають непостійними.

Зміна характеристик перехідних процесів:

1. Змінюються значення та розподіл струмів КЗ: у нижчестоящій мережі рівні струмів короткого замикання зростають; при цьому складова струму ушкодження зі сторони вищестоящої мережі внаслідок підключення

«проміжного» джерела, навпаки – зменшується. При коротких замиканнях на мережевих елементах вищої мережі стає можливе багатостороннє живлення місця пошкодження. У зв'язку з електричною близькістю генераторів ЕСМП до мережних елементів діючі значення струмів КЗ можуть значно змінюватися за час аварійного режиму. При близьких до шин малих електростанцій коротких замикань періодична складова струму короткого замикання від генераторів малої потужності достатньо швидко знижується (наближаючись до свого значення, що встановилося через 0,1 ... 0,5 с.) [9, 10]. Зміна складника струму КЗ від ЕСМП визначається, зокрема, типом системи збудження. Генератори, оснащені системою самозбудження, при близьких КЗ не забезпечують підтримання значення струму КЗ приблизно постійному рівні; складова струму КЗ від таких генераторів може знижуватися до рівня номінальних значень і нижче за час менший 0,5 с. [9].

2. З'являється ризик виникнення режимів несинхронних включень при дії мережевих пристроїв автоматичного повторного включення (АПВ) і автоматичного включення резерву (АВР) [11]. Подібні режими також можуть виникати при відключенні на суміжних лініях КЗ, пов'язаних з розривом/значним ослабленням на час замикання електричного зв'язку між паралельно працюючими джерелами. Режими несинхронних включень наводять до появи великих струмів і впливу на генератори ЕСМП значних електромагнітних моментів і підвищених електродинамічних зусиль, репрезентують загрозу механічній міцності генератора [11].

3. На рівні розподільчої мережі стає можливим виникнення синхронних коливань та асинхронних режимів. Зважаючи на невеликі значення постійних інерції агрегатів ЕСМП, можливо чекати порушення її синхронної динамічної стійкості при порівняно невеликій тривалості режиму короткого замикання.

4. Стає можливим, а в ряді випадків – небезпечним – аварійне відділення ЕСМП від енергосистеми (у закордонній літературі такий режим отримав назва « *Loss of Mains* » або « *Islanding* » [12]), виникає при відключенні ліній електропередачі або інших мережевих елементів, що

пов'язують ЕСМП з джерелами зовнішньої енергосистеми. Режим в фрагменті, що відокремився буде визначатися співвідношенням потужності навантаження в ньому і потужності, що генерується електростанціями. У багатьох випадках ЕСМП «покривають» лише невелику частину місцевого навантаження і внаслідок дефіциту потужності, що утворився після відділення та характеризуватиметься значним зниженням частоти та/або напруги. При приблизній рівності потужності, що генерується, і потужності навантаження суттєвих відхилень режимних параметрів у відокремленому фрагменті не станеться. Тим не менше, при відсутності необхідних рішень по забезпеченню автономної роботи відокремленого фрагменту режим втрати зв'язку з зовнішньої мережею може супроводжуватися наступними негативними проявами:

- несинхронними включеннями при дії пристроїв АПВ зі сторони зовнішньої енергосистеми;
- підживленням короткого замикання, відключеного з боку зовнішньої енергосистеми, струмом ЕСМП, що обумовлює неможливість оперативного відновлення електричної зв'язку із централізованою енергосистемою;
- суттєвим зниженням чутливості релейний захисту до ушкоджень в фрагменті що відокремилися від зовнішньої мережі внаслідок зниження величин струмів короткого замикання;
- зниженням якості живильної напруги; порушенням нормальною роботи електроприймачів при відхиленнях параметрів електричного режиму від допустимих значень; ризиком відключення ЕСМП, не призначених для роботи в автономному режимі, технологічної автоматикою генераторів або їх чутливим релейний захистом.

1.3 Типи застосовуваних у розподільчих мережах пристроїв релейного захисту і вплив на них електростанцій малої потужності

Класифікація розподільчих електричних мереж. Розподільні електричні мережі, на функціонування РЗ яких можуть впливати ЕСМП, по призначенню, класам напруги, особливостям конфігурації, режимам

роботи ліній і типів застосовуваних на приєднання пристроїв релейного захисту можна розділити на три групи:

1. розподільчі електричні мережі промислового і міського електропостачання генераторної напруги 6...10 кВ;
2. розподільчі електричні мережі регіональних мережевих компаній напругою 35 кВ;
3. міжрегіональні розподільчі електричні мережі напругою 110...220 кВ

Типи пристроїв релейний захисту, які застосовуються в розподільчих мережах 6 ... 10 кВ. Розподільні електричні мережі напругою 6...10 кВ, як правило, мають радіальну структуру з одностороннім живленням мережевих елементів або працюють в розімкнутому режимі. На лініях електропередачі (ЛЕП) повинні передбачатись захист від міжфазних КЗ (виконані зазвичай у двофазному дворелейному виконанні) та захисту від однофазних замикань на землю (ОЗЗ) з дією "на сигнал" [13]. Від міжфазних КЗ, як правило, встановлюється максимальна струмова захист (МТЗ). на кабельних лініях, підключених до шин центру живлення, додатково до МТЗ може також передбачатися струмова відсікання (СО) для забезпечення термічною стійкість кабелів.

Розподільні мережі 6...10 кВ у більшості випадків працюють із ізольованою або компенсованою (у здебільшого, в розгалужених кабельних мережах) нейтраллю. У якості захисту від ОЗЗ, як правило, використовуються захисти, що реагують на основну гармонійну складову струму нульової послідовності; останнім часом деяке застосування починають знаходити захисти, контролюючи вищі гармонійні складові.

Генератори ЕСМП підключаються до мережі 6...10 кВ безпосередньо (гальванічно пов'язані з мережевими елементами) або через роздільні трансформатори. Розподільна мережа 6...10 кВ по відношенню до ЕСМП, як правило, є нижчестоячою мережею; однак в деяких випадках за допомогою ЛЕП 6...10 кВ може здійснюватися зв'язок генераторів ЕСМП із джерелами вищої мережі. Підключення генераторів може призвести до необхідності

зміни параметрів спрацьовування СО на ЛЕП нижчестоящої мережі; в деяких випадках – через збільшення струму КЗ - до необхідності установки СО на кабельних лініях (якщо до підключення генераторів їх застосування не було передбачено). Зменшення складової струму КЗ із боку еквівалентного джерела зовнішньої мережі (ЕС) пов'язане зі зниженням ефективності захисту далекого резервування, встановлених із боку центрів живлення (на вищих ЛЕП); крім того, у зв'язку з появою двостороннього живлення буде потрібна зміна параметрів спрацьовування цих захистів та/або спрямованості їх дії. Збільшення ємнісних струмів при підключенні до мережі генераторів ЕСМП незначне, і, як правило, не приведе до необхідності зміни режимів заземлення нейтралі та типів застосовуваних на ЛЕП захистів від ОЗЗ.

У зв'язку з підключенням ЕСМП вимагають розгляду питання забезпечення швидкодії захистів, необхідного по умовам збереження динамічної стійкості генераторів ЕСМП.

Типи пристроїв релейного захисту, які застосовуються у розподільчих мережах 35 кВ. Розподільні мережі напругою 35 кВ, як правило, мають радіальну або кільцеву з одним джерелом живлення конфігурацію. Як захист від міжфазних КЗ на ЛЕП передбачаються ступінчасті струмові захисту (трьох або двоступінчасті), в деяких випадках – дистанційні захисту. На ЛЕП із двостороннім живленням або в кільцевій мережі захисту за необхідності виконуються спрямованими. Як правило, розподільні мережі 35 кВ працюють із ізольованою нейтраллю. Захист від ОЗЗ виконується аналогічно розглянутому вище випадку.

Генератори ЕСМП пов'язані з мережею 35 кВ через понижувальні трансформатори. Мережа 35 кВ по відношенню до ЕСМП умовно представляє собою вищу мережа. Вплив генератора проявляється у вигляді зниження чутливості захисту мережі в режимі далекого резервування (при КЗ у мережі нижче), проте меншою мірою, ніж у мережах 6...10 кВ (при безпосередньому підключенні генераторів до мережі).

У зв'язку з тим, що через мережу 35 кВ може здійснюватися зв'язок ЕСМП

із джерелами зовнішньої мережі і між собою стає можливим виникнення синхронних коливань і асинхронних режимів у мережі, потрібен розгляд питань забезпечення необхідного швидкодії захистів.

Типи пристроїв релейний захисту, застосовувані у розподільчих мережах 110 (220) кВ. Розподільні мережі напругою 110 (220) кВ можуть мати як радіальну конфігурацію (з одностороннім або двостороннім живленням), так і кільцеву або складну замкнену, яка спирається на кілька центрів живлення, конфігурацію. На лініях з одностороннім живленням як захист від міжфазних КЗ використовуються ступінчасті захисти: струмові або (частіше) дистанційні. На ЛЕП, що мають двостороннє живлення, як правило, встановлюються спрямовані дистанційні захисти (у більшості випадків – триступінчасті); як додатковий захист використовується СО. При цьому питання про вибір основного захисту ЛЕП, які відходять від електростанцій енергосистеми, вирішується з обліком умов стійкості, передбачається блокування спрацьовування захистів при гойданнях.

Мережі 110 (220) кВ працюють з ефективно заземленою нейтраллю. Від однофазних коротких замикань встановлюється ступінчастий струмовий захист нульової послідовності (при необхідності - спрямований).

Генератори ЕСМП пов'язані з мережею 110 (220 кВ) через понижувальні трансформатори 110/6 (10) кВ і, як для випадку мережі 35 кВ, впливають переважно на резервні ступеня струмових та дистанційних захистів. При цьому слід очікувати, що вплив ЕСМП, підключених на стороні 6...10 кВ, виявлятиметься незначним (особливо для мережі 220 кВ). Підключення ЕСМП може призводити до посилення вимог до швидкодії захисту мережі, зумовлених умовами стійкості, а також пов'язане із збільшенням частоти ковання при асинхронних режимах. При асинхронних режимах ЕСМП щодо еквівалентного джерела мережі 110 кВ центр електричних коливань, як правило, розташований на внутрішньому опорі генератора ЕСМП чи знижувальному трансформаторі, тобто. процеси при асинхронних режимах і коливаннях ЕСМП здебільшого не надають вплив на функціонування

швидкодіючих захистів зовнішньої мережі (перше сходів дистанційної і струмовий захистів).

1.4 Аналіз досвіду розв'язання задач релейного захисту при впровадженні малих розподілених електростанцій

Відомий досвід радянського часу по впровадженню блок-станцій і міні-ТЕЦ. Опрацьовані та випробувані практично рішення щодо побудови захисту генераторів малої потужності [14], встановлена доцільність створення на таких об'єктах ділильних захистів (розподільчої автоматики); запропоновано склад та основи методики розрахунку параметрів спрацювання ділильних захистів [14]. Розглядалися також питання виконання мережевих АПВ та АВР, наголошено на необхідності узгодження часу їх спрацювання з пристроями розподільчого захисту станції; показано доцільність використання мережної автоматики з контролем зустрічної напруги [14].

Розроблені на той час рішення орієнтовані використання окремих станцій с паротурбінними агрегатами (практично не застосовуваними в нових проектах), питання організації захисту прилеглої мережі при цьому практично не розглядалися.

Практичний досвід створення і експлуатації релейного захисту в системах електропостачання з сучасними ЕСМП отримано на великих промислових підприємствах, об'єктах нафтогазової галузі [14,12]. Визначено базовий склад функцій захисту для одноагрегатних і багатоагрегатних електростанцій в відповідно з вимогами ПУЕ і керівних вказівок по релейному захисту [13]. Розглянуто деякі особливості виконання захистів:

- необхідність швидкого відключення близьких до шин ЕСМП коротких замикань з метою запобігання порушень стійкості генераторів станції. Для цього в [8] запропоновано застосування в прилеглої мережі швидкодіючих захистів: неселективних струмових відсічень, диференціальних захистів, максимальних струмових захистів з каналами зв'язку логічних захистів ліній (ЛЗЛ);

– неможливість застосування (у явному вигляді) логічною захисту шин (ЛЗШ) [8], набула широкого поширення в розподільчих мережах. Запропоновано використання диференціальної захисту шин (ДЗШ) - повний або неповний (з блокуванням від захистів відходять приєднань).

Запропоновані рекомендації, метою яких було забезпечення умов для збереження роботи ЕСМП на місцеве навантаження, що охоплюють обмежене коло питань; вплив ЕСМП на захист зовнішньої мережі розглядається недостатньо. У зв'язку з цим на основі даних рекомендацій не може бути вироблений комплексний підхід до розвитку системи РЗ в умовах збільшення масштабів впровадження ЕСМП.

Слід відзначити, що в даний час при впровадженні генеруючих установок обладнання генераторів набором захистів часто розглядається як достатня міра по забезпечення надійності їх роботи у складі мережі. При цьому склад та параметри спрацьовування захистів визначаються заводом-виробником, тобто без погодження із захистами елементів прилеглої мережі [15]. Такий підхід призводить до надмірних відключень генеруючих установок при більшості зовнішніх пошкоджень, що нормально відключає дією захисту відповідних елементів, а також в умовах незначних (не репрезентують небезпеки для обладнання) відхилень режимних параметрів від номінальних значень [15]; або – навпаки – внаслідок неврахування параметрів зовнішньої мережі може призвести до відмови захисту.

Розвиваються державними науковими школами напрямки вдосконалення релейного захисту розподільчих мереж орієнтовані переважно на розширення можливостей розпізнавання складних аварійних ситуацій, Рішення завдань далекого резервування і, як правило, припускають удосконалення простих струмових захистів [8,16]; значне увага приділяється питанням розвитку захистів від однофазних замикань на землю [16]. При цьому практично не враховується тенденція до децентралізації генеруючих потужностей, що вимагає розширення і ускладнення кола розв'язуваних задач.

За кордоном процес розвитку малої розподіленої енергетики, особливо

останнім десятиліття, виявлявся масштабніше. Було вироблено низку базових вимог до релейної захисту при підключенні до мережі ЕСМП [17]. Від самого початку релейний захист була орієнтований на швидке відключення генераторів ЕСМП від мережі при зовнішніх обуреннях та аваріях, однак збільшення частки ЕСМП у складі генеруючих потужностей енергосистеми привело до необхідності коригування такого підходу. Відомий [17] ряд аварій, зафіксованих у зарубіжних країнах з високим рівнем розвитку малої розподіленої енергетики, що мають схожі сценарії розвитку: відключення значної частки ЕСМП при аварійних збурення або перехідних процесах провокувало (або посилювало) загальносистемний дефіцит потужності, що, в свою черга, наводило до значного зниження частоти в енергорайоні. В даний час набуває поширення практика завдання вимог до часу паралельної роботи станції з мережею при відхиленнях режимних параметрів (*Fault Ride Through Characteristic*) [17, 18]. Поряд із цим зарубіжними фахівцями підкреслюється, що захист розподільчих мереж з малими електростанціями в даний час переважно будується за принципом формального перенесення і спрощення рішень, вже отримали поширення в живлячих і системоутворюючих мережах, що наводить до ряду потенційних і фактичних проблем [17]; наголошується на необхідності вдосконалення релейного захисту та ведеться активна робота в цій сфері [19]. У то ж час використовувані і розвиваються за кордоном рішення спрямовані переважно використання станцій з урахуванням ВДЕ, враховують специфіку енергосистеми певної країни і з цих причин мають обмежене застосування умовах енергосистеми України – історично централізованою і що володіє особливостями в частині використовуваних видів первинних енергоресурсів, структури і територіальної протяжності електричних мереж.

Висновки по першому розділу

1. Дано характеристику об'єкта захисту; показано, що властивості електроенергетичної системи при впровадженні в її ЕСМП будуть обумовлені: збільшенням різноманітності застосовуваних технологій

генерування (в Україні – з більше широким використанням газотурбінних, газопоршневих та дизельних електростанцій); розширенням функціональності розподільних мереж; ускладненням режимів роботи розподільних мереж: появою умов багатостороннього живлення мережевих елементів, можливості виникнення коливань і асинхронних режимів, несинхронних включень, режимів аварійного відділення від енергосистеми фрагментів мережі з малими електростанціями.

2. На основі аналізу існуючого вітчизняного і зарубіжного досвіду виявлено відсутність комплексного підходу до побудови РЗ розподільчих мереж при підключенні до них ЕСМП, встановлена недостатня вивченість впливу ЕСМП на ефективність функціонування РЗ прилеглої розподільчою мережі.

РОЗДІЛ 2

ОБГРУНТУВАННЯ ТА АНАЛІЗ МЕТОДІВ РІШЕННЯ ЗАВДАНЬ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПРИ ПІДКЛЮЧЕННІ ДО МЕРЕЖ ЕНЕРГОСИСТЕМ МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ

Відомий досвід радянського часу по впровадженню блок-станцій і міні-ТЕЦ. Опрацьовані та випробувані практично рішення щодо побудови захисту генераторів малої потужності [8], встановлена доцільність створення на таких об'єктах ділильних захистів (розподільчої автоматики); запропоновано склад та основи методики розрахунку параметрів спрацювання ділильних захистів [14]. Розглядалися також питання виконання мережевих АПВ та АВР, наголошено на необхідність узгодження часу їх спрацювання з пристроями розподільчого захисту станції; показано доцільність використання мережної автоматики з контролем зустрічної напруги [14].

Розроблені на той час рішення орієнтовані на використання окремих станцій с паротурбінними агрегатами (практично не застосовуваними в нових проектах), питання організації захисту прилеглої мережі при цьому практично не торкаються.

Практичний досвід створення і експлуатації релейного захисту в системах електропостачання з сучасними ЕСМП отримано на великих промислових підприємствах, об'єктах нафтогазової галузі [8, 16, 18]. Визначено базовий склад функцій захисту для одноагрегатних і багатоагрегатних електростанцій в відповідно з вимогами ПУЕ і керівних вказівок по релейному захисту [13]. Розглянуто деякі особливості виконання захистів:

– необхідність швидкого відключення близьких до шин ЕСМП коротких замикань з метою запобігання порушень стійкості генераторів станції. Для цього в [8] запропоновано застосування в прилеглий мережі швидкодіючих захистів: неселективних струмових відсічень, диференціальних захистів, максимальних струмових захистів з каналами

зв'язку логічних захистів ліній (ЛЗЛ);

– неможливість застосування (у явному вигляді) логічного захисту шин (ЛЗШ) [8], набула широкого поширення в розподільчих мережах. Запропоновано використання диференціального захисту шин (ДЗШ) - повний або неповний (з блокуванням від захистів відходять приєднань).

Запропоновані рекомендації, метою яких було забезпечення умов для збереження роботи ЕСМП на місцеве навантаження, що охоплюють обмежене коло питань; вплив ЕСМП на захист зовнішньої мережі розглядається недостатньо. У зв'язку з цим на основі даних рекомендацій не може бути вироблений комплексний підхід до розвитку системи РЗ в умовах збільшення масштабів впровадження ЕСМП.

Слід відзначити, що в даний час при впровадженні генеруючих установок обладнання генераторів, набір захистів часто розглядається як достатня міра по забезпечення надійності їх роботи у складі мережі. При цьому склад та параметри спрацьовування захистів визначаються заводом-виробником, тобто без погодження із захистами елементів прилеглої мережі [15]. Такий підхід призводить до надмірних відключень генеруючих установок при більшості зовнішніх пошкоджень, що нормально відключаються дією захисту відповідних елементів, а також в умовах незначних (не репрезентують небезпеки для обладнання) відхилень режимних параметрів від номінальних значень [15]; або – навпаки – внаслідок неврахування параметрів зовнішньої мережі може призвести до відмови захисту.

Розвиваються вітчизняними науковими школами напрямки вдосконалення релейного захисту розподільчих мереж орієнтовані переважно на розширення можливостей розпізнавання складних аварійних ситуацій, Рішення завдань далекого резервування і, як правило, припускають удосконалення простих струмових захистів [16]; значне увага приділяється питанням розвитку захистів від однофазних замикань на землю [15]. При цьому практично не враховується тенденція до

децентралізації генеруючих потужностей, що вимагає розширення і ускладнення кола розв'язуваних задач.

За кордоном процес розвитку малої розподіленої енергетики, особливо останнім десятиліттям, виявлявся масштабнішим. Було вироблено низку базових вимог до релейної захисту при підключенні до мережі ЕСМП [17]. Від самого початку релейний захист була орієнтована на швидке відключення генераторів ЕСМП від мережі при зовнішніх обуреннях аваріях, однак збільшення частки ЕСМП у складі генеруючих потужностей енергосистеми привело до необхідності коригування такого підходу. Відомий [17] ряд аварій, зафіксованих у зарубіжних країнах з високим рівнем розвитку малої розподіленої енергетики, що мають схожі сценарії розвитку: відключення значної частки ЕСМП при аварійних обуреннях або перехідних процесах провокувало (або посилювало) загальносистемний дефіцит потужності, що, в свою чергу, наводило до значного зниження частоти в енергорайоні. В даний час набуває поширення практика завдання вимог до часу паралельної роботи станції з мережею при відхиленні режимних параметрів (*Fault Ride Through Characteristic*) [17]. Поряд із цим зарубіжними фахівцями підкреслюється, що захист розподільчих мереж з малими електростанціями в даний час переважно будується за принципом формального перенесення і спрощення рішень, які вже отримали поширення в живлячих і системоутворюючих мережах, що наводить до ряду потенційних і фактичних проблем [17, 19]; наголошується на необхідності вдосконалення релейного захисту та ведеться активна робота в цій сфері [19]. У той же час використовувані і розвиваючі за кордоном рішення спрямовані переважно на використання станцій з урахуванням ВДЕ, враховують специфіку енергосистеми певної країни і з цих причин мають обмежене застосування умовах енергосистеми України – історично централізованою і що володіє особливостями в частині використовуваних видів первинних енергоресурсів, структури і територіальної протяжності електричних мереж.

2.1 Аналіз методів рішення завдань релейного захисту при підключенні до мереж енергосистем малої потужності

Аналіз методів рішення завдань та положен, які розвиваються в рамках кваліфікаційної роботи, спрямовані на розробку комплексного теоретично обґрунтованого рішення завдання вдосконалення РЗ розподільчих електричних мереж в умовах підключення до них ЕСМП. Це припускає розгляд двох груп завдань:

1. Забезпечення необхідної ефективності функціонування РЗ електричних мереж, прилеглих до точки приєднання ЕСМП;
2. Побудова релейного захисту і автоматики, встановлюваної в вузлі приєднання ЕСМП до електромережі.

З урахуванням особливостей розвитку малої енергетики в роботі розглядаються газотурбінні установки (ГТУ), газопоршневі електростанції (ДПЕС) та дизельні електростанції (ДЕС) на базі синхронних генераторів потужністю до 30 МВт, що підключаються до мережі «безпосередньо». Слід помітити, що ряд розроблених положень буде справедливим і для електростанцій середньої потужності на базі парогазових і газотурбінних установок, працюючих переважно на рівні мереж 110 ... 220 кВ (мають ряд загальних властивостей з малими розподіленими електростанціями), а також для електростанцій на базі ВДЕ.

У роботі не розглядаються локальні енергосистеми і розгалужені розподільчі мережі промислових підприємств, схеми розподільчих мереж з відгалуженими підстанціями. Завдання вирішуються для найпоширенішої радіальної конфігурації розподільчої мережі.

Аналіз існуючого вітчизняного і закордонного досвіду розв'язання задач релейного захисту при підключенні до мережі ЕСМП дозволяє визначити наступні основні особливості проведення досліджень:

- вирішення завдань РЗ має спиратися на особливості та перспективи розвитку малої енергетики в ЕЕС країни, враховуючи (але не копіюючи) зарубіжний досвід;

– шляхи рішення, пов'язані з формальним перенесенням на розподільчі мережі і спрощенням рішень, застосовуваних в мережах більше високого класу напруги, видаються неперспективними (розподільчі мережі мають свої характерні особливості електричних режимів).

З урахуванням викладеного при виконанні досліджень на мою думку необхідно застосовувати системний підхід, суть якого в контексті поставленою завдання пояснює рисунок 2.1. Початкову інформаційну базу складають результати дослідження і систематизації якісних і граничних кількісних характеристик електричних режимів, визначальних умов функціонування релейного захисту. На основі цього виконується аналіз ефективності функціонування існуючої РЗ у прилеглий мережі, уточнюються обмеження і область застосування традиційно використовуваних типів захистів в нових умовах.

Далі на основі сформованих вимог повинна здійснюватися розробка рішень по забезпечення ефективності функціонування РЗ в двох основних напрямках:

- підвищення технічного досконалості РЗ прилеглої мережі (у першу черга з використанням традиційно застосовуваних у розподільчій мережі захистів із відносною селективністю);
 - створення комплексу РЗА в вузлі приєднання ЕСМП до мережі, визначення і координація складу та розміщення базових функцій захисту у вузлі приєднання ЕСМП та прилеглої мережі; вдосконалення принципів ділильної автоматики.
- Для рішення поставлених завдань доцільно розглядати конфігурацію електричної системи в вигляді однієї або кількох ЕСМП, працюючих в паралель з еквівалентним джерелом зовнішньої мережі (Рисунок 2.2). Така конфігурація відповідає найбільш поширеним схемам розподільчих мереж (розімкнуті, від самого початку з одностороннім живленням) і відображає основні закономірності зміни умов функціонування релейного захисту при підключення ЕСМП.



Рисунок 2.1 – Запропонований системний підхід до проведення аналізу

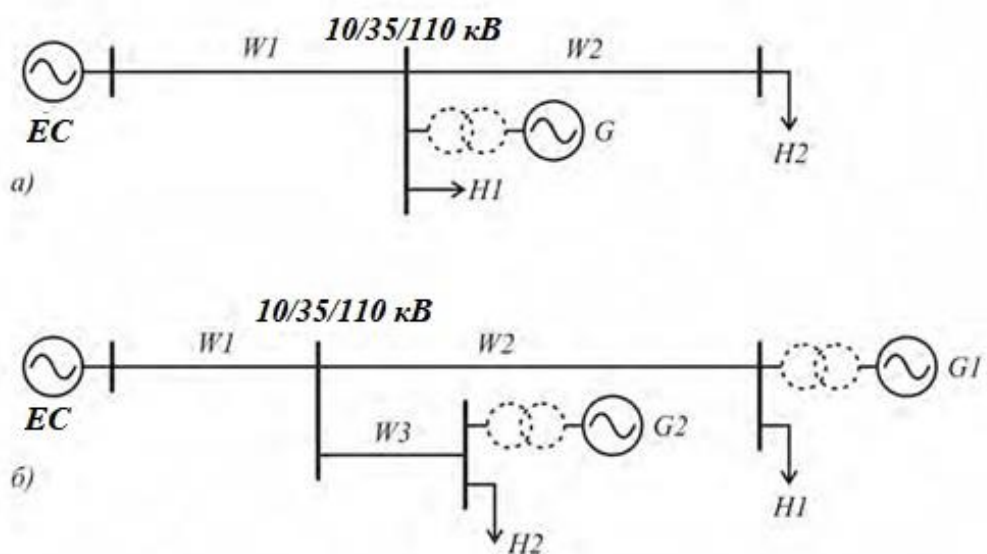


Рисунок 2.2 – Узагальнені конфігурації електричних

мереж з ЕСМП: G, G 1, G 2 - генератори малих електростанцій; H1, H2 – узагальнені комплексні навантаження; W1, W2, W3 - лінії електропередач

Опір всіх елементів схем, представлених на рисунку 2.2, приведено до одного (вищій) класу напруги; опір трансформатора, до шин нижчої напруги якого підключається ЕСМП, увімкнений в опір еквівалентного джерела електростанції. Щодо до конкретного завдання дослідження враховується наявність трансформаторів, схеми і групи з'єднання їх обмоток. У процесі досліджень здійснюється варіювання основних параметрів моделей: потужностей еквівалентного джерела енергосистеми та ЕСММП опори зв'язку «ЕСМП – енергосистема», склад та параметри навантажень. Значення потужності навантаження приймається близьким до максимального даного класу напруги; довжина ліній – найбільшою при заданих значеннях переданої потужності (короткі кабельні лінії не розглядаються). Враховуються режими коротких замикань через перехідні опори. Значення перехідних опорів можуть бути приблизно оцінені по одній з наступних формул [20]:

$$R_p = 1500 \cdot L_d / I_d, \quad (2.1)$$

$$R_p = 2500 \cdot L_d / I_d, \quad (2.2)$$

$$R_p = 28700 \cdot L_d / I_d^{1.4}. \quad (2.3)$$

де L_d - довжина дуги, м (при міжфазних КЗ; якщо не враховувати можливе подовження дуги, приблизно відповідає відстані між фазами ЛЕП); I_d - струм дуги, А.

Розглянуті схеми розподільчих мереж зручно охарактеризувати коефіцієнтом, що відображає співвідношення опорів (потужностей) ЕСМП (Z_G) і еквівалентного джерела зовнішньої мережі (Z_{EC}), розрахованих (еквівалентованих) щодо виводів обмотки вищої напруги трансформатора,

$k = \frac{Z_G}{Z_{EC}}$. Найбільший практичний інтерес представляє розгляд двох

характерних граничних ситуацій:

– електростанція, працююча в мережі з потужним джерелом ЕС ($k \geq 25$). Ситуація характерна для електростанцій, пов'язаних із джерелами енергосистеми лініями 110 кВ при величинах струмів короткого замикання в мережі 15...20 кА;

– електростанція, працююча в мережі зі «слабким» джерелом ЕС ($k=0,5-1$); характерний приклад: електростанція потужністю 20 МВт, яка пов'язана із мережею 35 кВ; рівень струмів короткого замикання в мережі – 2...3 кА.

Основні базові параметри елементів наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Основні параметри узагальнених моделей

Параметр	Значення параметра		
Клас напруги мережі, кВ	10	35	110
Довжина лінії електропередачі, км	5	15	25
Струм трифазного короткого замикання на шинах еквівалентного джерела енергосистеми, кА	2-20		
Максимальна потужність ЕСМП, МВт	6	20	30
Максимальна потужність навантаження, МВА	10	30	10 0
Частка двигунів в складі місцевого навантаження, %	0-75		
Розрахункове значення перехідного опору в місці КЗ, Ом	1	3,5	5
Мінімальне співвідношення опорів джерела ЕСМП та еквівалентного джерела зовнішньої мережі, в.о.	0,5	0,7	1,7

При дослідженні динамічних режимів враховуються також наступні значущі особливості електричних мереж: мала величина постійних інерції агрегатів ЕСМП, характерні значення електричних постійних часу та опорів обмоток статора та ротора генераторів ЕСМП, характеристики первинних двигунів і систем збудження ЕСМП, склад і параметри навантаження

розподільчою мережі.

Базові параметри генератора ЕСМП і еквівалентного двигуна навантаження наведено в таблицях 2.2 і 2.3.

Таблиця 2.2 - Базові параметри генератора ЕСМП (при переведенні у відносні одиниці за базисні прийняті номінальна напруга і потужність генератора)

Параметр	Значення
Номінальна напруга $U_{\text{ном}}$, кВ	10,5
Коефіцієнт потужності $\cos\phi$, о.	0,8
Активний опір обмотки статора R_a , в.о.	0,005
Синхронний реактивний опір по поздовжній осі x_d , в.о.	2,4
Синхронний реактивний опір по поперечній осі x_q , в.о.	1,9
Перехідний реактивний опір по поздовжній осі $x'd$, в.о.	0,24
Надперехідний реактивний опір по поздовжній осі x''_d , в.о.	0,16
Надперехідний реактивний опір по поперечній осі x''_q , в.о.	0,18
Реактивний опір зворотньої послідовності x_2 , в.о.	0,2
Перехідна постійна часу по поздовжній осі при розімкнутій обмотці статора T'_{do} , с	2,7
Перехідна постійна часу по поперечній осі при розімкнутій обмотці статора T'_{qo} , с	0,8
Надперехідна постійна часу по поздовжній осі при розімкнутій обмотці статора T''_{do} , с	0,035
Надперехідна постійна часу по поперечній осі при розімкнутій обмотці статора T''_{qo} , с	0,07
Постійна часу аперіодичної складової струму статора (притрифазний короткому замиканні на виводи машини) T_a , с	0,075
Механічна постійна інерції агрегату «генератор-первинний двигун» T_J , с	3

Таблиця 2.3 – Параметри узагальненого електродвигуна навантаження (при перекладі відносні одиниці за базисні прийнято номінальну напругу та потужність електродвигуна; значення моментів віднесено до значенням номінального моменту)

Параметр	Значення
Номінальна напруга $U_{\text{ном}}$, кВ	10,5
Номінальний коефіцієнт потужності $\cos\phi_{\text{ном}}$, в.о.	0,8

Максимальний момент M_{\max} , в.о.	1,7
Пусковий момент $M_{\text{п}}$, в.о.	0,75
Пусковий струм $I_{\text{п}}$, в.о.	4,1
Статичний момент опору наведеного механізму $M_{\text{ст}}$, в.о.	0,5
Коефіцієнт завантаження K_3 , в.о.	0,7
Механічна постійна інерції τ , с	0,8

2.2 Обґрунтування методів рішення завдань релейного захисту при підключенні до мереж енергосистем малої потужності

При обґрунтуванні методів рішення завдань використовувалися аналітичні методи, методи цифрового програмного і програмно-апаратного моделювання.

Аналітичні методи. Засновані на положеннях системного аналізу, теоретичної електротехніки, теоретичних основ релейного захисту. Для отримання необхідних аналітичних виразів використовується статична Модель (статичний опис) енергосистеми.

Статичні моделі описуються системою в загальному випадку нелінійних алгебраїчних $F(X)=0$ (тут X – вектор змінних стану), розв'язуваних ітераційними методами (метод Зейделя, метод Ньютона і його модифікації) [21]. Для ряду завдань, у яких допустимо не враховувати нелінійний характер параметрів елементів, можуть бути використані топологічні методи розрахунку лінійних електричних ланцюгів (Найбільше поширення серед яких отримав метод вузлових напруг) і пов'язаний з ними математичний апарат лінійної алгебри. Ще одне спрощення, яке зазвичай приймається при формуванні статичних моделей, полягає у припущенні про симетрію фаз мережі. Це спрощення дозволяє відмовитися від трифазного представлення моделей та пов'язаної з цим необхідності обліку взаємного впливу ланцюгів фаз. Розрахунки ґрунтуються на більш простій однофазній еквівалентній моделі. Несиметричні режими, такі як обриви фаз, одно- та двофазні короткі замикання, розраховуються з використанням методу симетричних складових.

Матричне рівняння, описує симетричний режим лінійної статичної моделі

[21]:

$$[\underline{U}] = [\underline{J}][\underline{Z}], \quad (2.4)$$

де $[\underline{Z}]$ - матриця вузлових опорів; $[\underline{U}]$ - вектор напруг в вузлах мережі; $[\underline{J}]$ - вектор вузлових струмів.

Для несиметричних режимів рівняння (2.4) може бути представлено в вигляді сукупності рівнянь для схем прямої, зворотної і нульової послідовностей:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_1 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_2 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{J}_1 \\ \underline{J}_2 \\ \underline{J}_0 \end{bmatrix}, \quad (2.5)$$

де $[\underline{Z}_1]$, $[\underline{Z}_2]$, $[\underline{Z}_0]$ - матриці - блоки опору прямої, зворотної і нульової послідовностей відповідно; $[\underline{U}_1]$, $[\underline{U}_2]$, $[\underline{U}_0]$ - вектори-блоки напруг прямої, зворотної і нульової послідовностей відповідно; $[\underline{J}_1]$, $[\underline{J}_2]$, $[\underline{J}_0]$ - вектори-блоки вузлових струмів прямої, зворотної і нульової послідовностей відповідно.

Методи математичного моделювання. При проведенні обґрунтування методів можна застосовувати спеціалізовані програмні і програмно-апаратні комплекси: PSCAD і RTDS. Програмний комплекс PSCAD (компанія-розробник – Manitoba HVDC Research Centre, Канада) використовується для дослідження електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів; програмно-апаратний комплекс RTDS – для випробувань фізичних зразків (прототипів) пристроїв, реалізують запропоновані рішення.

Математичне забезпечення моделюючих комплексів, що використовуються, засноване на т.зв. ЕМТР- алгоритмах (*EMTP – ElectroMagnetic Transients Program*), описаних в роботах професора Г. Доммеля (*Herman W. – Dommel*) [21]. Перехід від диференціальних рівнянь, які описують статичні елементи електричної мережі з зосередженими параметрами, різницеvim рівнянням здійснюється з

використанням методу трапецій. При цьому індуктивні і ємнісні елементи можуть бути представлені включеними паралельно постійним опором та джерелом струму (рисунок 2.5, а, б). Значення струму джерела розраховується на кожному етапі інтегрування. Опис резистивних елементів залишається незмінним (малюнок 2.5, в).

Рішення рівнянь статичних елементів засновано на застосуванні моделі електричної мережі в формі системи рівнянь вузлових напруги. Так, струми гілок найпростішого електричного ланцюга (рисунок 2.6) з використанням наведених схем заміщення пасивних елементів можуть бути обчислені наступним чином:

$$\begin{cases} i_{12}(t) = \frac{u_1(t) - u_2(t)}{R}; \\ i_{13}(t) = \frac{\Delta t}{2L}(u_1(t) - u_3(t)) + i_{13}(t - \Delta t); \\ i_{14}(t) = \frac{2C}{\Delta t}(u_1(t) - u_4(t)) + i_{14}(t - \Delta t). \end{cases} \quad (2.6)$$

Використовуючи перший закон Кірхгофа, вирази (2.6) для електричного ланцюга, представленою на рисунку 2.6, можуть бути наведено до виду:

$$\left(\frac{1}{R} + \frac{\Delta t}{2L} + \frac{2C}{\Delta t}\right)u_1(t) - \frac{1}{R}u_2(t) - \frac{\Delta t}{2L}u_3(t) - \frac{2C}{\Delta t}u_4(t) = i_1(t) - i_{13}(t - \Delta t) + i_{13}(t - \Delta t).$$

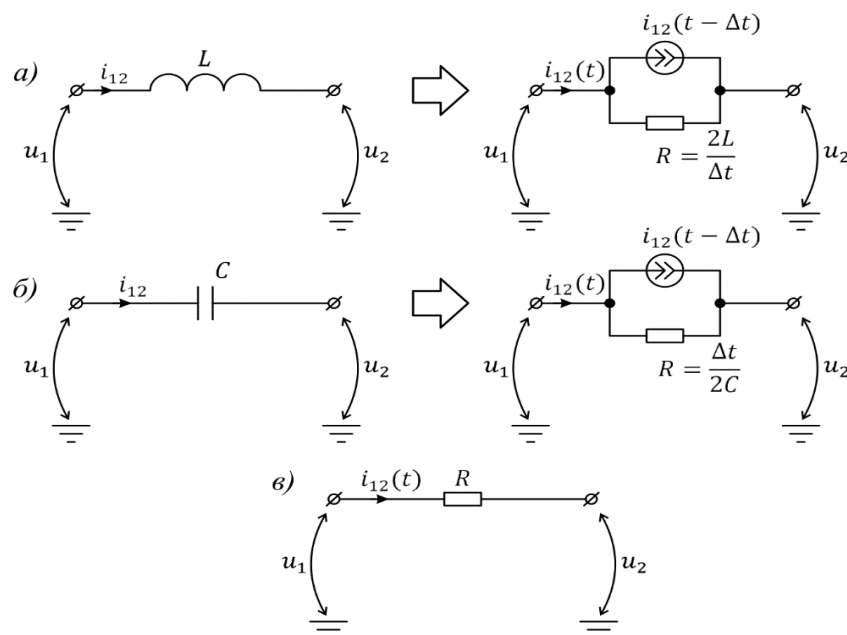


Рисунок 2.5 - Схеми заміщення простих пасивних елементів

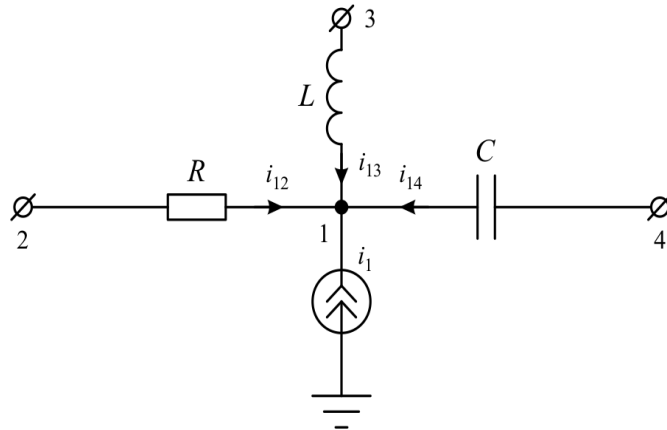


Рисунок 2.6 - Найпростіший електричний ланцюг

Таким чином, система рівнянь, описуюча статичні елементи електричної мережі, може бути представлена матричним рівнянням:

$$[G(\Delta t)] \cdot [U(t)] = [J(t)] - [J(t - \Delta t)], \quad (2.7)$$

де $[G(\Delta t)]$ - матриця вузлових провідностей; (Δt) - крок інтегрування; $[J(t)]$ - вектор струмів джерел струму в момент часу t ; $[J(t - \Delta t)]$ - вектор струмів джерел струму в момент часу $(t - \Delta t)$.

Матриця вузлових провідностей у рівнянні (2.7) є функцією кроку інтегрування Δt ; крок моделювання приймається постійним і зазвичай задається в інтервалі від 20 до 80 мкс [22].

Програмно-апаратний комплекс RTDS дозволяє виконувати динамічний моделювання в режимі жорсткого реального часу. Апаратна частина комплексу заснована на багатопроцесорної (багатомашинної) обчислювальної системі; за основу взята симетрична мультипроцесорна архітектура побудови системи (Symmetric Multi - Processing - SMP) [22]. RTDS дозволяє задіяти в процесі дослідження не тільки

«віртуальні» елементи, а й реальні фізичні пристрої (наприклад, засоби релейної захисту та протиаварійної автоматики). Обмін інформацією із

підключеними до комплексу пристроями здійснюється з використанням аналогових і дискретних входів/виходів, цифрових інтерфейсів (МЕК 61850 8.1 - GOOSE , ПЕК 618509.2 –SV, С 37.118, DNP ,

PROFIBUS , Modbus , CAN , OPC). Реакція зовнішніх пристроїв може бути враховано у роботі моделюється системи. Завдяки цим особливостям стає можливим здійснювати всебічні випробування пристроїв релейний захисту і протиаварійної автоматики в умовах, максимально електрично близьких до тим, які мають місце в реальних енергосистеми.

Приклади узагальнених моделей в форматах графічних редакторів PSCAD і RSCAD / Draft (RTDS) наведено на рис. 2.7.

Висновки по другому розділу

1. На основі аналізу існуючого вітчизняного і зарубіжного досвіду виявлено відсутність комплексного підходу до побудови РЗ розподільчих мереж при підключенні до них ЕСМП, встановлена недостатня вивченість впливу ЕСМП на ефективність функціонування РЗ прилеглої розподільчою мережі.

2. Обґрунтовано висновок, що комплексний розгляд проблеми побудови РЗ розподільної мережі при підключенні до неї ЕСМП потребує вирішення двох основних груп завдань: забезпечення необхідного технічного досконалості РЗ електричних мереж, прилеглих до точки приєднання ЕСМП, та створення РЗА у вузлі приєднання ЕСМП до мережі.

3. Приведений приклад реалізації на базі спеціалізованих програмних та програмно- апаратних комплексів моделі електроенергетичних систем з ЕСМП.

ПРИКЛАД УЗАГАЛЬНЕНИХ МОДЕЛЕЙ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ З МАЛИМИ РОЗПОДІЛЕНИМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ В ФОРМАТАХ ГРАФІЧНИХ РЕДАКТОРІВ МОДЕЛЮЮЧИХ КОМПЛЕКСІВ PSCAD ТА RTDS

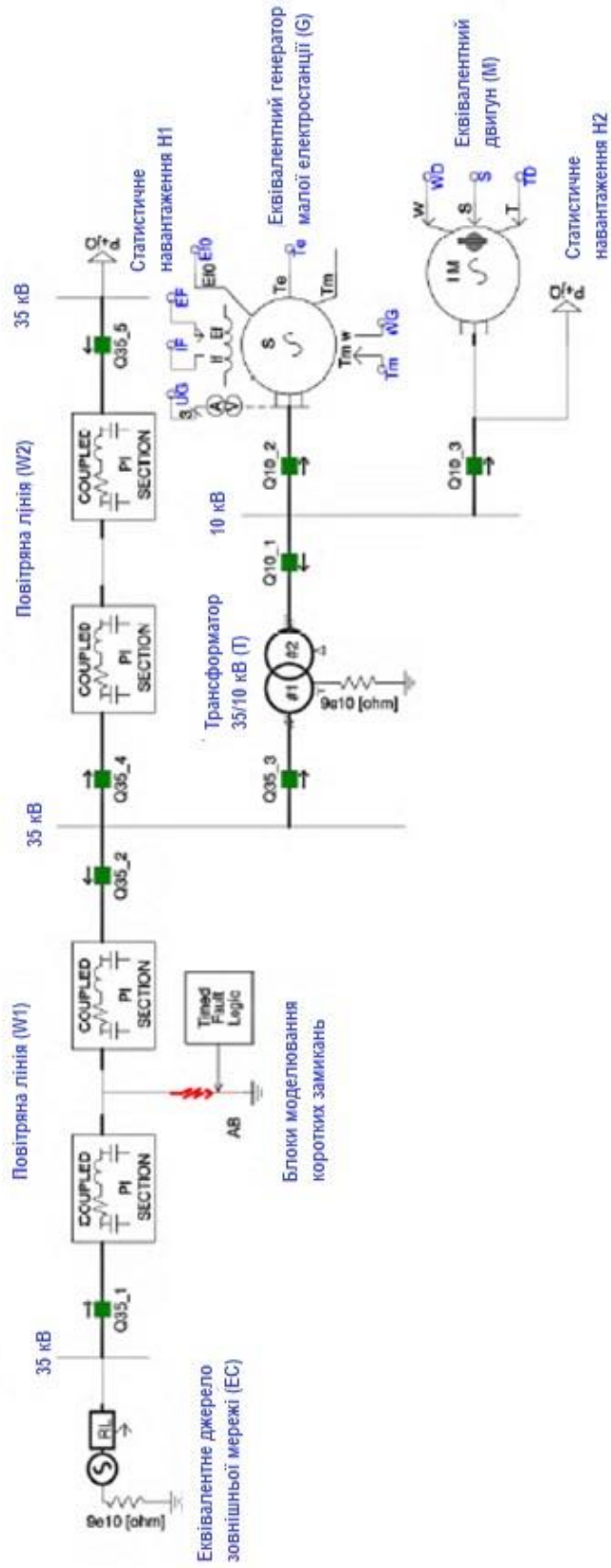


Рисунок 2.7- Узагальнена модель розподіленої мережі з однією малою електростанцією

РОЗДІЛ 3

АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ РЕЛІЙНОГО ЗАХИСТУ В УМОВАХ ПІДКЛЮЧЕННЯ ДО ЕНЕРГОСИСТЕМИ МАЛИХ РОЗПОДІЛЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

3.1 Аналіз селективності і чутливості резервних ступенів струмових захистів

Як зазначалося у першому розділі, підключення ЕСМП не призводить до порушення умов селективності дії МТЗ нижчестоящої електричної мережі. Тим паче, якщо МТЗ мають залежну від струму витримку часу, внаслідок зміни значень струмів КЗ можливий перегляд параметрів їх спрацьовування. У частині струмових захистів вищої мережі для забезпечення селективності, як правило, потрібен перегляд параметрів їх спрацьовування, а в деяких випадках - введення спрямованості дії.

Розрахункові умови для вибору параметрів спрацьовування МТЗ, особливості застосування МТЗ з залежними частотковими характеристиками, а також функціонування спрямованих максимальних струмових захистів в розподільчих мережах з ЕСМП будуть розглянуті в наступному пункті.

Чутливість МТЗ оцінюється коефіцієнтом чутливості. Для режиму резервної дії коефіцієнт чутливості визначається як ставлення мінімального струму пошкодження в кінці об'єкта, що резервується, до струму спрацьовування захисту і повинен складати не менше 1,2. Зниження коефіцієнта чутливості МТЗ вищої мережі при підключенні ЕСМП визначається зниженням струму КЗ джерела зовнішньої мережі (якщо струм спрацьовування захисту при цьому не змінювався).

Однофазна схема заміщення електричної мережі з двостороннім живленням (див. рисунок 1.4, а) для режимів коротких замикань в кінці лінії W2 наведено на рис. 3.1.

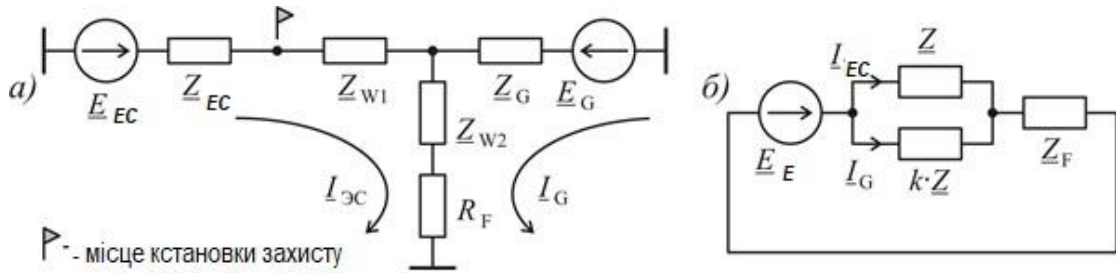


Рисунок 3.1 – Схеми заміщення: а) однофазна електрична мережа з двостороннім харчуванням, б) еквівалентна

Наведена схема заміщення може бути описана наступною системою рівнянь, складеної щодо струмів у гілках генератора та еквівалентного джерела зовнішньої мережі:

$$\begin{cases} \underline{E}_{EC} = \underline{I}_{EC}(\underline{Z}_{EC} + \underline{Z}_{W1}) + (\underline{I}_{EC} + \underline{I}_C)\underline{Z}_F \\ \underline{E}_G = \underline{I}_G\underline{Z}_G + (\underline{I}_{EC} + \underline{I}_C)\underline{Z}_F \end{cases} \quad (3.1)$$

$$\text{де } \underline{Z}_F = \underline{Z}_{W1} + R_F$$

На основі аналізу системи (3.1) може бути отримано аналітичний вираз для виміру струмового захисту, встановленого з боку ЕС:

$$\underline{I}_{EC} = E \frac{\underline{Z}_F(1 - k_e e^{j\delta}) + k\underline{Z}}{k\underline{Z}^2 + \underline{Z}\underline{Z}_F + k\underline{Z}\underline{Z}_F}, \quad (3.2)$$

де $E = E_{EC}$; $k_e = \frac{E_G}{E_{EC}}$; $\underline{Z} = \underline{Z}_{EC} + \underline{Z}_{W1}$; δ - кут між векторами е.р.с. еквівалентних джерел ЕСМП і зовнішньої мережі.

Струм в місці установки захисту при відсутності ЕСМП ($\underline{Z}_G = \infty$):

$$\underline{I}'_{EC} = \frac{E}{\underline{Z} + \underline{Z}_F}.$$

Зниження чутливості МТЗ, встановленої зі сторони джерела ЕС, в режимі резервної дії визначається ставленням модулів струмів \underline{I}'_{EC} та \underline{I}_{EC} :

$$K_I = \frac{\text{mod}(\underline{I}'_{EC})}{\text{mod}(\underline{I}_{EC})} = \text{mod} \left(\frac{k\underline{Z}^2 + \underline{Z}\underline{Z}_F + k\underline{Z}\underline{Z}_F}{(\underline{Z} + \underline{Z}_F)(\underline{Z}(1 - k_e e^{j\delta}) + k\underline{Z})} \right). \quad (3.3)$$

Якщо прийняти $E_E = E_G = E_{EC}$ схему, представлену на рисунку 3.1,а, можливо звести до еквівалентної схеми заміщення (рисунок 3.1,б), найбільш наочно відбиваючою розподіл струмів короткого замикання в розподільчій мережі з ЕСМП. У відповідності з наведеною схемою можуть бути отримані спрощені вирази для струму в місці установки захисту і коефіцієнта K_I :

$$\underline{I}_{EC} = \frac{\underline{E}_E k \underline{Z}}{k \underline{Z}^2 + \underline{Z} \underline{Z}_F + k \underline{Z} \underline{Z}_F}, \quad (3.4)$$

$$K_I = \text{mod} \left(1 + \frac{\underline{Z}_F}{\underline{Z} + \underline{Z}_F} \cdot \frac{1}{k} \right). \quad (3.5)$$

Доданок $\frac{\underline{Z}_F}{\underline{Z} + \underline{Z}_F} \cdot \frac{1}{k}$ в (3.5) відображає зменшення складової струму короткого замикання зі сторони енергосистеми, викликаного підключенням ЕСМП в проміжному вузлі; множник $\frac{1}{k}$ прямо пропорційний співвідношенню потужностей короткого замикання генераторів ЕСМП і ЕС. Спрощений вираз (3.5), не враховує залежність струморозподілу в схемі від співвідношення е.р.с. генератора ЕСМП і ЕС, і це може бути використано для практичної оцінки зниження чутливості МТЗ.

Відповідно до (3.5) вплив ЕСМП визначається потужністю короткого замикання еквівалентного джерела ЕС, конфігурацією розподільчої мережі і потужністю генератора самої ЕСМП. Аналіз виконаний для мереж 10, 35 і 110 кВ. Кількісні параметри мереж прийняті в відповідно з даними, наведеними в таблиці 2.1. Аналізувалися режими металевих КЗ і КЗ через перехідні опори. На рисунку 2.2 наведено залежності значень коефіцієнта K_I від потужності електростанції що підключається, які побудовані при мінімальній потужності джерела зовнішньої мережі та довжинах ліній, відповідних максимальним значенням (суцільні лінії). Для порівняння пунктирними лініями (див. рисунок 3.2) показані ті ж залежності, але побудовані при максимальній потужності джерела зовнішньої мережі і малих довжинах ліній (для мереж 10, 35 і 110 кВ - 1, 3 і 10 км відповідно).

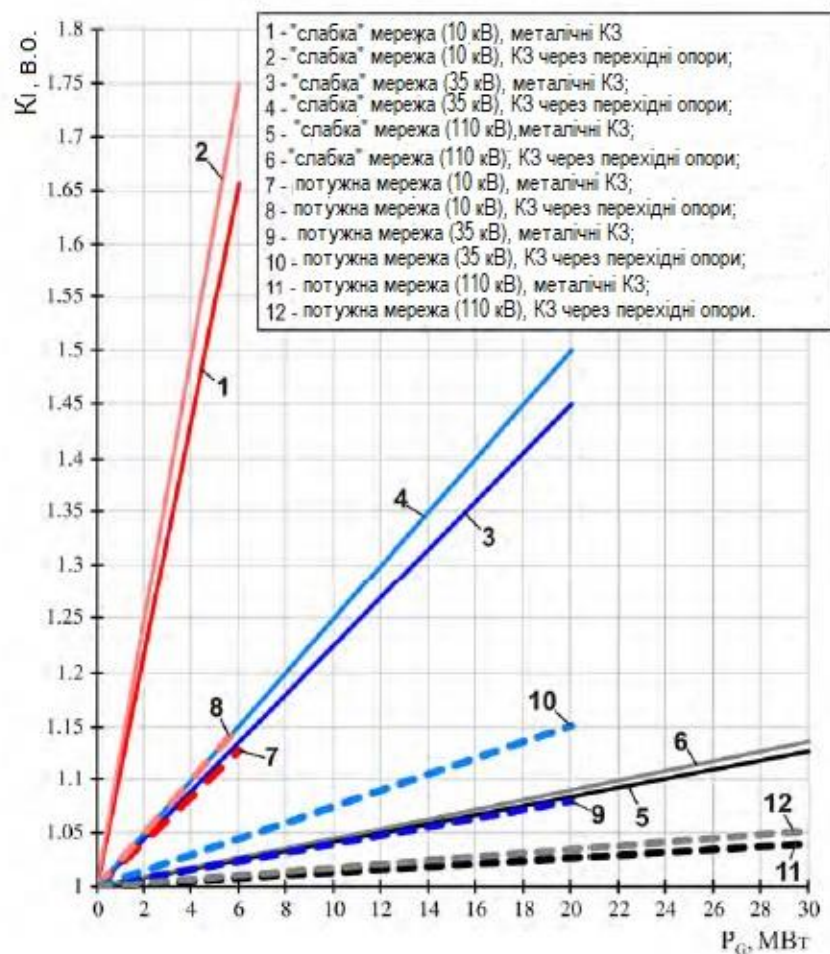


Рисунок 3.2 – Вплив потужності електростанції, що підключається, на зменшення складника струму короткого замикання зі сторони зовнішньої мережі: P_G - активна потужність генератора підключеною ЕСМП

У мережах 10, 35 кВ зі «слабким» джерелом (у яких максимальна потужність одиничної електростанції може бути більше потужності джерел зовнішньої мережі: $k=0,5-1$) може мати місце зменшення складника струму uszkodження від зовнішньої мережі в 1,5-1,7 рази. У «слабких» мережах 110 кВ при прийнятій довжині лінії електропередачі 25 км складова аварійного струму від енергосистеми може зменшуватися до 1,15 разів.

У умовах сильною зв'язку з енергосистемою (мережа з потужним джерелом) вплив підключеної в проміжному вузлі малої електростанції проявляється в значно меншій ступені. Так, підключені на нижчому рівні

напруги (6...10 кВ) електростанції практично не здійснюють вплив на розподіл струмів короткого замикання в мережі 110 кВ: при потужності підключеною електростанції, близькою до максимальної, складова аварійного струму від енергосистеми зменшується не більше ніж на 5%; для мережі 10 кВ складова струму від зовнішньої мережі при металевих КЗ зменшується максимум в 1,15 рази.

3.2 Аналіз чутливості і селективності дистанційних захистів

Аналіз чутливості резервних щаблів дистанційних захистів. Відповідно зі схемою заміщення, наведеною на рисунку 3.1,а, опір на затисках дистанційного захисту, встановленою зі сторони ЕС:

$$\underline{Z}_{EC P} = \frac{\underline{E}_{EC} - \underline{I}_{EC} \underline{Z}_{EC}}{\underline{I}_{EC}} . \quad (3.6)$$

Після підстановки (3.2) в (3.6)

$$\underline{Z}_{EC P} = \underline{Z}_{W1} + \frac{\underline{Z}_F k_e e^{j\delta} (\underline{Z} - \underline{Z}_{W1}) + k \underline{Z} \underline{Z}_F}{\underline{Z}_F (1 - k_e e^{j\delta}) + k \underline{Z}} . \quad (3.7)$$

На основі виразу (3.7) виконано кількісний аналіз зміни зон «охоплення» дистанційного виміру стосовно характерних параметрів розподільчої мережі ЕСМГ. Далі наведено результати розрахунків для двох граничних ситуацій:

- електростанція, працююча в мережі з потужним джерелом
($U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$, $L_W = 10 \text{ км}$, $P_G = 30 \text{ МВт}$, $k = 25$);
- електростанція, працююча в мережі зі «слабким» джерелом
($U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$, $L_W = 15 \text{ км}$, $P_G = 20 \text{ МВт}$, $k = 1$).

На рисунках 3.3, 3.4 показано області значень вимірюваного захистом реактивного опору при КЗ на лінії W2 (варіювалися параметри попереднього пошкодження режиму і віддаленість місця короткого замикання).

Підключені до мережі електростанції не здійснюють значного впливу

на замір дистанційної захисту, встановленою зі сторони потужної енергосистеми (кордон зони дії захисту при металевих коротких замиканнях зміщується, як правило, не більше чим на 5-10%). Підключення потужною електростанцій до «слабкої» мережі може привести до значного зменшення охоплення відповідної зони захисту (при КЗ наприкінці лінії опір, що замірюється захистом, збільшується в порівнянні з фактичним більш ніж у 2 рази), наслідком чого буде зниження ефективності захисту в режимі резервного дії (чутливість дистанційного захисту до коротких замикань через великий перехідний опір може опинитися недостатнім, захист може відпрацювати з більшою витримкою часу, відповідної зони з більшим охопленням).

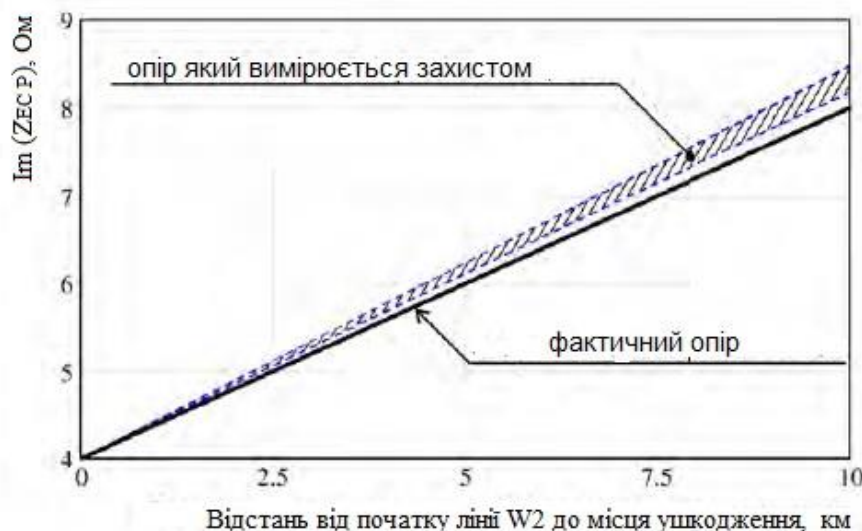


Рисунок 3.3 – Зміна вимірювання опору дистанційного захисту при підключенні малої електростанції до потужної мережі

Аналіз умов селективності дії дистанційних захистів в мережі з двостороннім живленням. Забезпечення селективності дії захистів в загальному випадку досягається контролем або обмеженням зон їх дії, а також введенням, при необхідності, витримок часу спрацьовування [108, 109]. З метою аналізу можливості селективного відключення КЗ без витримки часу представляє інтерес проведення дослідження стосовно до першого щабеля (розрахункова зона дії - 80-85% довжини лінії).



Рисунок 3.4 – Зміна вимірювання опору дистанційного захисту при підключенні малої електростанції до «слабкої» мережі

При дистанційній захисту КЗ через перехідний опір на шинах протилежного кінця лінії W1 (див. рисунок 1.4,а) зміна «видимого» захистом опору визначається коефіцієнтом струморозподілу \underline{k}_T :

$$\underline{Z}_{ECP} = \underline{Z}_{W1} + R_F \underline{k}_T . \quad (3.8)$$

Коефіцієнт струморозподілу в (2.8) (для розглянутого випадку: $\underline{Z}_{W2}=0$, $\underline{Z}_F = R_F$):

$$\underline{k}_T = \frac{k_e e^{j\delta} \underline{Z} + k \underline{Z}}{R_F (1 - k_e e^{j\delta}) + k \underline{Z}} . \quad (3.9)$$

При рівності е.р.с. генератора ЕСМП і ЕС ($k_e = 1$, $\delta = 0$) коефіцієнт струморозподілу представляє собою дійсне число і залежить від співвідношення опорів джерела зовнішньої мережі та ЕСМП, еквівалентних щодо точки приєднання ЕСМП:

$$k_T = \frac{1+k}{k} . \quad (3.10)$$

У відповідно з (3.10) може бути дана оцінка максимальних значень

коефіцієнта струморозподілу; для мереж зі «слабким» джерелом (значення k відповідно з таблицею 1.1):

- мережа 10 кВ: $k_T = 3$;
- мережа 35 кВ: $k_T = 2,4$;
- мережа 110 кВ: $k_T = 1,6$.

Слід зазначити, що значення коефіцієнта струморозподілу в мережах 110 кВ і вище потужними електростанціями може бути значно більшим (за модулем). Проте, аргумент комплексного коефіцієнта струморозподілу, котрий залежить також від абсолютного значення потужності системи «за спиною» захисту та параметрів доаварійного режиму, більші значення може приймати, навпаки, в мережі зі «слабким» джерелом. При напрямку передачі потужності в доаварійному режимі – до шин ЕСМП, в режимі КЗ має місце поворот вектора опору в комплексній площині на негативний кут, що може привести до зайвої дії першого щабеля захисту.

У якості прикладу на рисунку 3.5 наведено значення вимірюваного захистом опору для мережі 35 кВ зі «слабким» джерелом ($U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$, $L_w = 15 \text{ км}$, $P_G = 20 \text{ МВт}$, $k = 1$ – див. вище). Тут показана полігональна характеристика спрацювання першої щабелі дистанційної захисту. При максимальному значенні потужності, переданої до шин ЕСМП, аргумент k_T складає 20 градусів; при цьому вимірюваний захистом опір починає потрапляти в зону спрацювання першої щабелі при перехідному опорі в місці пошкодження понад 0,9 Ом.

Відбудова захисту від режимів зовнішніх КЗ може забезпечуватися обмеженням ширини характеристики спрацювання або нахилом її верхньої межі вниз. Однак при цьому зменшується зона дії 1-ї щабелі (у особливості в режимах передачі потужності в напрямі від шин ЕСМП у бік ЕС), у ряді випадків – значно. Це обмежує можливості швидкодіючого відключення КЗ на розрахункових 80-85% довжини лінії.

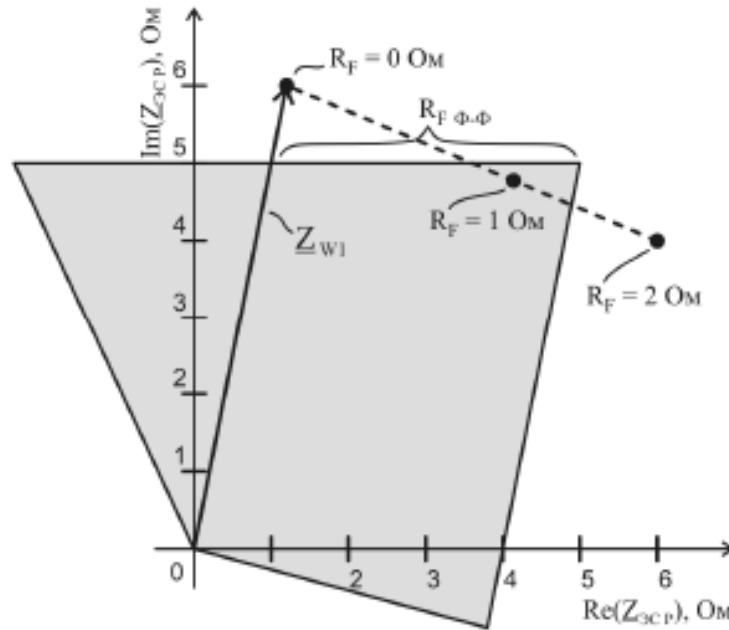


Рисунок 3.5 – Вимірювання дистанційного захисту на комплексній площині при КЗ через перехідні опори в кінці лінії W1: $R_{F \text{ Ф-Ф}} = 4 \text{ Ом}$ - уставка активного опору в місці КЗ

Отримані результати ілюструють, що в мережі зі «слабкими» джерелами суттєвим фактором, спотворюючим фактичну область спрацьовування дистанційної захисту, є вплив параметрів доаварійного режиму.

Аналіз умов селективності дії захисту у мережі з багатостороннім живленням. Перерозподіл струмів КЗ в мережах з багатостороннім живленням (див. рисунок 1.4,б) визначається декількома основними факторами: співвідношенням потужностей генераторів, параметрами попереднього пошкодження режиму, конфігурацією мережі та розташуванням точки короткого замикання. Схема заміщення розглянутої мережі наведено рисунку 3.6; слід відзначити, що необхідність обліку впливу на виміри захистів взаємних перетікань потужності між генераторами у загальному випадку не дозволяє привести схему до двомашинного еквіваленту.

Режим КЗ в розглянутій схемі зручно представити лінійним матричним рівнянням:

$$[\underline{U}] = [\underline{U}_{IP}] - [\underline{Z}_{(1,F)}] \frac{\underline{U}_{IP(F)}}{\underline{Z}_{(F,F)} + R_F}, \quad (3.11)$$

де $[U]$ – матриця напруг в узлах мережі в режимі короткого замикання, – $[U_{np}]$ матриця напруг в попередньому режимі, $[Z_{(i,F)}]$ – матриця взаємних опорів між i -м вузлом мережі і вузлом короткого замикання, $U_{np(F)}$ – значення напруги в вузлі короткого замикання в попередньому режимі, $Z_{(F,F)}$ – особистий опір вузла короткого замикання.

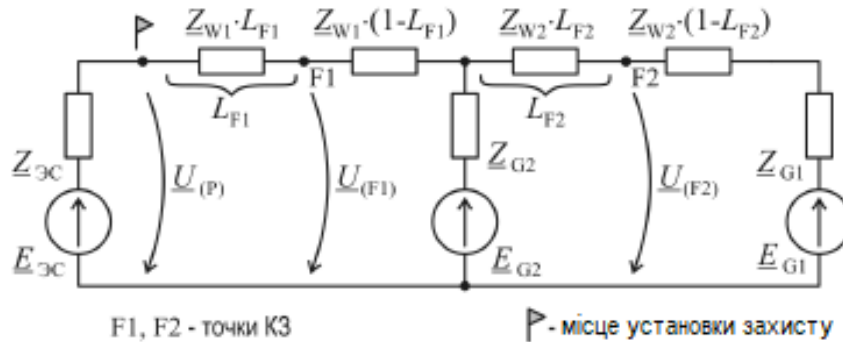


Рисунок 3.6 - Схема заміщення електричної мережі з багатостороннім живленням

Значення напруг в вузлах мережі в попередньому режимі визначаються наступним чином:

$$[U_{np}] = [J][Z],$$

де $[J]$ - вектор вузлових струмів, $[Z]$ - матриця вузлових опорів.

Опір, замірюваний встановленою зі сторони зовнішньої мережі дистанційним захистом:

$$Z_{EC P} = \frac{U_{(P)} Z_{EC}}{E_{EC} - U_{(P)}}.$$

де $U_{(P)}$ - значення напруги в місці установки захисту, обумовлене шляхом рішення рівняння (2.11).

Аналіз отриманих результатів показує, що в «слабкій» розподільчій мережі при сумірних потужностях джерел у вузлах має місце перекриття областей вимірів захисту (більше 50% площі) при коротких замикання на

лініях $W1$ і $W2$ в умовах зміни стану генераторів малих електростанцій (увімкнені/відключені) та параметрів попереднього пошкодження режиму. Дистанційний захист, що здійснює традиційний односторонній вимір поточних параметрів, в цих умовах потенційно не дозволяє забезпечити селективне і швидке (у межах прийнятих 80-85% довжини лінії) відключення ушкоджень в таких мережах.

3.3 Порівняльний аналіз чутливості струмових і дистанційних захистів

Вимоги до чутливості резервних ступенів захистів. Вплив ЕСМП, підключених в проміжному вузлі розподільчою мережі, може наводити при певних характеристиках мережі до значного зниження чутливості існуючих захистів. Наслідком цього є зниження ефективності захисту вищестоящої мережі (у деяких випадках – «втрата» властивостей далекого резервування), збільшення часу відключення ушкодження внаслідок його каскадної дії (захист зможе «побачити» КЗ тільки після відключення джерела ЕСМП або після зниження складника струму від нього). У зв'язку з цим потрібна чутливість захистів в режимі резервної дії повинна забезпечуватись з урахуванням підживлення від ЕСМП.

Підхід до оцінки чутливості резервних ступенів захистів. Для оцінки чутливості резервних ступенів максимального струмового і дистанційного захистів представляється доцільним прийняти підхід, що полягає у використанні як критерію такої оцінки максимального значення потужності електростанції, що підключається до проміжного вузла мережі, у якому захист зовнішньої мережі (у разі – захистом зі сторони ЕС) забезпечується виявлення ушкоджень в режимі резервної дії.

Обмеження застосовності струмового і дистанційного принципів в частині чутливості. Можливість виявлення режиму КЗ забезпечується при виконанні наступних умов для струмовий і дистанційної захистів відповідно:

$$\begin{cases} I_{EC} = f(k_e, \delta, k) \geq I_{MTЗ} \\ k_{emin} \leq k_e \leq k_{emax} \\ \delta_{min} \leq \delta \leq \delta_{max} \end{cases}, \quad \begin{cases} Z_{ECP} = f(k_e, \delta, k) \leq Z_{ДЗ} \\ k_{emin} \leq k_e \leq k_{emax} \\ \delta_{min} \leq \delta \leq \delta_{max} \end{cases}, \quad (3.12)$$

де , $I_{MTЗ}$ $Z_{ДЗ}$ – уставки струмового і дистанційного захисту відповідно; , k_{emin}, k_{emax} – мінімальне і максимальне значення співвідношень модулів е.р.с. еквівалентних джерел малої електростанції і зовнішньої мережі; $\delta_{min}, \delta_{max}$ – мінімальне і максимальне значення кута між векторами цих е.р.с.

Розрахунки які проводили для мереж 10, 35, 110 кВ; кількісні параметри мереж прийнято згідно з таблицею 1.1. Значення навантажень та довжини ліній електропередачі прийняті в відповідно з максимальними значеннями. Для кожного значення потужності короткого замикання мережі оцінювалося граничне значення k (відповідне максимальній потужності електростанції), при якому ще виконуються вимоги до чутливості захисту лінії W1 в режимі резервної дії (коефіцієнт чутливості захисту $K_{ч} \geq 1,2$). Результати дослідження представлені на рисунку 3.7 в вигляді сімейства кривих.

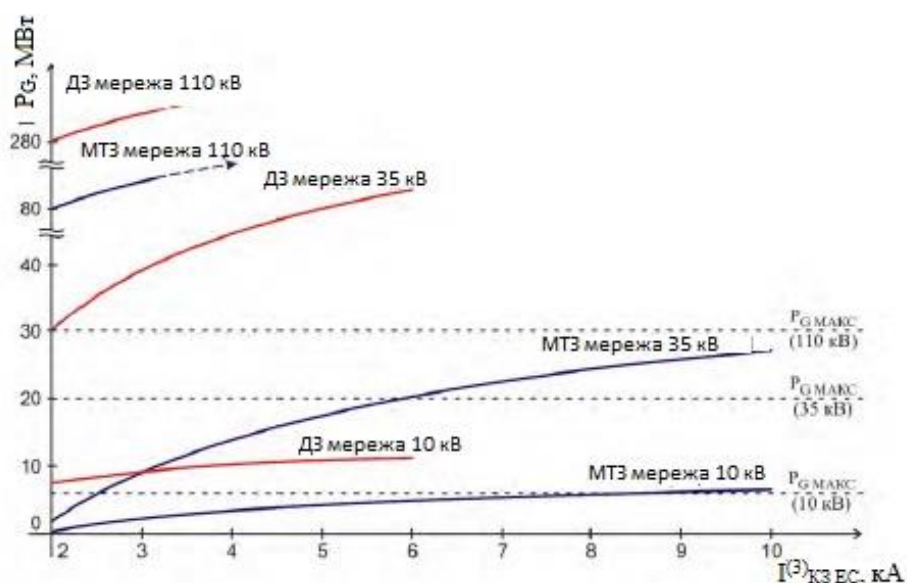


Рисунок 3.7 – Залежність максимально допустимої за умовою чутливості захисту потужності, що підключається до мережі малої електростанції від струму короткого замикання на шинах енергосистеми

У мережах 6...35 кВ максимальним струмовим захистом може не

забезпечуватися необхідна чутливість: допустима по умовам чутливості потужність що підключається електростанції в «слабких» мережах суттєво обмежена по порівнянні з максимальним значенням ($P_{G \text{ МАКС}}$). Дистанційний захист навіть при максимальній прийнятій в дослідженнях потужності малої електростанції дозволяє виявити режим КЗ.

Висновки по третьому розділу

Кількісні результати, одержані в розділі, дозволяють зробити висновок про те, що підключення ЕСМП (навіть за їх потужності, близької до максимальної) не приводить до неприпустимого зниження чутливості захисту мереж 110 кВ, а також мереж 10, 35 кВ при потужному зв'язку з енергосистемою (значення струму КЗ на шинах еквівалентного джерела ЕС не нижче 9...10 кА).

ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі наведена класифікація розподільчих мереж і типів застосовуваних в них пристроїв РЗ; дано загальну оцінку впливу ЕСМП на ефективність функціонування захистів прилеглої електричної мережі: внаслідок проміжного підживлення від ЕСМП знижується ефективність резервних ступенів захистів вищестоящої електричної мережі; стає необхідним розгляд питань зміни параметрів спрацьовування захистів, вступу спрямованості їхньої дії. Зазначено, що вимоги до РЗ розподільчої мережі визначатися також умовами стійкості генераторів ЕСМП.

Обґрунтовано висновок, що комплексний розгляд проблеми побудови РЗ розподільної мережі при підключенні до неї ЕСМП потребує вирішення двох основних груп завдань: забезпечення необхідного технічного досконалості РЗ електричних мереж, прилеглих до точки приєднання ЕСМП, та створення РЗА у вузлі приєднання ЕСММ до мережі.

Проведені дослідження дозволили кількісно оцінити вплив ЕСМП на ефективність функціонування РЗ прилеглої електричної мережі, показати необхідність підвищення технічної досконалості релейного захисту розподільчих мереж в зв'язки з підключенням до них ЕСМП.

Виконано оцінка зниження чутливості МТЗ вищестоящої мережі при підключенні ЕСМП. Отримано аналітичний вираз, що дозволяє виконати практичну оцінку зниження коефіцієнта чутливості захисту в залежності від потужності еквівалентного джерела зовнішньої мережі і потужності електростанції, що підключається.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Дяков, А.Ф. Пріоритети розставлені/А.Ф. Дьяков// Електроенергія. Передача та розподіл. - 2010. - № 1. - С. 16-22.
2. Миролюбова, Є. Тенденції генеруючого сектора енергетики /Є. Миролюбова // Електроенергія Передача та розподіл. - 2012. - № 3 (12). - С. 12-14.
3. Ідельчик, В.І. Електричні системи та мережі: Підручник для вузів/В.І. Ідельчик. - М.: Вища школа, 1989. - 592 с.
4. Довідник із проектування електричних мереж / за ред. Д.Л. Файбісович. -3-тє вид., перераб. та дод. - М.: ЕНАС, 2009. - 392 с.
5. Дяков, А.Ф. Мінімальна енергетика. Проблеми та перспективи / А.Ф. Дяків; [Бібліотека електротехніка, додаток до журналу "Енергетик". Спеціальний випуск 2-3 (50-51)]. - М.: НТФ «Енергопрогрес», 2003. - 128 с.
6. Кучеров, Ю.М. Особливості інтеграції малих розподілених ТЕЦ в енергосистему [Електронний ресурс]/Ю.М. Кучеров, Ю.Г. Федоров, Д.М. Ярош [та ін] // CIGRE Session 45. Set of Papers – Paris: CIGRE, 2014 – 1 електрон. опт. диск (CD-ROM).
7. Ілюшин, П.В. Проблемні технічні питання роботи об'єктів розподіленої генерації у складі енергосистеми та підходи до їх вирішення / П.В. Ілюшин // Енергоексперт. - 2015. - №1 (48). - С. 59-63.
8. Беляєв, А.В. Захист, автоматика та управління на електростанціях малої енергетики (Частина 1) / О.В. Беляєв; [Бібліотека електротехніка, додаток до журналу "Енергетик". Випуск 6 (138)]. - М.: НТФ «Енергопрогрес», 2010. - 84 с.
9. Беляєв, А.В. Деякі особливості релейного захисту та автоматики на електростанціях малої енергетики / О.В. Беляєв, Д.В. Жданов, Л.Л. Пугач, М.А. Едлін // Релейник. – 2014. – №4(20). - С. 40-47.
10. Важнов, А.І. Перехідні процеси в машинах змінного струму/А.І. Важливім. - Л.: Енергія, 1980. - 256 с.
11. Самойленко, В.О. Деякі особливості релейного захисту та автоматики

на електростанціях малої енергетики / В.О. Самойленка, О.Л. Коркунова, А.В. Паздерін, Н.М. Новіков // Релейник. – 2014. – №4(20). - С. 26-31.

12. Bower, W. Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems [Электронный ресурс] / W. Bower, M. Ropp // Sandia National Laboratories Report SAND2002-3591. – 2002. – Режим доступа <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2002/023591.pdf>.

13. Правила улаштування електроустановок/ МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ/ Наказ №476 від 21.07.2017р.- Київ, 2017.

14. Шабад, М.А. Захист генераторів малої та середньої потужності / М.А. Шабад. -2-е вид., Дод. - М.: Енергія, 1973. - 96 с.

15. Ілюшин, П.В. Підходи до вирішення завдань РЗА та ПА при підключенні до електромережі об'єктів розподіленої генерації / П.В. Ілюшин // Релейник. – 2014. – №4(20). - С. 52-59....

16. Нагай, В.І. Релейний захист відгалужувальних підстанцій електричних мереж/В.І. Нагай. - М.: Вища школа, 2002. - 312 с.

17. The Impact of Renewables Energy Sources and Distributed Generation on Substation Protection and Automation // CIGRE Working Group B5.34 Report. – 2010. – 233 p.

18. Hermann, H.-J. Impact of renewable generation on protection and disconnecting solutions – German practice and experiences [Электронный ресурс] / H.-J. Hermann, H. Kühn, H. Föhring, A. Ludwig, F. Oechsle, P. Schenger // CIGRE Session 43. Set of Papers; [B5_208_2010]. – Paris, 2010. – 1 електрон. опт. диск (CD-ROM).

19. Apostolov, A. Improving the Protection of Distribution Systems with DERs /A. Apostolov // PAC World. – 2015. – March. – P. 20-25.

20. Фабрикант, В.Л. Дистанційний захист: Навч. посібник для вузів/В.Л. Фабрикант. -М.: Вища школа, 1978. - 215 с.

21. Dommel, H.W. EMTP Theory Book / H.W. Dommel. – 2nd. Edition. –

Vancouver, Canada: Microtran Power System Analysis Corporation, 1992.

22. Jalili-Marandi, V. Real-time Electromagnetic and Transient Stability Simulations for Active Distribution Networks [Электронный ресурс]/ V. Jalili-Marandi, F.J. Ayres, C. Dufour, J. Belanger; [Pares of International Conference on Power Systems Transients (IPST2013)]. – Vancouver, Canada, 2013. – Режим доступа: http://ipstconf.org/papers/Proc_IPST2013/13IPST097.pdf.