

## АНАЛІЗ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ РЕГІОНАЛЬНИХ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

*В. В. Каплун, доктор технічних наук, професор*

*С. М. Ремез, аспірант*

*Національний університет біоресурсів і природокористування України*

*E-mail: [kaplun.v@nubip.edu.ua](mailto:kaplun.v@nubip.edu.ua); [s.remez@nubip.edu.ua](mailto:s.remez@nubip.edu.ua)*

**Анотація.** Представлено порівняльний огляд і аналіз сучасних методів функціонування систем релейного захисту розподільчих мереж середньої напруги з джерелами розподіленої генерації (ДРГ). Аналіз торкнувся основних технічних викликів, пов'язаних з активним впровадженням ДРГ, насамперед відновлюваних джерел, у регіональні мережі, що призводить до зміну напрямків перетоків і величин струмів у мережі, порушення умов забезпечення селективності, чутливості та технічно досконалої координації між захисними пристроями. Окрема увага приділена особливостям роботи релейного захисту мікроенергосистем при переході від мережевого в острівний режим.

Метою дослідження є огляд та аналіз сучасних методів та систем релейного захисту розподільних регіональних мереж з ДРГ з урахуванням особливостей їх роботи.

У статті досліджені традиційні й інноваційні (адаптивні, комбіновані, на основі послідовних складових, із застосуванням фазорних вимірювальних пристроїв і штучного інтелекту) методи захисту, їхня ефективність та здатність роботи в характерних режимах. Порівняльний аналіз здійснено з урахуванням відомих сучасних платформ, їх переваг, складності реалізації, вимог до каналів зв'язку, проведення налаштувань та випробувань, можливого виникнення ризиків, обумовлених складністю систем релейного захисту. Визначені ключові переваги та обмеження сучасних підходів реалізації релейного захисту, а також актуальні тенденції розвитку систем захисту активних мереж із високою часткою ДРГ.

Показано, що для забезпечення надійності та безпеки електропостачання в сучасних умовах необхідне впровадження адаптивних, інтелектуальних і гібридних систем захисту з можливістю роботи регіональних мікромереж в острівному режимі.

Як правило, в розподільних регіональних мережах використовуються системи захисту на основі вимірювання струму, рідше - на основі вимірювання напруги або комбіновані системи захисту (на основі вимірювання струму та напруги). Однак, зміна структури електропостачання від централізованої (з одностороннім потоком струму) до децентралізованої (з різними ДРГ) створює серйозну загрозу для систем захисту мережі з точки зору надійності спрацювання, чутливості та координації різних елементів захисту.

*Встановлено, що інноваційні методи демонструють вищу гнучкість, точність та здатність до самоорганізації. Водночас вони потребують більш складної технічної та програмної реалізації, налагодження комунікації та відповідного досвіду впровадження. Надійність захисту в майбутньому визначатиметься здатністю системи адаптуватись до швидких змін режиму роботи, динамічного підключення та зміни параметрів ДРГ, вимог до забезпечення живлення критичних споживачів навіть у разі переходу в острівний режимів при відключенні від основної мережі.*

**Ключові слова:** *розподілена генерація, перехідна стійкість, координація захисту, острівна робота, розподільна мережа*

**Актуальність.** Зважаючи на тенденції інтенсивної інтеграції відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ) в енергетичну систему України, все більшої актуальності набуває питання управління режимами роботи цих джерел та адаптації існуючих регіональних розподільних мереж у частині забезпечення коректного функціонування систем релейного захисту (РЗ).

Нині набувають активного впровадження такі ДРГ, які використовуються для генерації електроенергії в мережу:

- сонячні електростанції (СЕС);
- вітрові електростанції (ВЕС);
- дизельгенератори, які працюють на паралель з основною мережею (ДГУ);
- газопоршневі когенераційні установки (КГУ);
- газотурбінні модульні електростанції (ГМЕ);
- малі гідроелектростанції (МГЕС).

При виконанні певних умов всі названі ДРГ можуть працювати з підключенням до централізованої мережі, так і в острівному режимі, як «системоутворюючі джерела мікромережі» [1].

Оскільки кількість ДРГ, підключених до мереж зростає і більшість з них приєднується до мереж низької та середньої напруги, деякі регулятори в сфері енергетики вже включили вимоги до ДРГ в кодекси систем розподілу [2].

За останні роки в законодавстві України створено умови для можливості інтегрування локальних джерел генерації, зокрема, Закон України «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання

скидного енергетичного потенціалу». У Кодексі систем розподілу з 2023 року затверджені зміни, які передбачають здатність генеруючих установок до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб. Ця тенденція має ряд технічних переваг (зменшення втрат електроенергії, збільшення пропускної здатності мережі, підтримання стабільності напруги) та набуває особливої актуальності, зважаючи на виклики, що стоять перед енергетичною системою України в умовах воєнного стану.

Режим роботи ДРГ в мережі передбачає відключення, припинення генерації, у разі зникнення напруги в мережі та її відновлення тільки після встановлення всіх базових параметрів мережі (напруга, частота, тощо). Можливість роботи ДРГ в острівному режимі дає можливість підтримувати електропостачання групи споживачів, підключених до лінії живлення низької напруги, трансформатора, та лінії живлення середньої напруги (для більш потужних джерел), до якої підключені ДРГ. Слід зазначити, що для достовірного оцінювання можливості роботи релейного захисту при переході мережі в острівний режим необхідно підтверджувати результати моделювання лабораторними (фізичними) експериментами [3]. У технічних умовах на приєднання нових ДРГ до мереж оператора системи розподілу (ОСР) та оператора системи передачі (ОСП), зокрема ДГУ, КГУ та малих ГЕС, пункти щодо роботи в режимі «острів» наведені у формі рекомендацій.

Таким чином, можливість живлення групи споживачів від централізованої енергосистеми з ДРГ та в острівному режимі набуває виняткової актуальності в умовах нестабільності функціонування зовнішньої мережі, зокрема у випадках пошкодження енергетичної інфраструктури внаслідок бомбардувань російського агресора та виникненням при цьому дефіциту генеруючих потужностей в певні періоди часу.

Особливої уваги набуває питання захисту мереж при таких характерних режимах: нормальної роботи розподільної електромережі, роботи регіональної мікромережі з ДРГ у мережевому та острівному режимі з урахуванням можливої зміни конфігурації структури та потужностей ДРГ.

**Аналіз останніх досліджень та публікацій.** Стаття [4] присвячена розробці вдосконаленої схеми адаптивного захисту для середньої напруги (MV), яка включає мікромережі низької напруги (LV-MG) із високою часткою фотоелектричних систем (PV). Автори розглядають умови забезпечення надійного релейного захисту, який враховує взаємодію між мережею MV та LV та запобігає небажаним відключенням мікромереж, а також дозволяє безперервний перехід між мережевим та острівним режимами. Вдосконалена схема адаптивного захисту повинна відповідати новим вимогам Fault Ride Through (FRT) для фотовольтаїчних систем (PV-систем). Також у роботі розглядаються питання двонаправленості струмів короткого замикання (КЗ) – через генерацію від PV-систем, порушення селективності в класичних системах релейного захисту. Традиційні схеми не враховують затримки спрацювання захистів (приклад, Франція), як наслідок – неправильна робота запобіжників. В якості дослідження розглядається реальна мережа середньої напруги (20 кВ) із кількома мікромережами (0,4 кВ), проаналізовано різні сценарії роботи PV-систем під час аварій, розглянуто роботу адаптивного захисту у мережевому та острівному режимах. Запропоновано використання адаптивних порогових значень реле для уникнення помилкових відключень та удосконалення алгоритмів захисту, що дозволить надійніше диференціювати аварії та перевантаження.

Робота [5] присвячена розробці методології для налаштування направленої струмового захисту (Directional Overcurrent Protection, DOCP) у розподільчих мережах середньої напруги з високою часткою ВДЕ. Вплив інверторних ДРГ викликає труднощі в традиційному налаштуванні уставок реле захисту. Розглянуто тестування на мережі CIGRE EU MV Benchmark та проведено аналіз струмів КЗ і фазових характеристик у DIgSILENT PowerFactory 2023 SP1. Автори пропонують метод налаштування направленої струмового захисту для адаптації до високої частки ВДЕ у розподільчих мережах середньої напруги.

Автори статті [6] пропонують методику проектування захисту за струмом перевантаження з урахуванням напрямку струму для розподільчих мереж з високим рівнем інтеграції відновлюваних джерел енергії. Стаття акцентує увагу на

необхідності адаптації класичних реле до нових умов роботи електромереж, де змінюється не тільки величина, а й напрям струму короткого замикання. Запропонована покрокова методика включає визначення зон захисту, вибір параметрів трансформаторів струму, конфігурацію порогів спрацювання, часових налаштувань та перевірку системи. Для перевірки працездатності підходу використовується тестова система CIGRE EU MV benchmark network, змодельована в DIgSILENT PowerFactory 2023 SP1. У рамках дослідження реалізовані як напрямні, так і ненапрямні реле типу REF 630 від АВВ. Проведено моделювання кількох режимів роботи з різними топологіями, зокрема кільцевими та радіальними схемами. Аналіз струмів короткого замикання та операційного часу реле підтвердив, що правильне встановлення  $RCA$  (куту спрацювання) дозволяє уникнути помилкових відключень та покращує селективність захисту. Запропонована методика є універсальною та масштабованою для подальших досліджень і впровадження в системах з високою часткою ВДЕ. Очевидно, дана методика може бути цікавою для подальших досліджень.

Дослідження [7] розглядає оцінювання пропускної здатності розподільчих мереж для низьковольтних та середньовольтних мереж із високою часткою фотоелектричних установок. Застосовано стохастичний підхід, що враховує алеторичні та епістемічні невизначеності (random vs. knowledge-based uncertainties), для оцінки можливостей мережі приймати нові PV-установки без перевантаження або перенапруги. Використання методу Монте-Карло (понад 100 тис. сценаріїв) для симуляції реального розподілу потужності в мережах, врахування епістемічних (невизначеності через нестачу даних) та алеторичних невизначеностей (випадкові зміни споживання, генерації) є доречним для проведення імітаційного моделювання.

Під час помірного нарощення частки PV-установок (25–50 %) головною проблемою є перенапруга в мережі, а не перевантаження трансформаторів. Для будинків з приєднаною потужністю 6 кВт не потрібно модернізації мережі, а при 18 кВт на будинок дві третини мереж залишаються в межах норми. При 100 % покриттю PV-установками 91 % споживачів можуть споживати до 6 кВт потужності без проблем із перенапругою. Перенапруга стає головним фактором обмеження

частки PV-установок для великих підстанцій, перевантаження трансформаторів трапляється лише у 10 % мереж. Прогнозується, що у 2040 році для підтримки частки 5–10 % PV-генерації потрібно буде оновити тільки частину розподільчої мережі. Запропонований метод дозволяє оцінювати пропускну здатність мережі на основі стохастичного аналізу, для більшості низьковольтних мереж (зі встановленою потужністю до 18 кВт на будинок) не потрібно значної модернізації мереж. Проблеми перенапруги перевищують проблему перевантаження, що має бути враховано у майбутніх стандартах інтегрування PV-установок.

Темою оглядового дослідження [8] є перехід від традиційних електромереж до супер-розумної мережі (Super Smart Grid, SSG) в Європейському Союзі (ЄС). Дана робота аналізує технічні, економічні та регуляторні аспекти переходу до SSG та розглядає проблеми інтеграції ВДЕ (сонячної та вітрової енергетики), досліджує енергетичні ринки та нові бізнес-моделі для розподіленої генерації. Оцінює технологічні виклики та безпекові ризики (кібербезпека, зберігання енергії), окреслює стратегії для швидкої реалізації супер-розумної мережі. Сучасні мережі ЄС мають значні обмеження для інтеграції ВДЕ, близько 40 % електромереж у Європі мають вік понад 40 років, застаріла топологія централізованих генераторів не пристосована до децентралізованих ВДЕ. Існують проблеми регуляторного середовища, відсутність єдиних стандартів для транскордонного енергетичного ринку, складність у створенні єдиного цифрового простору для управління мережею. Є необхідність цифрової трансформації мереж, використання штучного інтелекту (AI) для прогнозування попиту, використання метавсесвіту (Metaverse) для моделювання та управління мережею, впровадження блокчейн-рішень для безпечних енергетичних транзакцій. SSG дозволить створити ефективну, стійку та розподілену енергосистему Європи, метавсесвіт та Digital Twin забезпечать віртуальне тестування та управління енергосистемою в реальному часі, а технології блокчейн забезпечать прозорість та безпеку транзакцій у новій енергетичній економіці. Розвиток AI та Big Data допоможе уникнути енергетичних криз та забезпечити безперервність живлення.

Автори статті [9] пропонують гібридний метод координації релейного захисту для активних розподільчих мереж з ДРГ, що поєднує направлений максимальний струмовий захист (DOCR) та напругозалежний захист (Voltage-Based Protection), в результаті чого підвищується швидкодія та селективність захисту в розподільчих мережах з ДРГ, особливо при малих струмах КЗ. В умовах острівного режиму чи мереж з довгими лініями величина струму КЗ не небагато відрізняється від струму навантаження, що призводить до помилок у захисті. Вказується на нестабільність релейного захисту в мережах із ВДЕ, інверторні джерела (сонячні, вітрові станції) обмежують струм КЗ, що ускладнює роботу класичних струмових реле. Зміна топології мережі (ON/OFF- стан ВДЕ) змінює умови роботи захисту. В статті вказується необхідність селективного захисту з динамічним алгоритмом, що коригує час і характер спрацювання реле в реальному часі. Запропонований авторами метод покращує швидкодію та селективність релейного захисту для радіальних мереж, оптимізація характеристик DOCR + Voltage-Based реле дозволяє ефективно працювати при низьких струмах КЗ як в мережевому, так і в острівному режимі.

У [10] запропоновано адаптивну систему захисту для мереж середньої напруги та низьковольтних мікромереж з високою часткою фотоелектричної генерації, яка забезпечує узгоджену роботу між релейним захистом мережі середньої та низької напруги. Цей захист запобігає небажаним відключенням та гарантує надійний перехід між мережевим і острівним режимом роботи, а також виконує вимоги Fault Ride Through (FRT) для PV-установок відповідно до нових стандартів. Оскільки струми КЗ стали двонаправленими через підключення ВДЕ, а традиційні захисні пристрої налаштовані на однонаправлені струми, то така система не підходить для сучасних мереж. Авторами розглядаються складнощі узгодження захисту мереж низької та середньої напруги (на прикладі мереж у Франції). Розроблений захист забезпечує узгоджену роботу захисту середньої напруги та низької напруги з ВДЕ. Він передбачає наявність декількох груп уставок, які перемикаються в залежності від режиму (on-grid/off-grid), що забезпечується через низькошвидкісний канал зв'язку. Наведені результати моделювання у середовищі DIgSILENT Power Factory

на основі реальної мережі 20/0,4 кВ, що включає кілька ліній. Запропонований алгоритм захисту може бути актуальним для подальших досліджень.

У статті [11] описаний новий метод захисту для мікромереж з ВДЕ, особливо інверторних, з використанням порівняння полярності лише за струмом. Метод базується на оцінюванні фазової різниці між струмом доаварійного стану та компонентами струму під час короткого замикання, що дозволяє визначити напрямок аварії та ідентифікувати пошкоджену ділянку мікромережі. Запропонована схема ефективна як у режимі приєднання до основної мережі, так і в острівному режимі. Метод не потребує трансформаторів напруги, що робить його особливо придатним для розподільчих мереж із ВДЕ, які мають інверторні перетворювачі. В основі дослідження лежить локальне вимірювання струму за допомогою двох трансформаторів струму (ТС) на кінцях лінії. Напрямок аварії визначається за знаком добутку компонентів струму: протилежні полярності вказують на внутрішнє коротке замикання, однакові — на зовнішнє. Для верифікації методу проведено моделювання в середовищі PSCAD/EMTDC, а обробку сигналів — у MATLAB. Дослідження охоплює різні типи КЗ з різним опором та режимами роботи мережі. Результати показали: стійке визначення напрямку та місця аварії; роботу при дуже малих струмах КЗ (навіть нижче порогів спрацювання класичних реле); незалежність від типу ДРГ та режиму керування; простоту реалізації та низькі вимоги до пропускної здатності каналу зв'язку (передається лише знак полярності).

У публікації [12] запропоновано трирівневу офлайн-схему координації захисту в електричних розподільчих мережах з урахуванням перехідної стійкості синхронної генерації джерел розподіленої генерації (SDG). Зростання впровадження кількості ДРГ, які необхідно синхронізувати, ускладнює роботу захисних пристроїв (реле, реклоузерів тощо) та ставить під загрозу стабільність системи під час аварій. Запропонована методика поєднує оцінювання перехідної стійкості таких ДРГ через критичний час відключення (ССТ), координацію захистів на основі ССТ та інтервалу часу координації (СТІ), модифікацію характеристик захисних пристроїв, якщо це потрібно для дотримання умов стійкості. Автори стверджують, що запропонована схема дозволяє забезпечити координацію захистів

мікроенергосистеми з ДРГ, зберігаючи цілісність системи електропостачання без додаткових витрат на нове обладнання.

Автори статті [13] пропонують вдосконалену методику визначення місця аварії в розподільчих мережах за наявності джерел розподіленої генерації. Традиційні методи на основі імпедансу зазвичай ґрунтуються на односторонньому потоці енергії, але присутність ДРГ ускладнює структуру потоків потужності та знижує точність таких методів. Запропонована техніка враховує напруги та струми, виміряні тільки на головній підстанції і використовує послідовні компоненти для компенсації впливу розподілених навантажень, неоднорідності ліній, типу короткого замикання та високого рівня проникнення ДРГ. Модель пройшла тестування на реальній мережі 11 кВ (27 вузлів) із використанням АТР/ЕМТР, та проведено понад 500 симуляцій різних аварій з опором до 50 Ом. Отримані результати показали високу точність локалізації аварій.

У роботі [14] представлено комплексну систему адаптивного захисту від перевантаження для розподільчих електричних мереж з високим рівнем проникнення розподіленої генерації, активного управління мережею (ANM) та можливістю роботи в острівному режимі. Система автоматично коригує уставки струмового захисту з урахуванням поточної конфігурації мережі, режиму роботи (мережевий/острівний) та режиму роботи ДРГ. Алгоритм реалізовано у трирівневій архітектурі, яка базується на протоколах IEC 61850, DNP3 та Modbus і використовує апаратно-програмну платформу з симуляцією HIL (Hardware-In-the-Loop). Адаптивна схема продемонструвала покращену селективність, зменшення часу спрацювання та зниження кількості хибних спрацювань у порівнянні з традиційним струмовим захистом. Виконане моделювання понад 2000 аварійних сценаріїв у реальній мережі 11 кВ (ОНА Network, Велика Британія), з урахуванням змін конфігурації ДРГ та аварій з міжфазним КЗ та на землю. Результати показали, що запропонована система забезпечує високу гнучкість і здатна оперативно адаптувати захист у відповідь на зміну параметрів мережі, чим суттєво підвищує надійність та безпеку енергопостачання.

У дослідженні [15] пропонується нова схема захисту середньої напруги для мікромереж, що працюють в острівному режимі, яка не вимагає високошвидкісного зв'язку між пристроями. Основна проблема традиційних систем захисту в умовах острівної роботи полягає в обмеженій здатності інверторних джерел живлення до визначення струму короткого замикання, що ускладнює швидке та селективне виявлення аварій. Запропонована схема використовує комбінацію направлених функцій захисту та залежних від напруги затримок спрацювання. Вона адаптується до змін у топології мережі та враховує здатність джерел до утримання напруги (LVRT — Low Voltage Ride Through). Модель перевірена за допомогою PSCAD-симуляцій для декількох сценаріїв коротких замикань і замикань на землю в реальній мережі. Результати дослідження показують, що ця схема забезпечує надійний, швидкий та селективний захист навіть при відсутності високошвидкісної комунікації. Схема підходить як для інверторних джерел, так і для синхронних генераторів і дозволяє розділити мікромережу на кілька захищених зон з незалежними алгоритмами визначення напрямку та часу спрацювання.

Автори статті [16] запропонували нову схему диференційного захисту для розподільчих мереж із джерелами розподіленої генерації, яка забезпечує високу точність виявлення пошкоджень за допомогою сучасних алгоритмів обробки сигналів. Основою запропонованої схеми є покращений алгоритм оптимізації поведінки мікроенергосистеми, для виділення характерних компонентів нульової послідовності струму на обох кінцях лінії. Далі застосовується похідний динамічний часовий перехід (DDTW), який дозволяє надійно розрізняти внутрішні та зовнішні пошкодження навіть у випадках низького струму короткого замикання, характерного для ДРГ. Математичне моделювання у середовищі MATLAB/Simulink, включаючи понад 20 сценаріїв з різними типами замикань, фазовими кутами та опором переходу, підтвердили високу ефективність схеми. Різні порогові значення забезпечують чітке розмежування між внутрішніми та зовнішніми аваріями, незалежно від присутності або відключення джерел ДРГ. Запропонована схема, згідно висновків авторів, демонструє стійкість до впливу гармонік, перешкод і неточностей синхронізації. Результати свідчать, що дана технологія забезпечує

підвищену надійність, селективність та чутливість захисту в умовах сучасної активної розподільної мережі та має перспективу для впровадження в реальні енергосистеми.

У роботі [17] досліджується вплив фотоелектричних джерел на роботу струмових реле в мережах середньої напруги. Основна проблема полягає в тому, що впровадження PV-генерації змінює як величину, так і напрям струму в мережі, що може призвести до небажаного спрацювання струмових реле (OC relays) навіть за нормальних умов. Крім того, зміна генерації внаслідок погодних умов ускладнює налаштування захисту. У публікації виконане моделювання мережі середньої напруги з PV-джерелами за допомогою PSCAD/EMTDC. Аналіз показує, що встановлення нових уставок для реле з урахуванням максимальної потужності PV-джерела, дозволяє уникнути помилкового спрацювання. Проте нові уставки знижують чутливість системи захисту та подовжують час спрацювання, особливо коли PV-генерація відсутня. Також встановлено, що впровадження PV-установок в мережу вимагає перегляду координації між основним та резервним захистами. Автори приходять до висновку, що саме переналаштування реле може вирішити проблему, однак це пов'язано з компромісом між надійністю і швидкістю спрацювання. Для уникнення негативних наслідків необхідно розглядати альтернативні або комбіновані підходи до адаптації захисту в умовах високого рівня розподіленої генерації.

У статті [18] запропоновано нову методику струмового диференційного захисту для активних розподільчих мереж, що враховує виклики, пов'язані з інтеграцією розподіленої генерації ДРГ, зокрема інверторного типу. Традиційні методи виявляються малоефективними в умовах змінних фазових кутів і амплітуд струмів короткого замикання, особливо при високих опорах замикання та помилках синхронізації. Запропонована методика базується на використанні адаптивного коефіцієнта фазової компенсації кута (adaptive phase angle compensation coefficient), який динамічно коригує фазу компонентів струму прямої послідовності, залежно від їх співвідношення амплітуд та фазових відмінностей на обох кінцях захищеної ділянки. Для підвищення надійності у випадках наявності невимірюваних

відгалужень навантаження використано додатковий критерій на основі полярності дії імпедансного реле. Моделювання в середовищі PSCAD/EMTDC показало, що нова система захисту забезпечує високу чутливість навіть при опорах замикання до 150 Ом, стійка до похибок синхронізації до 4,6 мс, коректно спрацьовує незалежно від типу ДРГ (SBDG/IBDG) або випадкової генерації, не потребує дорогих систем синхронізації та забезпечує точне розпізнавання внутрішніх і зовнішніх аварій навіть при наявності невимірюваних відгалужень навантаження. Запропонований адаптивний струмовий диференційний захист (Adaptive Current Differential Protection) є більш ефективним і надійним рішенням порівняно з традиційним для сучасних активних розподільчих мереж з високим рівнем інтеграції ВДЕ.

Автори статті [19] досліджують питання комплексного захисту когенераційної біоенергетичної установки потужністю 6 МВА, підключеної до розподільчої мережі в Хорватії. Особливу увагу приділено координації релейного захисту та антиострівному захисту, відповідно до національного кодексу електромережі. У статті детально описано структуру та технічні параметри когенераційної станції, включно з характеристиками генератора, трансформаторів, ліній та набору пристроїв захисту. Наведені результати моделювання 15 аварійних сценаріїв (трифазні, двофазні та замикання на землю) в середовищі DIgSILENT PowerFactory з побудовою ТСС-кривих. Встановлені залежності між захистами генератора, ліній і трансформаторів. Запропоновані рішення забезпечують захист генератора і мережі як при нормальній роботі, так і при острівному режимі, з дотриманням вимог спрацювання за часом (наприклад, швидкість зміни частоти (Rate of Change of Frequency)  $ROCOF > 0.2$  Гц/с,  $\Delta\theta > 7^\circ$ ). Результати підкреслюють важливість проведення глибокого попереднього моделювання, а також впровадження активних і пасивних методів антиострівного захисту для підтримки стійкості та безпеки енергосистеми з ДРГ.

У роботі [20] досліджується вплив інверторної розподіленої генерації (IIDG) на роботу струмових реле в мережах середньої напруги. Робота базується на моделюванні у відповідності до CIGRE European MV Benchmark Network з різними рівнями проникнення IIDG (від 0 % до 60 %). Дослідження показує, що присутність

IIDG зменшує амплітуду струмів короткого замикання, які реєструє головне реле, що може призводити до «осліплення» захисту — втрати здатності реле своєчасно реагувати на аварії. Запропоновано адаптивну методику регулювання уставки струмового реле на основі змін топології мережі. Основний підхід полягає в підтримці коефіцієнта  $M$  (відношення струму КЗ до уставки реле) на рівні не менше 1.5 для гарантованого спрацювання захисту. У роботі пропонується вдосконалений алгоритм визначення  $M_{trip}$ , який дозволяє адаптувати часові параметри спрацювання реле в умовах змінної генерації та місця аварії. Показано, що без адаптації зростання IIDG може суттєво подовжити час спрацювання або взагалі призвести до неспрацювання реле. Натомість адаптивна схема дозволяє зберігати чутливість захисту та узгодженість з класичними кривими зворотного часу. Результати дослідження підтверджують ефективність підходу для сучасних активних мереж та демонструють, як адаптивні налаштування можуть компенсувати негативний вплив IIDG без необхідності повної заміни існуючих систем захисту.

Автори [21] аналізують недоліки класичних струмових захистів, зважаючи на збільшення частки розподіленої генерації, на роботу захистів у мережах середньої напруги особливо в умовах слабо автоматизованих сільських та міських мереж, наводять статистику струмів КЗ у реальних об'єктах та показують, що їхні коливання у різних точках мережі та режимах експлуатації суттєво впливають на чутливість захисту. На основі отриманих залежностей розроблено рівняння для оцінювання зони дії захисту, яка може бути недостатньою за певних конфігурацій. Представлено нові алгоритми: для фазових коротких замикань із використанням двобічних вимірювань імпедансу та його корекції з урахуванням дугового опору; для дистанційного захисту з високою точністю оцінки відстані до місця пошкодження за допомогою похідних від струму та напруги; для захисту від однофазних замикань на землю (SGF) із використанням як основних, так і гармонічних складових струмів/напруг нульової послідовності; для оцінки провідності (ємності) фідера з поділом пошкодженого та непошкодженого обладнання за характеристиками еквівалентної провідності. Запропонована технологія дозволяє реалізовувати локальні, централізовані та міжоб'єктні схеми

захисту із високою селективністю навіть у мережах з компенсованою нейтраллю. Дослідження демонструє значні переваги використання синхрофазорів для підвищення чутливості, селективності та швидкодії захисту, особливо в умовах зростання розподіленої генерації.

У статті [22] наведений практичний досвід впровадження системи захисту для літєвої енергетичної установки (ESS), встановленої компанією EDP Distribuição в мережу середньої напруги (15 кВ) у Португалії. Установа має працювати як у мережевому режимі, так і в острівному режимі (при живленні споживача автономно в разі аварій). Метою дослідження було створення надійної схеми релейного захисту, яка забезпечить коректну роботу ESS у різних режимах. Було виконано чисельне моделювання та теоретичний експеримент випробування режимів КЗ, що дало змогу виявити відмінності між симуляціями та реальною поведінкою інверторів та контролерів. Для обох режимів, мережевого та острівного, розроблено дві окремі групи налаштувань захисту, що активуються автоматично залежно від стану вимикача. У захист включено функції перевищення струму, напруги, та частоти а також відхилення нульової послідовності. Було виявлено, що інвертори ESS можуть створювати струми короткого замикання до 900 А, це дорівнює 1,32 від номінального, що дозволяє успішно виявляти замикання навіть у низьковольтній частині. Реальні тести підтвердили ефективність схеми, дозволивши ESS безперешкодно перейти в острівний режим після аварії в мережі. Стаття підкреслює важливість реальних випробувань на додаток до моделювання та пропонує практичні налаштування для захисту сучасних гібридних мікромереж із накопичувачами енергії.

У публікації [23] представлено вдосконалену схему струмового диференційного захисту для активних розподільчих мереж із високою часткою ДРГ. Автори аналізують амплітудні та фазові характеристики прямої послідовної складової струму (PSCFC) при аваріях у мережах із різними типами ДРГ — синхронними (SBDG) і інверторними (IBDG). Ефективність запропонованої схеми перевірено в середовищі PSCAD/EMTDC через серію тестів, в тому числі з високим опором замикання, похибки синхронізації даних і вихід ДРГ з роботи. Згідно висновків

авторів, результати показують, що запропонований підхід має вищу чутливість і здатність до адаптації у порівнянні з традиційними схемами диференційного захисту, особливо в умовах складної топології активних мереж.

У роботі [24] запропоновано новий метод захисту мікромережі, що базується на інверторних джерелах живлення, з використанням виключно аналізу полярності струму. Основна ідея полягає у визначенні напрямку аварії за фазовою різницею між передаварійними та аварійними складовими струму. Метод здатен виявляти несправності як у режимі підключення до мережі, так і в автономному режимі. Запропонована система захисту базується на локальних вимірюваннях струму та не потребує високошвидкісних комунікацій. Вона забезпечує ефективну ідентифікацію пошкодженої ділянки мережі за допомогою порівняння полярностей струмів, виміряних двома суміжними трансформаторами струму (ТС). Ефективність методу підтверджено за допомогою моделювання мережі середньої напруги з інверторними ДРГ у програмному середовищі PSCAD/EMTDC. Заявлені результати свідчать про надійність виявлення аварій у мікромережах з малими струмами КЗ та в умовах зміни напрямку потоку потужності.

У дослідженні [25] аналізуються динамічні характеристики острівної роботи розподільчих мереж середньої напруги, що містять як синхронні, так і несинхронні (інверторні) джерела генерації. Представлено результати практичних випробувань навмисного острівного режиму в реальних мережах середньої напруги з різними типами джерел розподіленої генерації. Метою дослідження є оцінка можливості стабільної роботи окремих ділянок мереж у режимі острів за відсутності централізованого живлення. Випробування проводились у різних регіонах розподільної мережі іспанського оператора i-DE Redes Eléctricas Inteligentes S.A.U. з використанням як синхронних (гідроагрегати), так і несинхронних (інверторні PV-джерела) генераторів. Було проаналізовано динамічну поведінку ізольованих сегментів мережі після відключення від основної системи, зокрема зміни напруги, частоти та реакції захисних пристроїв. Результати показали, що в разі синхронної генерації первинне регулювання частоти за допомогою регуляторів швидкості є ефективним для стабілізації частоти після переходу мережі в острівний режим,

однак контроль напруги виявився недостатнім через суперпозицію зовнішніх регуляторів реактивної потужності; у випадку інверторної (PV) генерації: було досягнуто короткочасної стабільності, проте внаслідок зовнішніх збурень та недостатньої здатності інверторів до керування напругою та частотою, система втратила стійкість, а інвертори відключилися по захисту від недопустимих значень. Результати доводять, що для забезпечення стабільної роботи ділянок розподільчих мереж в режимі острів необхідна наявність активних генераторів з функцією формування мережі (grid-forming). Автори також підкреслюють, що надійна робота захистів в умовах реальних збурень може відрізнятись від очікуваної, отриманої в лабораторних умовах, і залежить від динамічної взаємодії між навантаженням, генерацією та параметрами мережі.

У статті [26] запропоновано нову методологію моделювання та експериментальної верифікації компонентно-орієнтованих моделей електричних навантажень та ДРГ з метою підвищення точності моделювання острівної роботи мікромереж. У контексті швидкої динаміки, пов'язаної з переходом від мережевого до острівного режиму після аварій, автори демонструють, що використання спрощених (статичних) моделей навантажень, таких як ZIP або експоненціальних, не забезпечує достатньої точності для аналізу напруги, частоти та поведінки систем захисту. Представлено детальні моделі типових навантажень із силовою електронікою (CFL, LED, VFD, SMPS) та моделей одно- і трифазних ДРГ з живленням від фотоелектричних установок. Кожна модель охоплює як електричні параметри, так і логіку роботи систем захисту (наприклад, підхід до відключення при зниженні напруги/частоти). Моделі верифіковано за допомогою експериментів зі значними коливаннями напруги й частоти, що імітують умови переходу до острівного режиму (FII — Fault-Initiated Islanding). Додатково виконано порівняльний аналіз трьох підходів до моделювання навантаження (компонентного, експоненціального та з постійним імпедансом) на прикладі змодельованої мікромережі на основі модифікованого еталонного європейського LV-сегменту CIGRÉ. Результати свідчать, що тільки компонентно-орієнтовані моделі дозволяють достовірно передбачити динаміку напруги та частоти, виявити критичні моменти

зниження генерації через захисти інверторних ДРГ та оцінити вірогідність успішного збереження живлення під час острівного режиму. Таким чином, автори підкреслюють, що для коректної оцінки стійкості мікромереж в умовах ФП слід використовувати саме компонентні моделі навантажень і ДРГ, а не стандартні спрощені підходи, які можуть призвести до хибних висновків щодо стабільності системи. Водночас наголошується на необхідності розвитку методів ідентифікації типів навантажень для практичного впровадження цих моделей у реальних системах.

У роботі [27] наведено загальну логіку Plug-and-Play (PnP) захисту, що базується на взаємодії пар реле з функціями первинного та резервного захисту.

Захист реалізується за допомогою функцій виявлення однофазних, двофазних і трифазних замикань, напрямкових алгоритмів та блочних сигналів, що координуються між реле за допомогою каналу зв'язку.

Важливо, що всі параметри системи, включаючи уставки струмів, фазові кути, часові затримки та компенсатори, задаються за замовчуванням і не потребують адаптації до конкретного об'єкта.

Оцінка ефективності концепції PnP проведена шляхом моделювання аварійних режимів у реальній мережі 20 кВ м. Ксанфі (Греція) із застосуванням програмного середовища DIgSILENT Power Factory. Результати моделювання підтвердили надійність та селективність запропонованої системи в широкому діапазоні сценаріїв, включаючи різні типи замикань, місця пошкодження та режими роботи (включаючи острівний). Навіть у складних випадках, як-от високий опір замикання, система виявляла аварії без зміни налаштувань реле.

Запропонований підхід демонструє перспективність PnP-захисту як універсального рішення для автоматизованих, самоналаштовуваних захисних систем в активних розподільчих мережах з високим рівнем інтеграції ВДЕ та динамічними топологіями.

У публікації [28] досліджується точність та метрологічні властивості вимірювання швидкості зміни частоти (ROCOF) з використанням фазорних вимірювальних пристроїв - Phasor Measurement Unit (PMU) у застосуваннях

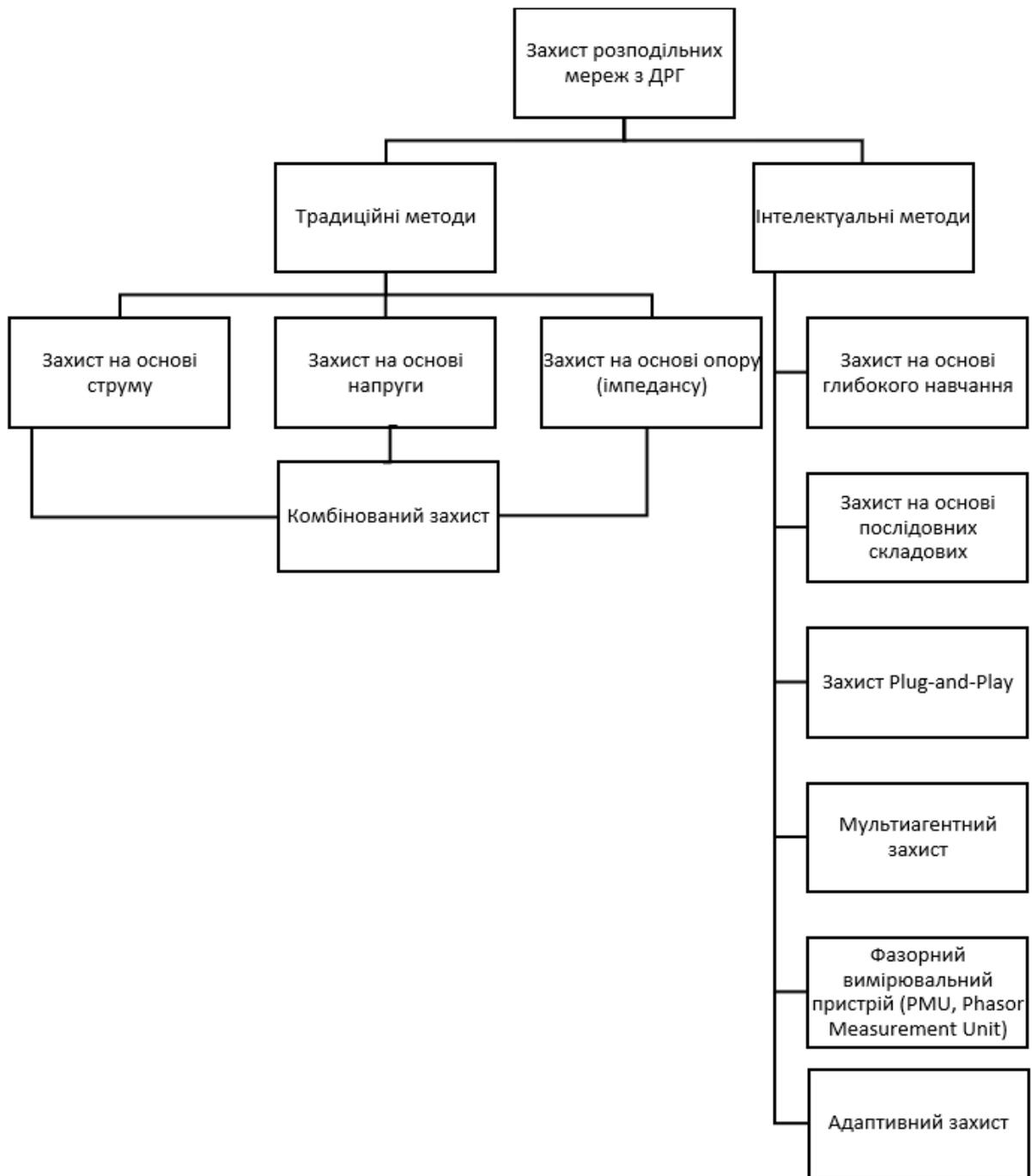
енергосистем, включаючи релейний захист, автоматичне розвантаження (UFLS) та виявлення острівних режимів. Автори аналізують основні джерела похибок при вимірюванні ROCOF у режимах нормальної роботи та під час динамічних подій (раптових аварій, острівних режимів, генераторних збурень). Порівнюються різні алгоритми визначення ROCOF, які реалізовані у сучасних стандартних PMU, та вивчається їхня поведінка при гармонічних спотвореннях, шумі та нестационарності сигналу. Для оцінки достовірності проведено як чисельне моделювання, так і експериментальні випробування на лабораторних стендах із використанням реальних PMU. Результати показують, що в перехідних процесах точність визначення ROCOF суттєво залежить від обраного алгоритму, ширини вікна аналізу та спектрального складу сигналу. Зроблено висновок, що для підвищення надійності релейного захисту на основі ROCOF, UFLS та виявлення острівних режимів потрібен детальний аналіз метрологічних характеристик PMU, а також застосування додаткових фільтраційних та адаптивних методик. Робота має прикладне значення для розробки сучасних інтелектуальних систем захисту та моніторингу в активних електроенергетичних мережах.

У роботі [29] запропоновано гібридний метод виявлення острівного режиму для мікромереж з інверторними джерелами енергії, що базується на використанні фазорних вимірювальних пристроїв (PMU) у поєднанні з штучною нейронною мережею (ANN). Авторами розроблено алгоритм, який отримує сигнали напруги, частоти та ROCOF із PMU та обробляє їх у ANN для точного визначення острівного режиму навіть у складних умовах мережі. Метод перевірено шляхом чисельного моделювання в MATLAB/Simulink з урахуванням різних сценаріїв навантаження, топологій і типів аварій. Результати дослідження показують, що запропонований підхід перевершує класичні пасивні й активні методи щодо точності та швидкості визначення острівного режиму, демонструючи мінімальну кількість помилкових спрацювань навіть при високій динаміці роботи мережі. Отримані дані вказують на значний потенціал використання гібридного PMU-ANN-захисту для підвищення надійності, гнучкості та селективності релейного захисту в сучасних розподілених енергетичних системах з ВДЕ.

У статті [30] запропоновано новий підхід до виявлення острівного режиму в розподільчих мережах і мікромережах з використанням мікрофазорних вимірювальних пристроїв ( $\mu$ -PMU), що дозволяє суттєво знизити ризик кібератак на систему захисту. Метод базується на локальній обробці даних у  $\mu$ -PMU без залучення зовнішніх каналів зв'язку, що виключає вразливість до атак на комунікаційну інфраструктуру. Основна ідея полягає у використанні різниці фазових кутів між додатною та від'ємною послідовними складовими напруги, які розраховуються з використанням Фортеск'ю-перетворення. Для оптимального вибору порогового значення алгоритм враховує понад 600 різних сценаріїв роботи системи, що мінімізує ймовірність хибних спрацювань. Результати дослідження, отримані шляхом моделювання на тестовій системі IEEE-34 у MATLAB/Simulink, демонструють високу швидкодію (виявлення острівного режиму за  $\sim 10$  мс) та відсутність зони нечутливості (NDZ) навіть при мінімальному розбалансуванні потужності. Запропонований метод є простим для реалізації, надійним та придатним для сучасних розподілених систем, де захист від кібератак є важливим фактором надійності.

**Мета дослідження** – огляд та аналіз сучасних методів та систем релейного захисту розподільних регіональних мереж з ДРГ з урахуванням особливостей їх роботи.

**Матеріали та методи дослідження.** Нині не існує єдиного загальноприйнятого або стандартизованого поділу методів релейного захисту. Однак, беручи до уваги сучасні наукові публікації та практичний досвід реалізації захисту, можна відомі методи та підходи доречно поділити та структурувати за ознакам, які відрізняються техніко-технологічною реалізацією, алгоритмами, надійністю, принципами захисту (рисунок).



**Рис. Існуючі методи та структурний поділ реалізації систем релейного захисту**

**Результати досліджень та їх обговорення.** Аналіз методів, які використовуються для побудови систем релейного захисту у мережах низької та середньої напруги наведений у таблиці. Саме класифікація підходів та функціональних можливостей захистів дає уявлення про вибір у подальшому перспективних схем розподільних мереж з ДРГ та систем релейного захисту для них у характерних режимах – мережевому та острівному.

## 1. Аналіз методів, які використовуються для побудови систем релейного захисту у мережах низької та середньої напруги

Метод захисту	Переваги	Недоліки	Робота в острівному режимі	Джерело
Адаптивний захист	Сумісність з новими мережевими кодами. Повна координація захистів MV ↔ LV, можливість плавного переходу в острівний режим, висока гнучкість та селективність. Низькі витрати на впровадження	Не охоплює надвисокі імпедансні аварії, залежність точності захисту від якості налаштування. Потрібне попереднє налаштування та координація великої кількості реле, відсутні польові випробування. У разі відмови окремих елементів схема може потребувати додаткових резервних функцій	Так	[4]
Максимальний струмовий захист	Зменшення хибних спрацювань, підвищення точності спрацювань, простота впровадження, підходить до різних топологій мережі	Зменшення чутливості захисту та збільшення часу спрацювання при відсутності генерації. Неадаптивність, вставки розраховуються лише один раз на максимальний рівень генерації. Не усувається проблема порушення координації між основним та резервним захистом	Ні	[5]
Максимальний струмовий захист (напр. та ненапр. комбінація)	Системний підхід до розрахунку та налаштування реле з урахуванням реальних топологій і сценаріїв роботи мереж. Підвищення селективності та точності роботи реле при змінних напрямках струму, Враховує вплив ДРГ на рівень струму КЗ та напрям його течії. Метод універсальний, підходить до різних типів мереж. Виконано випробування в реальних умовах.	Метод не є адаптивним або самоналаштовуваним. Відсутність комунікацій між реле (селективність за часом). Не враховано поведінку інверторних джерел під час аварій.	Ні	[6]

Адаптивний	Висока швидкодія, підвищена селективність, стійкість до малих струмів КЗ, можливість роботи без зв'язку між реле. Придатний для мереж з різною топологією, ДВЕ та зміною конфігурації	Параметри реле потребують складного налаштування. Можлива помилкова інтерпретація низької напруги (зменшення напруги не завжди є наслідком КЗ). Мала чутливість напругових реле при складній топології мережі. Відсутність повноцінного самоадаптивного механізму	Так	[9]
Адаптивний	Адаптивність, селективність, Врахування інверторної динаміки ДВЕ. Відсутність потреби у високошвидкісному зв'язку (вистачає простого каналу сигналізації для переключення режиму). Захист зберігає працездатність і координацію після переходу в острівний режим .	Відсутність каналу може зірвати перемикання режимів уставок. Немає самоадаптації у реальному часі. Уставки фіксовані для кожного режиму, адаптація не виконується миттєво. Потреба в попередньому моделюванні для кожної топології. Відсутні польові випробування.	Так	[10]
Захист на основі послідовних складових	Придатність для інверторних мікромереж, простота реалізації, низькі вимоги до комунікації, стійкість до зміни режимів ВДЕ, можливість локального виявлення аварії.	У складних топологіях може знадобитися розширена координація. Використовуються фільтри — чутливі до шуму та затримки. Метод не оптимізований для КЗ з високим опором. Відсутні польові випробування.	Так	[11]
Традиційний комбінований	Забезпечує одночасне врахування селективності та стійкості (перехідні стани синхронних джерел генерації SDG), не вимагає встановлення нових пристроїв або онлайн-зв'язку. Підходить до різних комбінацій реле	Не реагує на зміну топології в реальному часі, не враховує зворотний потік струму при деяких несправностях (відзначено авторами як потенційне обмеження). Вимагає модифікації налаштувань вручну в разі зміни конфігурації мережі.	Так	[12]
Традиційний, на основі	Висока точність, універсальність для різних типів КЗ, не потребує вимірювань у точках приєднання ДРГ. Виконано випробування в реальних умовах.	Не є повноцінним захистом (лише функції виявлення КЗ). Метод вимагає попереднього моделювання (не адаптивний).	Так	[13]

Адаптивний	Реле налаштовуються під кожен поточну конфігурацію, можливість приєднання різних ДРГ (гнучкість), висока селективність. Виконано випробування в реальних умовах.	Вимагає наявності центрального процесора/серверу та стабільної комунікації, оновлення уставок усього захисту може зайняти кілька секунд під час складних переходів. Складність реалізації (потрібна інтеграція SCADA, RTDS). Необхідність каналу зв'язку (якщо канал втрачено реле працюють з попередніми налаштуваннями)	Так	[14]
Захист на основі послідовних	Працює без швидкісного зв'язку, чітко розрізняє короткі замикання в різних зонах навіть при низьких струмах КЗ (характерно для острівного режиму), підходить для приєднання різних типів ДРГ	Потребує правильного (наперед визначеного) поділу на зони захисту), немає повної адаптації до топологічних змін у реальному часі. Може вимагати перегляду налаштувань при зміні кількості ДРГ. Відсутні польові випробування.	Ні	[15]
Захист на основі послідовних складових	Висока чутливість і селективність. Дозволяє швидко й точно виявляти пошкодження навіть при низьких струмах КЗ та високому опорі замикання. Метод працює з асинхронними вимірюваннями, спрощуючи практичну реалізацію.	Потрібне значне обчислювальне ресурсне забезпечення. Метод складний для традиційних релейних платформ. Відсутні польові випробування.	Так	[16]
Комбінований (реле направленої струму та реле напруги)	Висока селективність та швидкодія, універсальність (метод незалежний від типу, потужності та місця підключення ДРГ), низька вартість (не потребує встановлення нових пристроїв або дистанційних вимірювань, базується лише на локальних даних напруги та струму). Можливість ефективної роботи у різних режимах — мережевому та острівному	Не враховує вплив динаміки інверторних ДВЕ у деталях — потребує подальших досліджень для роботи з різними типами DG у реальному часі. Обмежене врахування топологічних змін у реальному часі (під час частих перемикань потрібне повторне налаштування). Відсутні польові випробування.	Так	[17]
Адаптивний	Адаптація до змінних характеристик ДРГ, чутливість до високого опору замикання, селективність у мережах з невимірюваними відгалуженнями (ULB).	Потребує каналу передачі даних між реле, залежність (чутливість) від якості вимірювань та налаштувань. Необхідність модифікації існуючих пристроїв, несумісність із застарілим обладнанням.	Так	[18]

Традиційний комбінований	Охоплює всі основні типи аварій. Селективність, швидкодія. Можливість реалізації на комбінації існуючих реле.	Відсутність адаптивності в реальному часі, має обмеження для мереж з великою кількістю інверторних ДВЕ (орієнтовано переважно на синхронні генератори). Відсутні польові випробування.	Так	[19]
Адаптивний (налаштування реле)	Вирішує проблему "blindness" (осліплення захисту), висока селективність і надійність захисту для різних рівнів ДВЕ. Може бути реалізований на існуючих цифрових реле.	Вимагає підтримки від SCADA або АЕМС для швидкого оновлення налаштувань реле. Не достатня чутливість (не вирішує проблему надвисоких імпедансних або безструмових аварій). Відсутні польові випробування.	Так	[20]
Направлений струмовий	Дуже добре підходить для інверторних ДВЕ, простота та економічність, низькі вимоги до каналу зв'язку. Стійкість до зміни режиму роботи	Потребує налаштування під топологію мережі, вимагає цифрової обробки та фільтрації сигналів. Обмеження для складних багатоточкових мереж.	Ні	[24]
Традиційний (захист на основі напруги та частоти)	Невеликі затрати на модернізацію. Відносна простота впровадження, Безпека для персоналу (вимикає джерела живлення, щоб уникнути небезпеки для персоналу під час ремонту та пошкодження обладнання). Проводились експериментальні випробування	Не завжди миттєво спрацьовує при малих відхиленнях, якщо генерація й споживання в острові добре збалансовані, захист може не зафіксувати факт "острова" одразу. Обмежена селективність, не відрізняє типові аварії від випадкових коливань параметрів, іноді можлива помилкове спрацювання. Не підтримує контрольовану роботу в острівному режимі.	Ні	[25]
Plug-and-Play	Не потребує індивідуальних налаштувань, висока селективність навіть при високоомних замиканнях, Гнучкість — підходить для мереж різної конфігурації	Потреба у високошвидкісній лінії зв'язку, вимагає значної модернізації мережі та встановлення додаткових елементів системи захисту. Відсутні польові випробування.	Так	[27]
Фазорні вимірвальні	Висока швидкодія, підвищена чутливість до динамічних подій (дає змогу оперативно реагувати на порушення балансу потужності). Проводились випробування в реальних умовах.	Високі вимоги до каналу зв'язку - залежність від якості сигналу та наявності спотворень, потребує значної модернізації мережі та встановлення додаткових елементів системи захисту	Так	[28]

Фазорні вимірювальні пристрої (PMU) з	Висока точність виявлення острівного режиму. Висока швидкодія реагування, мінімальна кількість помилкових спрацювань. Гнучкість - адаптованість під різні топології мереж, типи інверторних джерел та режими роботи мікромережі. Стійкість до складних сценаріїв.	Потреба у великій кількості даних для якісного навчання нейромережі. Залежність від якості й надійності вимірних даних. Складність впровадження та обслуговування, висока вартість обладнання. Відсутні польові випробування.	Так	[29]
Захист на основі послідовних	Відсутність каналу зв'язку, висока швидкодія, простота реалізації. Висока чутливість та підлаштованість до змін режимів мережі.	Залежність від якості вимірювань, чутливість до перешкод у мережі. Метод налаштовано передусім на локальні сценарії з одним DG, або з групою DG на одному вузлі. Відсутні польові випробування.	Ні	[30]

### Висновки і перспективи.

Інтеграція джерел розподіленої генерації (ДРГ) — сонячних, вітрових, малих гідроелектростанцій та когенераційних установок, суттєво змінює режими роботи розподільчих мереж. Зокрема, виникає двонаправлений потік потужності, істотно зменшується струм короткого замикання, зростає динамічність топології. Ці фактори унеможливають використання фіксованих уставок реле та створюють потребу в захисті, здатному адаптуватись до зміни конфігурації мережі в реальному часі. Також зростає значення надійної роботи в острівному режимі — забезпечення електропостачання локальних груп споживачів під час аварій або відключення від основної мережі.

На зміну традиційним приходять інтелектуальні системи захисту. Інноваційні підходи включають адаптивні, мультиагентні, Plug-and-Play системи, а також алгоритми на базі фазорних вимірювальних пристроїв - Phasor Measurement Unit (PMU) і штучного інтелекту. Їхня головна перевага — гнучкість, здатність до самоналаштування та високий рівень селективності навіть у складних сценаріях із низькими струмами КЗ або нестабільною топологією. Такі системи можуть оперативно перемикаєти режими, координувати дії між пристроями захисту,

адаптувати уставки в реальному часі та підтримувати роботу при переході на острівний режим без втрати функціональності.

Серед розглянутих у статті інтелектуальних методів особливу перспективу має адаптивний захист, що динамічно змінює свої параметри відповідно до поточних умов мережі. Він забезпечує високу швидкодію, гнучкість, здатність до самостійної реакції на зміну конфігурації, кількості та типу ДРГ. Експериментальні дослідження та численні моделювання демонструють, що саме адаптивні системи мають потенціал стати основою для захисту активних розподільчих мереж майбутнього, особливо в умовах високого рівня децентралізації, широкого впровадження ВДЕ та потреби в безперервному енергозабезпеченні критичної інфраструктури.

### Список використаних джерел

1. Wang, J., Ganguly, S., & Kroposki, B. (2023). *Study of Seamless Microgrid Transition Operation Using Grid-Forming Inverters*. Preprint, National Renewable Energy Laboratory (NREL/CP-5D00-86102). Presented at the 49th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON), Singapore, October 16–19, 2023.
2. Harag Margossian, Geert Deconinck, and Juergen Sachau, "Distribution network protection considering grid code requirements for distributed generation", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, no. 12, pp. 1377–1381, Sept. 2015. DOI: 10.1049/iet-gtd.2014.0987R.
3. Baumgarten, K., Wachter, J., Wiegel, F., Jumar, R., & Hagenmeyer, V. (2023). *The gap between experiment and simulation: Grid-forming inverter control during islanding transition*. Karlsruhe Institute of Technology.
4. Jain, D. L. Lubkeman, and S. M. Lukic, "Dynamic Adaptive Protection for Distribution Systems in Grid-Connected and Islanded Modes," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 34, no. 2, pp. 714-723, April 2019, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2875642.
5. M. Meskin, P. Iyer, and A. Domijan, "Impact of PV sources on the overcurrent relays in medium voltage distribution networks," in *Proc. IEEE Green Technologies Conf. (GreenTech)*, Mar. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/GreenTech.2017.46.
6. L. N. H. Pham, V. Rosero-Morillo, and F. Gonzalez-Longatt, "Directional overcurrent protection design for distribution network: CIGRE European medium-voltage benchmark network," *Eng. Proc.*, vol. 77, p. 26, 2024. doi: 10.3390/engproc2024077026
7. Mulenga and N. Etherden, "Multiple Distribution Networks Hosting Capacity Assessment Using a Stochastic Approach," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 36, pp. 101170, 2023, doi: 10.1016/j.segan.2023.101170.
8. H. Zahid, A. Zulfiqar, M. Adnan, S. Iqbal, and S. E. G. Mohamed, "A Review on Socio-Technical Transition Pathway to European Super Smart Grid: Trends, Challenges and Way Forward via Enabling Technologies," *Results in Engineering*, vol. 25, 2025, doi: 10.1016/j.rineng.2025.104155.

9. A.Vafadar, M. A. Hejazi, H. Hashemi-Dezaki, and N. Mohagheghi, "Optimal Protection Coordination of Active Distribution Networks Using Smart Selection of Short Circuit Voltage-Based Relay Characteristics," *Energies*, vol. 16, no. 14, p. 5301, Jul. 2023. doi: 10.3390/en16145301
- S. Piskunov and A. Mokeev, "Improving Protection of Medium Voltage Networks," *E3S Web of Conferences*, vol. 584, 2024, doi: 10.1051/e3sconf/202458401031.
10. Tran The Hoang, Quoc Tuan Tran, and Yvon Besanger, "An Advanced Protection Scheme for Medium-Voltage Distribution Networks Containing Low-Voltage Microgrids With High Penetration of Photovoltaic Systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 139, p. 107988, July 2022. doi: 10.1016/j.ijepes.2022.107988.
11. B. Wang and L. Jing, "A protection method for inverter-based microgrid using current-only polarity comparison," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 446–453, May 2020. doi: 10.35833/MPCE.2018.000722
12. H. Fayazi, B. Fani, M. Moazzami, and G. Shahgholian, "An offline three-level protection coordination scheme for distribution systems considering transient stability of synchronous distributed generation," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 131, p. 107069, 2021. doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107069.
13. F. M. Abo-Shady, M. A. Alaam, and A. M. Azmy, "Impedance-Based Fault Location Technique for Distribution Systems in Presence of Distributed Generation," in *Proceedings of the IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, Oshawa, Canada, 28–30 Aug. 2013, pp. 1–6. doi: 10.1109/SEGE.2013.6707931.
14. F. Coffele, C. Booth, and A. Dyško, "An Adaptive Overcurrent Protection Scheme for Distribution Networks," in *Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2013, pp. 1–8.
15. H. Laaksonen, "Protection Scheme for Island Operated Medium-Voltage Microgrid," *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, vol. 10, no. 4, pp. 540–552, July–August 2015. doi: 10.15866/iree.v10i4.7131.
16. L. Wang, X. Song, and W. Jiang, "Differential Protection Scheme for Distribution Network With Distributed Generation Based on Improved Feature Mode Decomposition and Derivative Dynamic Time Warping," *Frontiers in Energy Research*, vol. 12, Art. no. 1369880, Mar. 2024. doi: 10.3389/fenrg.2024.1369880.
17. M. Meskin, P. Iyer, and A. Domijan, "Impact of PV Sources on the Overcurrent Relays in Medium Voltage Distribution Networks," in *Proceedings of the IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, Denver, CO, USA, Mar. 2017, pp. 46–52. doi: 10.1109/GreenTech.2017.4.
18. C. Yu, Z. Gao, Z. Liu, and Z. Tao, "Current differential protection for active distribution networks based on adaptive phase angle compensation coefficient," *Applied Sciences*, vol. 13, no. 8, p. 4723, Apr. 2023, doi: 10.3390/app13084723.
19. S. Nikolovski, M. Vukobratović, and L. Majdandžić, "Protection Coordination and Anti-Islanding Protection Solution for Biomass Power Plant Connected on Distribution Network," *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol. 6, no. 6, pp. 2526–2537, Dec. 2016. doi: 10.11591/ijece.v6i6.11418.

20. V. Rosero-Morillo, S. Salazar-Pérez, F. Gonzalez-Longatt, and A. Rodríguez-García, "Impact of Distributed Generation Integration on Protection Devices: A Case Study in the CIGRE European Medium Voltage Network," *Energies*, vol. 15, no. 4, p. 1450, Feb. 2022. doi: 10.3390/en15041450.
21. S. Piskunov and A. Mokeev, "Improving Protection of Medium Voltage Networks," *E3S Web of Conferences*, vol. 584, p. 01031, 2024. doi: [10.1051/e3sconf/202458401031](https://doi.org/10.1051/e3sconf/202458401031).
22. A. Neves, B. Almeida, M. Louro, J. F. Martins, and J. G. Pinto, "Protection Scheme for Energy Storage Systems Operating in Island or Grid-Connected Modes," in *Proceedings of the 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Bucharest, Romania, Sept. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/UPEC.2019.8893400
23. C. Yu, Z. Gao, Z. Liu and Z. Tao, "Current Differential Protection for Active Distribution Networks Based on Adaptive Phase Angle Compensation Coefficient," *Applied Sciences*, vol. 13, no. 8, p. 4723, Apr. 2023, doi: 10.3390/app13084723.
24. Wang, B., & Jing, L. (2020). A Protection Method for Inverter-Based Microgrid Using Current-Only Polarity Comparison. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 8(3), 446–453.
25. Candelaria Utrilla, C., Sigrist, L., Rouco, L., Barroso, A., Ballesteros, F. J., & Santamaria, A. (2020). *Islanding tests in medium-voltage distribution systems with synchronous and non-synchronous generation*. *CIREN – Open Access Proceedings Journal*, 2020(1), 493–496.
26. Roos, M. H., Nguyen, P. H., Morren, J., & Slootweg, J. G. (2020). *Modeling and experimental validation of power electronic loads and DERs for microgrid islanding simulations*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(3), 2279–2288.
27. Tsimitsios, A. M., & Nikolaidis, V. C. (2021). *Plug-and-Play Protection: A Solution Against Protection Scheme Design Complexity in Modern Active Distribution Systems*. In *CIREN 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, Paper 58. DOI: 10.1049/icp.2021.1800.
28. G. Frigo, A. Derviškadić, Y. Zuo, and M. Paolone, "PMU-Based ROCOF Measurements: Uncertainty Limits and Metrological Significance in Power System Applications," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 68, no. 7, pp. 2617–2627, July 2019, doi: 10.1109/TIM.2018.2877102.
29. A. Sarhan, M. Barcentewicz, and F. Lerch, "Hybrid islanding detection method using PMU-ANN approach for inverter-based distributed generation systems," *IET Renewable Power Generation*, vol. 18, no. 2, pp. 142–151, 2024, doi: 10.1049/rpg2.12957.
30. Apoorva Shukla, Soham Dutta, Pradip Kumar Sadhu, "An island detection approach by  $\mu$ -PMU with reduced chances of cyber attack," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 126, Part A, March 2021, Article 106599. doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106599.

## References

1. Wang, J., Ganguly, S., & Kroposki, B. (2023). *Study of Seamless Microgrid Transition Operation Using Grid-Forming Inverters*. Preprint, National Renewable

Energy Laboratory (NREL/CP-5D00-86102). Presented at the 49th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON), Singapore, October 16–19, 2023.

2. Harag Margossian, Geert Deconinck, and Juergen Sachau (2015). "Distribution network protection considering grid code requirements for distributed generation", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, no. 12, pp. 1377–1381, Sept. 2015. DOI: 10.1049/iet-gtd.2014.0987R.

3. Baumgarten, K., Wachter, J., Wiegel, F., Jumar, R., & Hagenmeyer, V. (2023). *The gap between experiment and simulation: Grid-forming inverter control during islanding transition*. Karlsruhe Institute of Technology.

4. Jain, D. L. Lubkeman, and S. M. Lukic. (2019). "Dynamic Adaptive Protection for Distribution Systems in Grid-Connected and Islanded Modes," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 34, no. 2, pp. 714-723, April 2019, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2875642.

5. M. Meskin, P. Iyer, and A. Domijan. (2017). "Impact of PV sources on the overcurrent relays in medium voltage distribution networks," in *Proc. IEEE Green Technologies Conf. (GreenTech)*, Mar. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/GreenTech.2017.46.

6. L. N. H. Pham, V. Rosero-Morillo, and F. Gonzalez-Longatt. (2024). "Directional overcurrent protection design for distribution network: CIGRE European medium-voltage benchmark network," *Eng. Proc.*, vol. 77, p. 26, 2024. doi: 10.3390/engproc2024077026

7. Mulenga and N. Etherden. (2023). "Multiple Distribution Networks Hosting Capacity Assessment Using a Stochastic Approach," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 36, pp. 101170, 2023, doi: 10.1016/j.segan.2023.101170.

8. H. Zahid, A. Zulfiqar, M. Adnan, S. Iqbal, and S. E. G. Mohamed. (2025). "A Review on Socio-Technical Transition Pathway to European Super Smart Grid: Trends, Challenges and Way Forward via Enabling Technologies," *Results in Engineering*, vol. 25, 2025, doi: 10.1016/j.rineng.2025.104155.

9. A. Vafadar, M. A. Hejazi, H. Hashemi-Dezaki, and N. Mohagheghi. (2024). "Optimal Protection Coordination of Active Distribution Networks Using Smart Selection of Short Circuit Voltage-Based Relay Characteristics," *Energies*, vol. 16, no. 14, p. 5301, Jul. 2023. doi: 10.3390/en16145301 S. Piskunov and A. Mokeev, "Improving Protection of Medium Voltage Networks," *E3S Web of Conferences*, vol. 584, 2024, doi: 10.1051/e3sconf/202458401031.

10. Tran The Hoang, Quoc Tuan Tran, and Yvon Besanger. (2022). "An Advanced Protection Scheme for Medium-Voltage Distribution Networks Containing Low-Voltage Microgrids With High Penetration of Photovoltaic Systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 139, p. 107988, July 2022. doi: 10.1016/j.ijepes.2022.107988.

11. B. Wang and L. Jing. (2020). "A protection method for inverter-based microgrid using current-only polarity comparison," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 446–453, May 2020. doi: 10.35833/MPCE.2018.000722

12. H. Fayazi, B. Fani, M. Moazzami, and G. Shahgholian. (2021). "An offline three-level protection coordination scheme for distribution systems considering transient stability of synchronous distributed generation," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 131, p. 107069, 2021. doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107069.

13. F. M. Abo-Shady, M. A. Alaam, and A. M. Azmy. (2013). "Impedance-Based Fault Location Technique for Distribution Systems in Presence of Distributed Generation," in Proceedings of the IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE), Oshawa, Canada, 28–30 Aug. 2013, pp. 1–6. doi: 10.1109/SEGE.2013.6707931.
14. F. Coffele, C. Booth, and A. Dyśko. (2013). "An Adaptive Overcurrent Protection Scheme for Distribution Networks," in Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2013, pp. 1–8.
15. H. Laaksonen. (2015). "Protection Scheme for Island Operated Medium-Voltage Microgrid," International Review of Electrical Engineering (IREE), vol. 10, no. 4, pp. 540–552, July–August 2015. doi: 10.15866/iree.v10i4.7131.
16. L. Wang, X. Song, and W. Jiang. (2024). "Differential Protection Scheme for Distribution Network With Distributed Generation Based on Improved Feature Mode Decomposition and Derivative Dynamic Time Warping," Frontiers in Energy Research, vol. 12, Art. no. 1369880, Mar. 2024. doi: 10.3389/fenrg.2024.1369880.
17. M. Meskin, P. Iyer, and A. Domijan. (2017). "Impact of PV Sources on the Overcurrent Relays in Medium Voltage Distribution Networks," in Proceedings of the IEEE Green Technologies Conference (GreenTech), Denver, CO, USA, Mar. 2017, pp. 46–52. doi: 10.1109/GreenTech.2017.4.
18. C. Yu, Z. Gao, Z. Liu, and Z. Tao. (2023). "Current differential protection for active distribution networks based on adaptive phase angle compensation coefficient," *Applied Sciences*, vol. 13, no. 8, p. 4723, Apr. 2023, doi: 10.3390/app13084723.
19. S. Nikolovski, M. Vukobratović, and L. Majdandžić. (2016). "Protection Coordination and Anti-Islanding Protection Solution for Biomass Power Plant Connected on Distribution Network," International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE), vol. 6, no. 6, pp. 2526–2537, Dec. 2016. doi: 10.11591/ijece.v6i6.11418.
20. V. Rosero-Morillo, S. Salazar-Pérez, F. Gonzalez-Longatt, and A. Rodríguez-García. (2022). "Impact of Distributed Generation Integration on Protection Devices: A Case Study in the CIGRE European Medium Voltage Network," *Energies*, vol. 15, no. 4, p. 1450, Feb. 2022. doi: 10.3390/en15041450.
21. S. Piskunov and A. Mokeev, "Improving Protection of Medium Voltage Networks," *E3S Web of Conferences*, vol. 584, p. 01031, 2024. doi: [10.1051/e3sconf/202458401031](https://doi.org/10.1051/e3sconf/202458401031).
22. A. Neves, B. Almeida, M. Louro, J. F. Martins, and J. G. Pinto. (2019). "Protection Scheme for Energy Storage Systems Operating in Island or Grid-Connected Modes," in Proceedings of the 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Bucharest, Romania, Sept. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/UPEC.2019.8893400
23. C. Yu, Z. Gao, Z. Liu and Z. Tao. (2023). "Current Differential Protection for Active Distribution Networks Based on Adaptive Phase Angle Compensation Coefficient," *Applied Sciences*, vol. 13, no. 8, p. 4723, Apr. 2023, doi: 10.3390/app13084723.
24. Wang, B., & Jing, L. (2020). A Protection Method for Inverter-Based Microgrid Using Current-Only Polarity Comparison. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 8(3), 446–453.

25. Candelaria Utrilla, C., Sigrist, L., Rouco, L., Barroso, A., Ballesteros, F. J., & Santamaria, A. (2020). *Islanding tests in medium-voltage distribution systems with synchronous and non-synchronous generation*. CIREN – Open Access Proceedings Journal, 2020(1), 493–496.

26. Roos, M. H., Nguyen, P. H., Morren, J., & Slootweg, J. G. (2020). *Modeling and experimental validation of power electronic loads and DERs for microgrid islanding simulations*. IEEE Transactions on Power Systems, 35(3), 2279–2288.

27. Tsimtsios, A. M., & Nikolaidis, V. C. (2021). *Plug-and-Play Protection: A Solution Against Protection Scheme Design Complexity in Modern Active Distribution Systems*. In CIREN 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Paper 58. DOI: 10.1049/icp.2021.1800.

28. G. Frigo, A. Derviškadić, Y. Zuo, and M. Paolone. (2019). "PMU-Based ROCOF Measurements: Uncertainty Limits and Metrological Significance in Power System Applications," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 68, no. 7, pp. 2617–2627, July 2019, doi: 10.1109/TIM.2018.2877102.

29. A. Sarhan, M. Barcentewicz, and F. Lerch. (2024). "Hybrid islanding detection method using PMU-ANN approach for inverter-based distributed generation systems," *IET Renewable Power Generation*, vol. 18, no. 2, pp. 142–151, 2024, doi: 10.1049/rpg2.12957.

30. Apoorva Shukla, Soham Dutta, Pradip Kumar Sadhu. (2021). "An island detection approach by  $\mu$ -PMU with reduced chances of cyber attack," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 126, Part A, March 2021, Article 106599. doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106599.

## ANALYSIS OF RELAY PROTECTION SYSTEMS OF REGIONAL DISTRIBUTION NETWORKS WITH DISTRIBUTED GENERATION SOURCES

V. Kaplun, S. Remez

**Abstract.** *The article presents a comparative review and analysis of modern methods of functioning of relay protection systems of medium-voltage distribution networks with distributed generation sources (DGR). The analysis touched upon the main technical challenges associated with the active introduction of DGR, primarily renewable sources, into regional networks, which leads to a change in the directions of flows and currents in the network, violation of the conditions for ensuring selectivity, sensitivity and technically perfect coordination between protective devices. Special attention is paid to the features of relay protection of micro-power systems during the transition from network to island mode.*

*The purpose of the study is to review and analyze modern methods and systems of relay protection of distribution regional networks with DRG, taking into account the features of their operation.*

*The article studies traditional and innovative (adaptive, combined, based on sequential components, using phasor measuring devices and artificial intelligence) protection methods, their efficiency and ability to operate in characteristic modes. The comparative analysis was carried out taking into account known modern platforms, their*

*advantages, complexity of implementation, requirements for communication channels, settings and tests, possible risks due to the complexity of relay protection systems. The key advantages and limitations of modern approaches to implementing relay protection, as well as current trends in the development of protection systems for active networks with a high share of DRG, are identified.*

*It is shown that to ensure the reliability and safety of power supply in modern conditions, it is necessary to implement adaptive, intelligent and hybrid protection systems with the possibility of operating regional microgrids in island mode.*

*As a rule, in distribution regional networks, protection systems based on current measurement are used, less often - based on voltage measurement or combined protection systems (based on current and voltage measurement). However, the change in the structure of power supply from centralized (with one-way current flow) to decentralized (with different DRGs) creates a serious threat to network protection systems in terms of reliability of operation, sensitivity and coordination of various protection elements.*

*It is established that innovative methods demonstrate higher flexibility, accuracy and ability to self-organize. At the same time, they require more complex technical and software implementation, communication setup and relevant implementation experience. The reliability of protection in the future will be determined by the system's ability to adapt to rapid changes in operating mode, dynamic connection and change of DRG parameters, requirements for power supply of critical consumers even in the event of a transition to islanding modes when disconnected from the main grid.*

**Key words:** *distributed generation, transient stability, protection coordination, islanding, distribution network.*