УДК 621.311 DOI: https://doi.org/10.15407/techned2026.04.057

ДИСТАНЦІЙНИЙ ЗАХИСТ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ З РОЗПОДІЛЕНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ГЕНЕРАЦІЇ ЗА НЕСИМЕТРИЧНИХ КОРОТКИХ ЗАМИКАННЯХ

С.П. Денисюк[1*], докт. техн. наук, **А.О. Омельчук**[2**], канд. техн. наук,
Д.Г. Дерев'янко[2***], докт. техн. наук, **В.В. Заколодяжний**[2****]
[1] **Інститут електродинаміки НАН України,**
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна.
[2] **НТУ України «КПІ ім. Ігоря Сікорського»,**
пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна.
E-mail: spdens@ukr.net; omelchuk_anatoli@ukr.net; zavkafep@lll.kpi.ua; zakolodyazhny@ukr.net.

У повоєнному відновленні енергетики України роль дистанційного захисту та протиаварійної автоматики трансформується з підтримки поточної працездатності у створення фундаменту для високотехнологічної, децентралізованої та стійкої системи «Grids of the Future». Перспективна роль у повоєнному відновленні належатиме інтеграції розподілених джерел генерації (РДГ) з накопичувачами енергії та впровадженні адаптивних систем захисту задля підвищення економічної ефективності автоматизації режимів як локальних, так і центральної електричної системи шляхом скорочення тривалості відключень і, відповідно, зменшення збитків споживачам та енергопостачальній компанії. Широке впровадження в електричних мережах розподілених джерел генерації у вигляді сонячних, вітрових, а в останні періоди й когенераційних установок, перетворює їх в децентралізовані електроенергетичні системи (ЕЕС з РДГ), що, в свою чергу, вимагає удосконалення систем їхнього релейного захисту та систем автоматичного керування режимами їхньої роботи. Розосередженість таких джерел, невизначеність та нестабільність графіків їхньої генерації створює додаткові вимоги й до роботи протиаварійної автоматики в цих розподільних мережах. У роботі наведено результати дослідження параметрів дистанційних захистів з залежною від опору кола короткого замикання витримкою часу для розгалужених розподільних ліній з резервуванням та розподіленими джерелами генерації за імовірних двофазних коротких замиканнях з урахуванням параметрів і режимів роботи цих ліній. Отримані характеристики налаштування пристроїв дистанційного захисту цих ліній рекомендовано для їхнього налагодження. Визначено умови, за яких доцільно застосовувати схеми дистанційного захисту з контролем лінійних напруг і різниці фазних струмів, але для захисту таких ліній від подвійних замикань на землю рекомендовано застосовувати окремий захист, а у разі його відсутності – приєднання основного захисту на лінійні напруги і фазні струми. Ефективність роботи дистанційного захисту повного опору доцільно оцінювати за максимальною довжиною електричної дуги, котра визначається зниженням напруги в місці встановлення захисту за відповідного коефіцієнта чутливості захисту. Використану методику дослідження параметрів і режимів роботи дистанційного захисту мереж з ізольованою нейтраллю та отримані результати рекомендується використовувати під час формування децентралізованих електроенергетичних систем з РДГ в повоєнний період розбудови з урахуванням сьогоднішніх викликів та перспективного плану. Бібл. 20, рис. 3, табл. 1.

Ключові слова: розподілені джерела генерації, резервовані лінії електропередавання, дистанційний релейний захист, електрична дуга, чутливість.

Вступ. Дистанційний захист (ДЗ) та протиаварійна автоматика (ПА) є ключовими компонентами забезпечення стабільності та живучості енергосистем [1]. Дистанційний захист виявляє та локалізує пошкодження, а протиаварійна автоматика (як-от АПВ (автоматичного повторного ввімкнення) чи автоматика ділення мережі (АД) намагається мінімізувати наслідки цього відключення або запобігти системному колапсу після спрацювання захистів. У сучасних електроенергетичних системах (ЕЕС) дистанційний захист та протиаварійна автоматика трансформувалися з локальних засобів безпеки у фундамент інтелектуальних мереж (Smart Grid) та цифрових підстанцій [3, 4]. Їхнє значення визначається наступними факторами:

© Денисюк С.П., Омельчук А.О., Дерев'янко Д.Г., Заколодяжний В.В., 2026
ORCID: * https://orcid.org/0000-0002-6299-3680; ** https://orcid.org/0009-0007-3964-497X;
*** https://orcid.org/0000-0002-4877-5601; **** https://orcid.org/0000-0001-8277-4170
© Видавець ВД «Академперіодика», НАН України, 2026
Це стаття відкритого доступу за ліцензією CC BY-NC-ND 4.0
https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode.uk

– забезпечення стійкості у разі децентралізації;

– локалізація та швидке усунення несправностей;

– цифрова трансформація та стандарт IEC 61850 (впровадження цифрових підстанцій дає змогу пристроям ПА обмінюватися даними в реальному часі через оптичні канали);

– запобігання системним аваріям;

– підвищення безпеки персоналу та обладнання.

В ієрархії енергосистеми дистанційний захист та протиаварійна автоматика займають різні рівні керування, що забезпечує комплексний захист від локальних пошкоджень до системних колапсів [5].

1. ***Ієрархія дистанційного захисту (об'єктовий рівень)***

ДЗ діє на рівні окремого елемента мережі (лінії електропередачі) і має внутрішню ієрархію за зонами дії:

– I зона (нижній рівень): миттєва дія; захищає основну частину лінії (~80%) без витримки часу;

– II зона (середній рівень): забезпечує захист решти лінії та резервує суміжні шини з невеликою витримкою часу (0.3–0.6 с);

– III зона (верхній рівень): дальнє резервування; охоплює суміжні ділянки мережі, діючи з найбільшою витримкою часу задля забезпечення селективності.

2. ***Ієрархія протиаварійної автоматики (системний рівень)***

ПА має складнішу вертикальну структуру, оскільки координує роботу всієї енергосистеми:

– локальна ПА (нижній рівень): встановлюється на конкретних підстанціях чи станціях (наприклад: АПВ (повторне ввімкнення), АВР (введення резерву), АЛАР (ліквідація асинхронного режиму));

– регіональна ПА (середній рівень): координує декілька вузлів мережі задля запобігання перевантаженням у конкретному енергорайоні (наприклад, АД, автоматика обмеження перевантаження ліній);

– загальносистемна ПА (верхній рівень): централізовані системи, що керують балансом потужності та частоти в масштабах країни (наприклад, АЧР – частотне розвантаження).

Взаємозв'язок в ієрархії [4, 5]:

– пріоритет дії: спочатку спрацьовує релейний захист (ДЗ), щоб локалізувати аварію;

– корекція: якщо ДЗ не зміг усунути проблему або його дія призвела до дефіциту потужності, вступає в дію ПА (наприклад, АД, АЧР або АПВ) задля стабілізації системи;

– інформаційний обмін: у сучасних цифрових системах (стандарт IEC 61850) дані з рівня ДЗ миттєво передаються на верхні рівні ПА для прийняття системних рішень.

Згідно з даними НЕК «Укренерго» близько 70-80% замикань на повітряних лініях є нестійкими. Взаємодія ДЗ та АПВ дає можливість відновити живлення за секунди без втручання оператора. Алгоритм взаємодії ДЗ та АПВ – це класичний приклад узгодженого функціонування, де захист вимикає лінію, а автоматика намагається повернути її в роботу.

Безумовно, що сучасні пристрої протиаварійної автоматики та дистанційного захисту є важливими складовими реалізації положень Концепції «розумних» мереж в Україні. Широкий розвиток розподілених енергетичних ресурсів, зокрема, зростання частки ВДЕ в енергобалансі Україні, призводить до розвитку конфігурацій електричних мереж, появу двосторонніх потоків електроенергії як в окремих частинах централізованої електроенергетичної системи, так і в локальних системах [1–3]. Постало нагальним вирішення актуальної задачі ефективного застосування протиаварійної автоматики та дистанційного захисту через урізноманітнення як нормальних, так і аварійних режимів [1, 3, 6, 7].

Метою роботи є аналіз ефективності застосування протиаварійної автоматики та дистанційного захисту під час побудови сучасних електроенергетичних мереж із оцінкою чутливості дистанційного захисту в децентралізованих електроенергетичних системах з розосередженим електричним навантаженням та джерелами генерації за несиметричних аварійних режимів в цих системах.

Характеристика застосування протиаварійної автоматики та дистанційного захисту під час побудови сучасних електроенергетичних систем на різних рівнях напруги в залежності від важливості об'єкта та складності мережі розглядається в [4, 5].

1. ***Дистанційний захист (ДЗ).*** ДЗ стає основним або резервним захистом там, де звичайний струмовий захист не може забезпечити селективність (точність) через складні перетікання

потужності:

– 110–750 кВ та вище: це основна сфера застосування ДЗ; на магістральних мережах НЕК "Укренерго" дистанційний захист є обов'язковим, зокрема, на лініях 330–750 кВ він часто дублюється (основний + резервний) і працює в комплексі з високочастотним блокуванням;

– 35 кВ: ДЗ застосовується у складних кільцевих або багатосторонньо живлених мережах. Для простих радіальних ліній 35 кВ частіше використовують більш прості та дешевші струмові захисти;

– 6–10 кВ: зазвичай не застосовується: на цьому рівні використовуються максимальні струмові захисти, оскільки мережі мають коротку протяжність і радіальну структуру. Але оскільки широке впровадження РДГ в цих мережах перетворює їх в мережі з двостороннім (і більше) живленням, то виникає необхідність застосовувати більш чутливі та надійні релейні захисти з подальшою їхньою сумісністю з ПА.

2. ***Протиаварійна автоматика (ПА).*** Рівень напруги визначає тип автоматики:

– 0,4–35 кВ (Рівень розподільних мереж): АВР (автоматичне введення резерву) – критично для споживачів I і II категорій надійності; АД (автоматика ділення мережі) – в мережах з двостороннім живленням, зокрема з РДГ; АЧР (автоматичне частотне розвантаження) – встановлюється на підстанціях оператора системи розподілу (ОСР) для вимкнення менш вибагливих до надійності споживачів;

– 110–750 кВ (Рівень високої та надвисокої напруги): АПВ (автоматичне повторне ввімкнення) – встановлюється на всіх ПЛ; АЛАР (автоматика ліквідації асинхронного режиму) – на міжсистемних зв'язках та великих електростанціях; АОПЛ (автоматика обмеження перевантаження ліній) – для захисту транзитних ліній від перегріву.

У Smart Grid дистанційний захист та автоматика перетворюються на розподілений інтелект, який мінімізує людський фактор і робить мережу гнучкою до змін [1–3, 6]. У концепції Smart Grid роль ДЗ та ПА змінюється від «пасивного запобіжника» до «активного менеджера» системи. Якщо в традиційній мережі вони просто вимикали пошкоджену ділянку, то в смарт-мережах забезпечують її самовідновлення та стабільність за двосторонніх потоках енергії [2, 3, 6]:

– забезпечення роботи Microgrids та двосторонніх потоків;

– Self-healing (Самовідновлення мережі);

– робота з РДГ (вітровими, сонячними та когенераційними станціями) та накопичувачами (BESS);

– адаптивний захист на базі Big Data;

– широкомасштабний моніторинг (WAMS) з використанням даних як від PMU (Phasor Measurement Units), так і WMU ((Waveform Measurement Unit), що дає змогу ідентифікувати стан всієї енергосистеми з точністю до мікросекунд, виявляти значимі та незначимі події, що дає змогу виявляти передумови аварії (наприклад, небезпечні коливання) ще до того, як вони стануть критичними.

Зазначимо, що WMU використовуються для розширеного моніторингу електричних мереж, включаючи ситуаційну обізнаність, виявлення несправностей та відстеження динаміки систем з ресурсами на основі інвертора [8].

У децентралізованих електроенергетичних системах (6–35–110 кВ) роль дистанційного захисту та протиаварійної автоматики кардинально змінилася – від простого вимкнення «гілки» вони перейшли до управління гнучкістю та надійністю кожного конкретного вузла [1, 6, 7]:

1) роль дистанційного захисту у децентралізованих ЕЕС:

– чутливість у «слабких» мережах;

– селективність у кільцевих схемах;

– захист від «підживлення» місця короткого замикання іншим джерелом;

2) роль протиаварійної автоматики для цих систем:

– інтелектуальний АВР (автоматичне введення резерву):

– адаптивне АЧР (частотне розвантаження):

– локалізація пошкоджень (Fault Detection, Isolation, and Recovery, FDIR).

Так у децентралізованих ЕЕС (зокрема і системах Microgrid) традиційні підходи до захисту часто виявляються неефективними. Тут ДЗ та ПА стають інструментами інтелектуального керування автономними «енергоостровами» [9]: підтримка «малих струмів замикання», забезпечення режиму «острова» (Islanding), робота з двосторонніми потоками (Bidirectional flows), динамічна стійкість та частотне керування, роль у побудові енергетики нового покоління (об'єднувати ці дрібні об'єкти у

віртуальні електростанції (VPP)).

У повоєнному відновленні енергетики України роль дистанційного захисту та протиаварійної автоматики трансформується з підтримки поточної працездатності у створення фундаменту для високотехнологічної, децентралізованої та стійкої системи «Grids of the Future». Перспективна роль у повоєнному відновленні повинна належати наступним заходам.

Інтеграції РДГ (сонячних, вітрових, когенераційних станцій) в електроенергетичну систему, де сучасні ДЗ та ПА необхідні задля балансування цих нестабільних джерел та забезпечення стійкості ЕЕС за їхнього масового підключення.

Синхронізація з ENTSO-E та повне об'єднання з європейським енергоринком вимагає відповідності ПА найвищим стандартам ЄС задля забезпечення взаємодопомоги та стабільного імпорту/експорту електроенергії.

Створення цифрових підстанцій згідно стандарту IEC 61850 (наприклад, перехід від провідникових до оптичних каналів передачі даних) дає змогу пристроям ДЗ та ПА обмінюватися інформацією миттєво (GOOSE-повідомлення). У 2025 році в Україні заплановано будівництво першої такої підстанції за підтримки Франції.

Впровадження адаптивних систем захисту, зокрема, розвиток ДЗ, дає можливість динамічно змінювати уставки захисту залежно від поточного режиму роботи мережі, що є критичним у разі частого перемикання споживачів та зміни джерел живлення.

Інтеграція накопичувачів енергії (BESS) створює вимоги до ПА – керувати системами зберігання енергії для миттєвої підтримки частоти та напруги, що замінить частину вугільних ТЕС у маневруванні.

Важливим у впровадженні згаданих заходів є кіберзахист та живучість ЕЕС, для чого післявоєнна модернізація передбачає впровадження захищених цифрових протоколів задля запобігання несанкціонованому втручанню в роботу захисту та автоматики.

Економічна ефективність вдосконалення засобів захисту та автоматизації в ЕЕС визначатиметься скороченням тривалості відключень і, відповідно, зменшенням збитків споживачам і енергопостачальній компанії та зменшенням втрат в мережах, що є пріоритетом у разі дефіциту ресурсів для відновлення.

В довоєнний період розвиток розподіленої генерації був обумовлений економічними чи екологічними факторами, що сприяло розвитку сонячної, вітрової, біогазової та малої гідроелектроенергетики. Сьогодні ж РДГ поповнюються когенераційними установками, що обумовлено негативними наслідками руйнування електроенергетичної системи країни та критичною необхідністю відновлення енергозабезпечення споживачів. Все це призводить до вимушеної децентралізації генерації та локалізації ЕЕС всупереч неекономічності режимів їхньої роботи. Пов’язана з цим зміна параметрів і режимів роботи ЕЕС викликає певні складнощі в роботі існуючих підсистем релейного захисту та автоматики, зокрема, розподільних електричних ліній, до котрих підключені РДГ [9-11].

Такі лінії електропередавання перетворюються з радіальних на лінії з двостороннім живленням, в котрих існуючі підсистеми захисту та автоматики найчастіше виявляються чутливими до напрямку перетікань потужності, що може викликати порушення їхньої роботи під впливом РДГ. В свою чергу РДГ також вимагають віддаленого контролю параметрів та управління, що дуже ускладнює підсистему автоматики та телемеханіки [12-17].

В [18] розглядалися проблеми використання релейного захисту для розгалужених розподільних ліній електропередавання з розосередженим електричним навантаженням. Проаналізовано особливості роботи захисту за різних режимів роботи цих ліній, а саме: нормальному, післяаварійному та планово-ремонтному. Захист ліній з двостороннім живленням, які зв’язують з потужними електричними системами окремі місцеві електростанції, в тому числі РДГ, та локальні електричні системи або РДГ між собою, повинен задовольняти загальним вимогам щодо забезпечення необхідної чутливості, селективності дії за різних видах пошкоджень. Труднощі в забезпеченні необхідної чутливості під час використання максимальних струмових захистів на таких лініях пов’язані з малим рівнем струмів короткого замикання від РДГ і локальних електричних систем. Наведено особливості виконання релейного захисту під час резервування електропостачання споживачів з використанням РДГ. Максимальний струм навантаження лінії, котрий споживається з електричної системи, в 2 – 3 рази перевищує номінальний струм, який визначається потужністю генераторів РДГ. При цьому струми короткого замикання від генераторів малопотужних розподілених джерел генерації виявляються співрозмірними з максимальними робочими струмами лінії. На лініях електропередавання з

двостороннім живленням, які зв’язують локальні ЕЕС з потужною електричною системою або розподілені джерела генерації між собою, максимальні струмові направлені захисти забезпечують селективність і є основними видами захистів таких ліній.

В [19] наведено особливості виконання релейного захисту в секціонованих мережах у разі живлення їх від резервних джерел живлення.

Залежності розподілу струмів короткого замикання по магістралі секціонованої лінії в режимі роботи з відключеним пунктом АВР та в режимі живлення від резервної підстанції за середніх параметрах довжин і опорів ділянок показують наступне: струмова відсічка, встановлена на головній ділянці, налаштована на рівень максимального струму короткого замикання за секціонуючим пунктом, забезпечує захист приблизно 67 % магістралі першої ділянки лінії. Відсічка, встановлена на секціонуючому пункті, що налаштована на рівень максимального струму короткого замикання на суміжній ділянці, забезпечує захист тільки 20 % магістралі лінії під час живлення від основного джерела.

У разі живлення від резервного джерела струми короткого замикання на захищеній ділянці значно менші уставки струмової відсічки, встановленої на секціонуючому пункті, тому в цьому випадку струмова відсічка, встановлена на секціонуючому вимикачі, виявляється неефективною. Максимальні струмові відсічки на секціонованих лініях з мережним резервуванням як захист другого ступеня доцільно використовувати на головних ділянках лінії.

В [20] досліджено параметри налаштування суміжних дистанційних захистів з дистанційним пуском із урахуванням особливостей режимів роботи та умов експлуатації секціонованих розгалужених розподільчих ліній. Визначено вплив параметрів і режимів роботи таких ліній на діапазон регулювання уставок за опором та часом спрацювання в кінці зони дії та вимоги до лінійності часових характеристик, що дає можливість визначати відстані до місця короткого замикання за часом спрацювання.

Отримано результати для налагодження дистанційних захистів секціонованих ліній електропередавання з підключеними до них джерелами розподіленої генерації, а саме: визначено умови регулювання уставок захисту за опором спрацювання з урахуванням параметрів цих ліній та межі регулювання уставок за опором спрацювання за вторинними значеннями. Також визначено умови регулювання уставок за часом спрацювання та межі часу спрацювання захисту для більшості ліній.

Задля селективної роботи захисту за вибраних уставках за часом спрацювання забезпечується однозначність часових характеристик у разі зміни величин робочих струмів захисту за умови десятивідсоткової точності роботи захисту за опором спрацювання.

Досліджено умови забезпечення селективної роботи суміжних захистів у вибраному діапазоні уставок за часом спрацювання з урахуванням відношення опорів та визначено розбіжність у часі спрацювання.

Обґрунтовано початковий момент часу дії захисту від спрацювання обмежувачів перенапруги та від перегоряння плавкої вставки запобіжників відгалужень і відпайок у разі короткого замикання безпосередньо за запобіжником. Використання сучасних мікропроцесорних пристроїв захисту забезпечить, з одного боку, точність опору спрацювання, лінійність та однозначність залежності витримки часу спрацювання від опору петлі короткого замикання за різних рівнях струмів і напруг, а з іншого – простоту в обслуговуванні комплектів захисту.

В [18] досліджено параметри дистанційних захистів з залежною від опору петлі короткого замикання витримкою часу для розподільних ліній з резервуванням та (або) підключеними до них РДГ, де враховуються особливості параметрів цих ліній, режими їхньої роботи та умови експлуатації. Отримано характеристики пристроїв захисту, які рекомендуються під час налагодження дистанційного захисту ліній напругою 6…20 кВ. Обґрунтовано переваги застосування схеми приєднання дистанційного захисту на міжфазні напруги і різницю фазних струмів, а також використання окремого захисту від подвійних замикань на землю, а за їхньої відсутності – схеми приєднання на лінійні напруги і фазні струми. Надійність роботи дистанційного захисту повного опору доцільно оцінювати за величиною максимальної довжини дуги, що визначається за заданого коефіцієнта чутливості дистанційного захисту зниженням напруги в місці встановлення захисту у разі короткого замикання.

В роботах [19–20] отримано параметри спеціальних дистанційних захистів з дистанційним пуском та залежною від опору витримкою часу петлі короткого замикання для розгалужених секціонованих ліній з підключеними до них РДГ, які враховують особливості параметрів, режимів роботи та умов їхньої експлуатації. Визначено необхідні характеристики захисту, які можуть бути

використані у процесі розробки дистанційного захисту таких ліній електропередавання напругою 6…20 кВ. Визначено доцільність використання схеми підключення дистанційного захисту до лінійних напруг та різниці фазних струмів. Задля захисту цих ліній від подвійного замикання на землю рекомендується використовувати роздільний захист; за його відсутності – схему підключення до лінійних напруг та фазних струмів. Дистанційний імпедансний захист пропонується оцінювати за значенням максимальної дуги, що визначається за заданого коефіцієнта чутливості падіння напруги в місці захисту у разі короткого замикання.

Досліджено вплив параметрів та режимів роботи таких ліній на технічні характеристики цих захистів, зокрема, на діапазон уставок керування опором та час спрацьовування в кінці діапазону. Рекомендується використовувати результати проведених досліджень для налаштування дистанційних захистів розділених ліній з джерелами розподіленої генерації. Задля забезпечення вибіркової дії захисту в різних режимах роботи ліній та зручності вибору уставок спрацьовування часова характеристика захисту повинна бути лінійною. Крім того, лінійність часової характеристики захисту дає можливість використовувати значення часу спрацьовування для визначення відстані до місця короткого замикання. Через необхідність налагодження захисту за часовими характеристиками від спрацьовування розрядників та від перегорання плавких вставок запобіжників у разі короткого замикання безпосередньо за запобіжником початкова тривалість захисту повинна становити 0,25…0,40 с.

Оцінка чутливості дистанційного захисту в розподільних електричних мережах з розподіленими електричним навантаженням та джерелами генерації в умовах різних аварійних режимів.

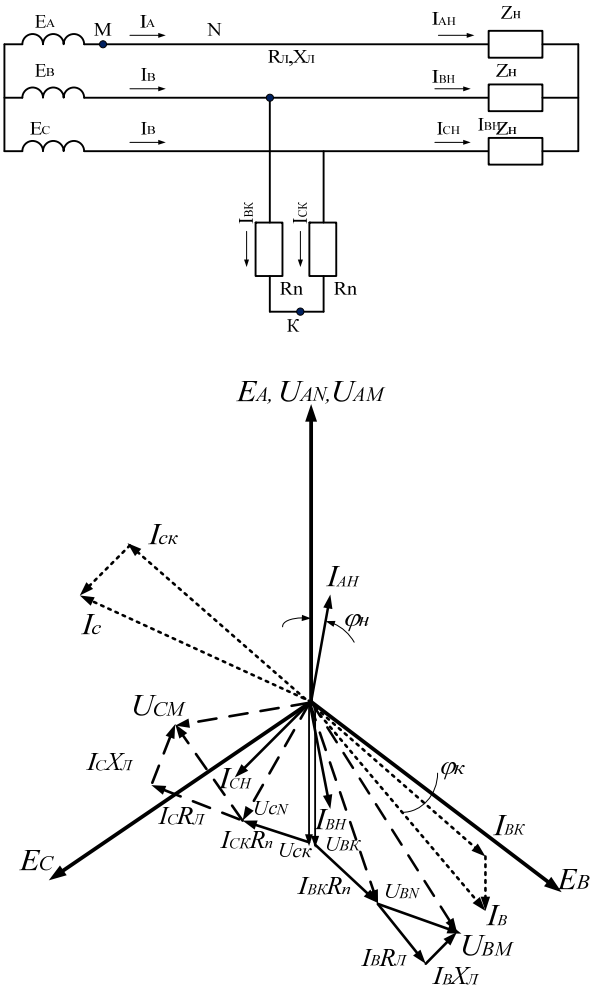


Рис. 1

Аналогічно визначеним в роботах [18–20] приведені співвідношення в режимі двофазного короткого замикання між фазами *B* і *C* (рис. 1, де наведено векторну діаграму струмів і напруг у разі двофазного короткого замикання через перехідний опір R_n з урахуванням струмів навантаження).

Вимірюваний диференційним реле опір буде визначатися за виразом

$$Z_{з2}^{(2)} = \frac{\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)Z_Л + \dot{I}_{Bk}\cdot 2R_n}{\dot{I}_B}, \qquad (1)$$

З урахуванням значення струмів у фазах *B* і *C*, рівних

$$I_B = I_{Bk} - I_{BN}, \quad I_C = I_{Ck} - I_{CN}, \qquad (2)$$

вираз (1) приводиться до вигляду

$$Z_{з2}^{(2)} = 2Z_Л \cdot \left[1 - \frac{\dot{I}_{BH} + \dot{I}_{CH}}{2\left(\dot{I}_{Bk} + \dot{I}_{BH}\right)}\right] + 2R_n \frac{\dot{I}_{Bk}}{\dot{I}_{Bk} + \dot{I}_{BH}}. \qquad (3)$$

З урахуванням (2) та виразу, наведеного в [18],

$$\dot{I}_B - \dot{I}_C = \frac{\dot{U}_Л - \dot{I}_{Bk}\cdot 2\cdot R_n}{Z_Л}, \qquad (4)$$

значення струму пошкодженої фази можна представити

$$\dot{I}_{Bk} = \frac{1}{2}\left[\frac{\dot{U}_Л - \dot{I}_{Bk}\cdot 2\cdot R_n}{Z_Л} + \dot{I}_{BH} + \dot{I}_{CH}\right]. \qquad (5)$$

Опір, вимірюваний дистанційним реле з урахуванням (5), визначається як

$$Z_{з2}^{(2)} = \frac{2\dot{U}_Л}{\left(\dot{U}_Л - 1050\cdot 2l_д\right)\cdot Z_Л^{-1} + \left(\dot{I}_{BH} + \dot{I}_{CH}\right)}. \qquad (6)$$

Опір на клемах дистанційного реле з урахуванням (6)

$$Z_{з2}^{(2)} = \frac{2\dot{U}_{Л}}{\left(\dot{U}_{Л} - 1050 \cdot 2l_{д}\right) \cdot Z_{з}^{-1} + (\dot{I}_{ВН} + \dot{I}_{СН})}. \quad (7)$$

Відношення виміряного опору кола короткого замикання до опору уставки

$$\frac{Z_{з2}^{(2)}}{Z_{уст}} = \frac{1}{K_{ч}} \cdot \frac{\dot{U}_{Л}}{\dot{U}_{Л} - 1050 \cdot 2l_{д} + Z_{Л}(\dot{I}_{ВН} + \dot{I}_{СН})}. \quad (8)$$

Похибка, яку вносить перехідний опір дуги у разі двофазного короткого замикання та вплив струму навантаження, визначається за виразом

$$\delta_{д2}^{(2)} = \frac{1050 \cdot 2l_{д} - Z_{Л}(\dot{I}_{ВН} + \dot{I}_{СН})}{\dot{U}_{Л} - 1050 \cdot 2l_{д} + Z_{Л}(\dot{I}_{ВН} + \dot{I}_{СН})} \cdot 100, \ \%. \quad (9)$$

Мінімальне значення коефіцієнта чутливості дистанційного захисту, ввімкненого за другою схемою (на лінійну напругу і струм пошкодженої фази), за якого $Z_{зам}<Z_{уст}$, за максимальної довжини електричної дуги визначається співвідношенням

$$K_{ч2}^{(2)} \geq \frac{\dot{U}_{Л}}{\dot{U}_{Л} - 1050 \cdot 2l_{д.макс} + Z_{Л}(\dot{I}_{ВН} + \dot{I}_{СН})}. \quad (10)$$

Задля оцінювання впливу струмів навантаження і перехідного опору на виміряний опір реле, котре увімкнене на $U_л$ та $I_л$, у разі допущенні $\dot{I}_{ВН} + \dot{I}_{СН} = 2\dot{I}_{Н}$ вираз (8) матиме вигляд

$$\delta_{д2}^{(2)} = \frac{1050 \cdot 2l_{д} - K_{и}\dot{U}_{ЛН} \cdot \alpha}{K_{и}\dot{U}_{ЛН} \cdot (1+\alpha) - 1050 \cdot 2l_{д}} \cdot 100, \ \%, \quad (11)$$

де $\alpha = I_{Н} / I_{км}^{(2)}$ – відношення струму навантаження до струму «металевого» двофазного к.з.

Для ліній електропередавання вирази (10) і (11) матимуть вигляд

$$K_{ч2}^{(2)} \geq \frac{K_{и}}{K_{и} - 0,2l_{д.макс} + \alpha K_{и}}, \quad (12)$$

$$\delta_{д2}^{(2)} = \frac{2l_{д} - 10K_{и} \cdot \alpha}{10K_{и} \cdot \alpha(1+\alpha) - 2l_{д}} \cdot 100, \ \%. \quad (13)$$

Довжина дуги, за якої вимірюваний за допомогою реле опір кола короткого замикання, що є менший за опір уставки цього реле захисту за $K_ч$=1,5, буде рівна

$$l_{д} \leq 1,67 \cdot K_{и} \cdot (1+3 \cdot \alpha). \quad (14)$$

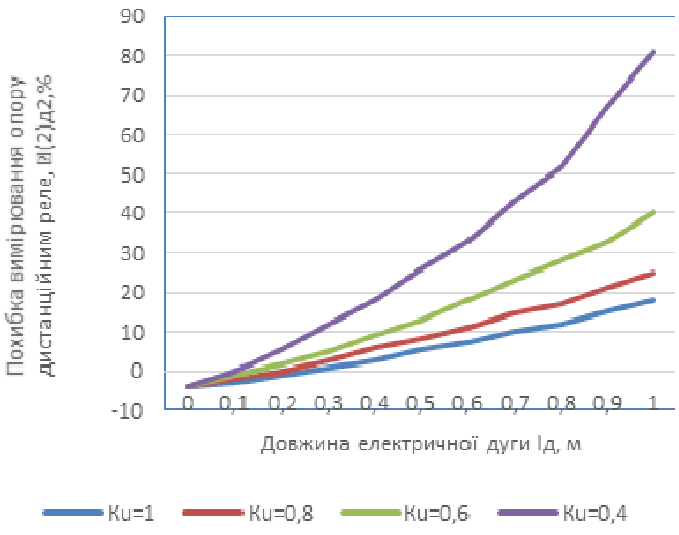


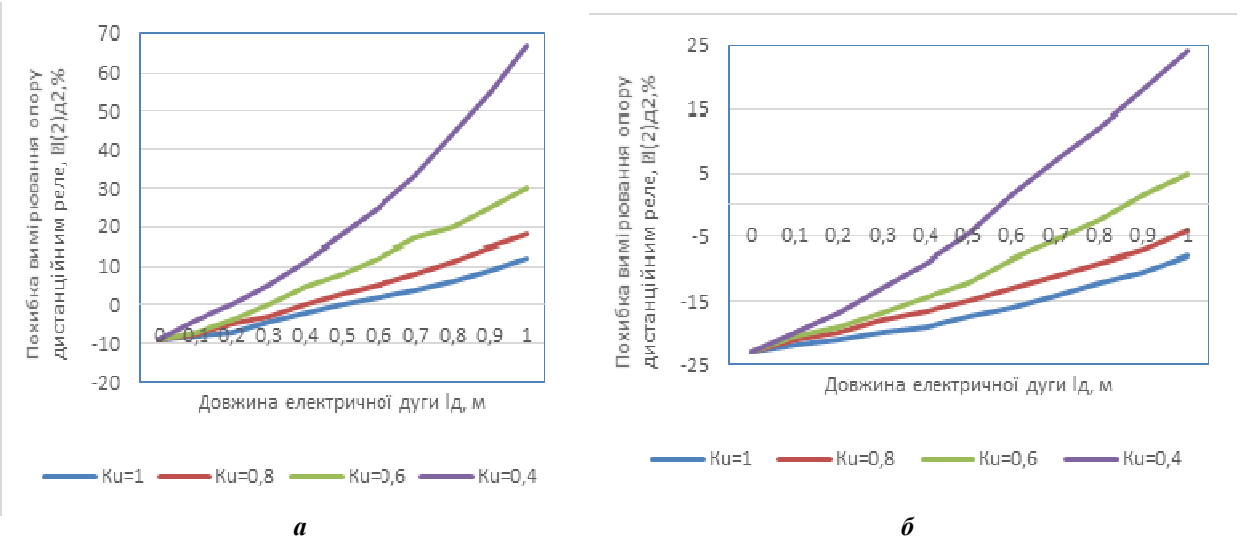
Рис. 2

Залежності похибки вимірювання опору дистанційним реле, підключеного на $U_л$ і $I_ф$, під час двофазного к.з. від довжини електричної дуги $l_д$ та відносного зниження напруги $K_и$ в місці встановлення дистанційного захисту $\delta_{д2}^{(2)} = f(K_и, l_д, \alpha)$, наведені на рис. 2.

Наведені залежності дають змогу оцінити вплив основних параметрів, котрі характеризують точність і надійність вимірювання опору пошкодженої ділянки лінії реле дистанційного захисту під час підключення за обома схемами: похибку вимірювання, мінімальне значення коефіцієнта чутливості або максимальну довжину електричної дуги, за яких $Z_{вим}< Z_{уст}$. В таблиці наведено вплив опору електричної дуги і струмів навантаження на вимірювання опору кола к.з. дистанційними захистами в розподільних лініях електропередавання.

	Найменування	Режим двофазного короткого замикання між фазами *B* і *C*	
		Підключення дистанційного захисту на $U_л$ та $I_л$	Підключення дистанційного захисту на $U_л$ та $I_ф$
1	Вимірюваний опір $Z_{вим.}$	$Z_Л + 2R_n \frac{\dot{I}_{Bk}}{2\dot{I}_{Bk} + \left(\dot{I}_{Bk} - \dot{I}_{BH}\right)}$	$2Z_Л \cdot \left[1 - \frac{\dot{I}_{BH} + \dot{I}_{CH}}{2\left(\dot{I}_{Bk} + \dot{I}_{BH}\right)}\right] + 2R_n \frac{\dot{I}_{Bk}}{\dot{I}_{Bk} + \dot{I}_{BH}}$
2	Похибка вимірювання $\delta_д$,%	$\frac{2l_д}{10K_u - 2l_д} \cdot 100$	$\frac{2l_д - 10K_u \cdot \alpha}{10K_u \cdot \alpha(1+\alpha) - 2l_д} \cdot 100$
3	Мінімальне значення коефіцієнта чутливості, $K_{ч.мін}$	$\frac{K_u}{K_u - 0,2l_{д.макс}}$	$\frac{K_u}{K_u - 0,2l_{д.макс} + \alpha K_u}$
4	Максимальна довжина електричної дуги $l_{д.макс}$	$1,67 \cdot K_u$	$1,67 \cdot K_u \cdot (1+3 \cdot \alpha)$

На рис. 3 наведено залежність похибки вимірювання опору дистанційним реле, підключеним на $U_л$ і $I_ф$, за двофазного короткого замикання від довжини електричної дуги $l_д$ і відносного зниження напруги K_u в місці встановлення дистанційного захисту: *а* – у разі відносного струму навантаження α=0,1; *б* – за відносного струму навантаження α=0,3.



а ***б***

Рис. 3

Використана методика дослідження параметрів і режимів роботи дистанційного захисту мереж з ізольованою нейтраллю та отримані результати рекомендується використовувати у процесі формування децентралізованих електроенергетичних систем в повоєнний період розбудови електроенергетичної галузі України з урахуванням сьогоднішніх викликів та перспективного плану.

Вдосконалення релейного захисту децентралізованих електроенергетичних систем в умовах поширення в них РДГ реалізується на базі сучасних мікропроцесорних пристроїв, котрі наділені ще й функціями автоматики, що, в свою чергу, є нижчою ланкою системи протиаварійної автоматики єдиної електроенергетичної системи. Надійна робота протиаварійної автоматики децентралізованих ЕЕС виключить негативний вплив імовірних аварійних ситуацій в цих мережах на стійкість роботи як окремих ланок вищої напруги, так і електроенергетичної системи в цілому.

Інтенсивне, іноді вимушене, впровадження розподілених джерел генерації, включаючи накопичувачі електроенергії, призводить до утворення децентралізованих ЕЕС, котрі є нижчим рівнем в ієрархії об’єднаної електричної системи. Враховуючи багатогранність факторів впливу на параметри і режими роботи таких ЕЕС, необхідно продовжувати дослідження як щодо забезпечення вимог щодо релейного захисту та автоматики цих ЕЕС, так і щодо суміщення їхньої роботи з релейним захистом і протиаварійною автоматикою на об’єднаному системному рівні.

Виконані дослідження та отримані результати дають можливість полегшити ефективне впровадження розподілених джерел генерації в децентралізовані електроенергетичні системи та

забезпечити їхню електромагнітну сумісність в перехідних аварійних та після аварійних режимах роботи.

Висновки. Отримані аналітичні залежності для аналізу чутливості дистанційного захисту та оцінювання достовірності вимірювання опору пошкодженої ділянки лінії пристроями дистанційного захисту під час підключення його двома досліджуваними схемами (на $U_л$ і $I_л$ та $U_л$ і $I_ф$) та за несиметричних видах замикань.

Задля захисту розподільних ліній електропередавання в децентралізованих електроенергетичних системах з РДГ доцільно застосовувати схеми дистанційного захисту з контролем лінійних напруг і різниці фазних струмів. Задля захисту цих ліній від подвійних замикань на землю рекомендовано застосовувати окремий захист, а за його відсутності – приєднання основного захисту на лінійні напруги і фазні струми.

Ефективність роботи дистанційного захисту повного опору доцільно оцінювати за максимальною довжиною електричної дуги, котра визначається зниженням напруги в місці встановлення захисту за відповідного коефіцієнта чутливості захисту.

Досліджено вплив струмів навантаження на величину вимірюваного опору (в сторону зменшення) навіть у разі «металевого» двофазного короткого замикання у випадку підключення реле опору дистанційного захисту на лінійну напругу $U_л$ і фазний струм $I_ф$. У разі короткого замикання через перехідний опір струми навантаження зменшують вплив на виміряний опір кола короткого замикання.

DISTANCE PROTECTION IN ELECTRIC POWER SYSTEMS WITH DISTRIBUTED GENERATION SOURCES IN THE EVENT OF UNSYMMETRICAL SHORT CIRCUITS

S.P. Denysiuk[1], A.O. Omelchuk[2], D.G. Derevyanko[2], V.V. Zakolodyazhny[2]
[1] Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
56, Beresteiskyi Ave., Kyiv, 03057, Ukraine.
[2] National Technical University of Ukraine "I. Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute",
37, Beresteiskyi Ave., Kyiv, 03056, Ukraine.
E-mail: omelchuk_anatoli@ukr.net.

In the post-war restoration of Ukraine's energy sector, the role of remote protection (RP) and emergency automation (EA) is being transformed from supporting current performance to creating the foundation for a high-tech, decentralized and sustainable system "Grids of the Future". A promising role in the post-war restoration will belong to the integration of DGS with energy storage and the implementation of adaptive protection systems to increase the economic efficiency of automation of both local and central electrical system modes by reducing the duration of outages and, accordingly, reducing losses to consumers and the energy supply company. The widespread introduction of distributed generation sources (DGS) in electrical networks in the form of solar, wind, and in recent periods, cogeneration plants, turns them into decentralized electric power systems (EPS with DGS), which in turn requires the improvement of their relay protection systems and automatic control systems for their operating modes. The dispersion of such sources and the uncertainty and instability of their generation schedules create additional requirements for the operation of emergency automation in these distribution networks. The article presents the results of a study of the parameters of remote protection with a time delay dependent on the short-circuit circuit resistance for branched distribution lines with redundancy and distributed generation sources under probable two-phase short circuits, taking into account the parameters and operating modes of these lines. The characteristics of the remote protection devices of these lines are obtained, recommended for their adjustment. The conditions under which it is advisable to use remote protection schemes with control of line voltages and phase current differences are determined, but to protect such lines from double ground faults, separate protection should be used, and in its absence, the connection of the main protection for line voltages and phase currents. The efficiency of the full-impedance remote protection operation should be assessed by the maximum length of the electric arc, which is determined by the voltage drop at the point of installation of the protection at the corresponding protection sensitivity coefficient. The method of studying the parameters and operating modes of remote protection of networks with an isolated neutral is used, and the results obtained are recommended for use in the formation of decentralized electric power systems with DGS in the post-war period of development, taking into account today's challenges and the long-term plan. References 20, Figures 3, Table 1.

Keywords: distributed generation sources, redundant power transmission lines, remote relay protection, electric arc, sensitivity.

1. BaziukT.M., Blinov I.V., Butkevych O.F., Goncharenko I.S., Denysiuk S.P., Zhuikov V.Ya., Kyrylenko O.V., Liukianenko L.M., Mykolaets D.A., Osypenko K.S., Pavlovskiy V.V., Pybina O.B., Steliuk A.O., Tankevych S.Ye., Trach I.V. Intelligent electrical networks: elements and modes: K.: Institut Elektrodynamiky NAN Ukrainy, 2015. 399 p. (Ukr)

2. Unihovsky L. Distributed generation, energy management and the city of Dolyna: as it is and as it should be. Energy Business. 2024. No 16 (1329). URL: https://e-b.com.ua/rozpodilena-generaciya-energeticnii-menedzment-i-m-dolina-yak-je-i-yak-maje-buti-6312 (accessed at 20.02.2026) (Ukr)

3. Kyrylenko O.V. Measures and means of transforming the energy sector of Ukraine into an intelligent environmentally safe system. *Visnyk Natsionalnoi akademii nauk Ukrainy*. 2022. No 3. Pp. 18–23. (Ukr)

4. Rubanenko O.E., Rubanenko O.O., Gunko I.O. Relay protection and automation of power plants: an electronic textbook. Vinnytsia: VNTU, 2023. 125 p. (Ukr)

5. Litvinov V.V. Research into the impact of failures of emergency automation on the risk of an accident in the power system. *Skhidno-Evropeiskyi zhurnal peredovyl tekhnologii*. 2014. No 74. P. 47–56. (Ukr)

6. Stogniy B.S., Kyrylenko O.V., Pavlovsky V.V., Sopel M.F., Stelyuk A.O., Lukianenko L.M. Development of an emergency automation system for a power system with a significant share of renewable generation. *Nauka ta inovatsii*. 2016. No 4. P. 24–28. (Ukr)

7. Matviychuk V.A., Rubanenko O.E., Rubanenko O.O., Gunko I.O. Intellectualization of electric power systems. Vinnytsia: Vydavnychiy tsentr VNAU, 2019. 109 p. (Ukr)

8. Denisyuk S.P., Makhlin P.V., Shram O.A., Slynko V.M. Peculiarities of analysis of power system operation modes in areas with alternative sources of electricity (wind power plants). *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 1. Pp. 41–49. DOI: https://doi.org/10.15407/techned2022.01.041. (Ukr)

9. Mohsenian-Rad H., Kezunovic M., Rahmatian F. Synchro-Waveforms in Wide-Area Monitoring, Control, and Protection: Real-World Examples and Future Opportunities. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2025. Vol. 23. No 1. Pp. 69-80. DOI: DOI: https://doi.org/10.1109/MPE.2024.3403800

10. Empowering Ukraine through Decentralized Energy System. Roadmap for Increasing the Use of Distributed Energy Resources in Ukraine by 2030. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/4701a071-bbec-48ee-a396-35cd96bc1eec/EmpoweringUkrainethroughaDecentralizedElectricitySystem_Ukrainian.pdf (accessed at 03.02.2026) (Ukr)

11. Distributed generation is an important component of Ukraine's energy security in wartime and peacetime. Energy Club. URL: https://divi.iclub.energy/blog/rozpodilena-heneratsiia-ie-vazhlyvoiu-skladovoiu-enerhetychnoi-bezpeky-ukrainy-u-voiennyy-i-v-myrnyy-chas/ (accessed at 15.12.2025) (Ukr)

12. Grebchenko M.V. Power supply systems with local energy sources and their control. Kyiv: Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, 2023. 98 p. URL: https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/41e81896-4f4e-4106-96d7-711fa381e244/content (accessed at 15.12.2025) (Ukr)

13. Denisyuk S.P. Analysis and optimization of energy processes in distributed electric power systems. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2016. No 4. Pp. 62–64. DOI: https://doi.org/10.15407/techned2016.04.062 (Ukr)

14. Kyrylenko O.V., Pavlovsky V.V., Lukianenko L.M. Technical aspects of implementing distributed generation sources in electrical networks. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2011. No 1. Pp. 46–53. (Ukr)

15. Yandulsky O.S., Khlystov Y.V. The influence of distributed generation on the functioning of linear current protection. *Energetyka: ekonomika, tekhnologoo, ekologiia*. 2025. No 3. Pp. 53–57. DOI: https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2025.339754 (Ukr)

16. Dobrovolska L.N., Volynets V.I., Sobchuk D.S., Cherkashyna V.V. Electrical networks with renewable energy sources: a textbook. Lutsk: RVV Lutsk NTU, 2016. 352 p. (Ukr)

17. Komar V. O., Teptya V. V., Sikorska O. V., Boldyrev A. A. The impact of renewable energy sources on the energy efficiency of distribution electrical networks. *Visnyk Vinnytskoho politekhnichnoho instytutu*. 2023. No 1. Pp. 41–48. DOI: https://doi.org/10.31649/1997-9266-2023-166-1-41-48 (Ukr)

18. Denisyuk S.P., Omelchuk A.O., Derevyanko D.G. Protection of power transmission lines with distributed generation sources. *Enerhozberezhennia. Energetyka. Energoaudit*. 2023. No 1–2 (179–180). Pp. 15–27. DOI: https://doi.org/10.20998/2313-8890.2023.01.02 (Ukr)

19. Omelchuk A., Makarevych S., Petrenko A., Yarosh Y. Modeling criteria for selection of remote protection settings with remote starting and dependent timer delay on lines with distributed generation sources. *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology* (*KhPI Week 2021*), Kharkiv, Ukraine, 13-17 September 2021. Pp. 49–53. DOI: https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570005.

20. Voloshyn S., Omelchuk A., Tarasiuk O., Titova L., Gumenyuk Y. Simulation of criteria for selection of remote protection settings with remote starting in lines with distributed sources. *Publication: IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2021. Vol. 1030. Issue 1. Article no: 012179. URL: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/1030/1/012179.

Надійшла 27.02.2026
Прийнята 06.05.2026