

<https://doi.org/10.31891/2307-5732-2026-365-72>

УДК 621.316.925

ПОГРАНИЧНИЙ БОГДАН

Вінницький національний технічний університет

<https://orcid.org/0009-0004-6927-4496>

e-mail: bohdan.work9@gmail.com

РУБАНЕНКО ОЛЕКСАНДР

Вінницький національний технічний університет

<https://orcid.org/0000-0001-5957-4146>

e-mail: rubanenko.o.y@vntu.edu.ua

ВПЛИВ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПОНАД 75 МВт НА ЗАХИСТ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ 110 КВ І ВИЩЕ

У роботі проведено аналіз впливу фотоелектричних станцій (ФЕС) потужністю понад 75 МВт, підключених через інверторні перетворювачі, на функціонування релейного захисту повітряних ліній електропередач напругою 110 кВ і вище. Досліджено фундаментальні відмінності аварійних режимів генерації через інверторні перетворювачі порівняно з традиційними синхронними генераторами.

В статті розроблено класифікацію пошкоджень ЛЕП та аналіз роботи існуючих типів захистів ЛЕП. Практична частина роботи містить розрахунок уставок дистанційного захисту ліній 110 кВ довжиною 40 км, яка отримує живлення від ФЕС 80 МВт. Розрахунок доводить недостатню якість класичних підходів до захисту ЛЕП через обмеження струму інвертором ФЕС. В статті розглянуто трифазне симетричне замкнення ЛЕП. Опір лінії під час замкнення дорівнює 116,35 Ом. Цей опір в 7 разів перевищує уставку (16,636 Ом) дистанційного захисту, що призводить до помилкової роботи дистанційного захисту.

Ключові слова: релейний захист, лінії електропередач, дистанційний захист, інверторні перетворювачі, фотоелектричні станції.

POHRANYCHNYI BOHDAN, RUBANENKO OLEKSANDR

Vinnitsia National Technical University

IMPACT OF PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS EXCEEDING 75 MW ON THE PROTECTION OF TRANSMISSION LINES ABOVE 110 KV

The intensive integration of renewable energy sources, particularly photovoltaic power plants with capacities exceeding 75 MW connected via inverter, necessitates a fundamental revision of relay protection strategies for high-voltage transmission lines (110 kV and above). This study provides a comprehensive analysis of how the behavior of power electronics influences the reliability of protection systems, contrasting IBR fault responses with those of traditional synchronous generators. A critical issue identified is the specific control logic of inverters, which limits short-circuit currents to 1.0–1.3 times the nominal value and suppresses negative and zero-sequence components, rendering standard fault detection algorithms ineffective. The authors develop a systematic classification of transmission line faults - categorized into electrical, mechanical, and natural groups - and evaluate the performance of classic current, distance, differential, and high-frequency protection schemes under high IBR penetration. Special attention is given to the lack of standardized inverter models, which complicates the verification of protection selectivity.

The practical value of the research is substantiated by a case study calculating distance protection settings for a 40 km, 110 kV line fed by an 80 MW PVPP. The simulation proves the failure of classical distance protection: due to current limiting, the relay measures an apparent impedance of 116.35 Ω against a Zone 1 setting of 16.636 Ω . This sevenfold deviation results in a failure to trip, confirming that standard impedance-based methods are unreliable for such network topologies.

Finally, the paper outlines promising trends for mitigating these risks, including the adoption of adaptive protection algorithms, wide area monitoring, protection and control (WAMPAC) systems, traveling-wave methods, and artificial intelligence to ensure the resilience of modern energy grids.

Keywords: relay protection, transmission lines, distance protection, inverter converters, photovoltaic power plants.

Стаття надійшла до редакції / Received 06.03.2026

Прийнята до друку / Accepted 11.04.2026

Опубліковано / Published 28.05.2026



This is an Open Access article distributed under the terms of the [Creative Commons CC-BY 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

© Пограничний Богдан, Рубаненко Олександр

Постановка проблеми у загальному вигляді

Інтенсивне впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), зокрема впровадження потужних ФЕС (ПФЕС) (потужністю понад 75 МВт), підключених до мережі через інверторні перетворювачі, вимагає перегляду підходів до систем релейного захисту ліній електропередач, до яких підключені ФЕС. За даними Міністерства енергетики США (DOE) [1], збільшення частки джерел електроенергії з інверторними перетворювачами впливає на стійкість та надійність енергосистеми. Динамічна поведінка таких джерел генерації електричної енергії суттєво відрізняється від поведінки традиційних синхронних генераторів. Реакція інверторів на аварійні режими визначається внутрішніми алгоритмами керування інверторів. Ці алгоритми залежать від конкретного виробника інверторів, від конфігурації та від програмного забезпечення, яке впливає на режим роботи електроенергетичної системи, в якій до ЛЕП підключена ПФЕС особливо під час аварій. В залежності від сумарної потужності та від розміщення ФЕС в енергосистемі, вони спроможні впливати: на статичну, на аперіодичну стійкість, на стійкість за напругою, на динамічну стійкість, на коливальну стійкість та на стійкість за частотою [16].

Наявні алгоритми захисту базуються на порівнянні струмів, напруг та опорів, що формуються під час короткого замикання. Зокрема, дистанційний захист, у таких умовах, не завжди здатний коректно визначити

місце та тип пошкодження. Це створює ризик помилкового спрацювання або несвоєчасного відключення пошкодженої ділянки, що, в свою чергу, безпосередньо впливає на надійність системи передачі та може стати передумовою каскадних аварій.

Аналіз досліджень та публікацій

Проаналізувавши основні дослідження та публікації [1–16], можна виділити низку ключових науково-технічних проблем, що визначають актуальність дослідження систем релейного захисту і автоматики ліній електропередач 110 кВ і вище під'єднаних до фотоелектричних електростанцій потужністю понад 75 МВт.

По-перше, інвертори штучно обмежують величину та тривалість струмів короткого замикання. У перші 0,5–1,5 періоду після виникнення аварії можлива видача неконтрольованого підвищеного струму до моменту реакції системи керування. Після цього струм різко обмежується до величин, близьких до номінальних (1–1.3 від номінального значення струму), через теплові обмеження силової електроніки інвертору [1, 3]. Також спостерігається різна поведінка інверторів під час аварії від одного виробника, однак слід зауважити, що падіння струму практично було не помітне для ФЕС, що була під'єднана до системи накопичення електроенергії [1].

По-друге, є суттєвим вплив на формування струмів нульової та зворотної послідовностей. Струм інвертора в аварійному режимі не містить або може не містити складової нульової послідовності, а струм зворотної послідовності часто частково або повністю обмежується алгоритмами керування [3]. Оскільки алгоритми керування інверторними перетворювачами не є стандартизованими, формування складових симетричних послідовностей може істотно відрізнятись від класичних моделей синхронних джерел, що впливає на співвідношення прямої, зворотної та нульової послідовностей в аварійних режимах [1, 2, 8, 18].

Додаткова складність полягає у відсутності відкритих і достовірних моделей інверторних перетворювачів, які можна було б використати для моделювання та дослідження аварійних режимів у мережах із високою часткою інверторних перетворювачів. Через те, що детальна інформація про структуру та принципи роботи інверторів належить до комерційної таємниці виробників, науковці та інженери не мають доступу до необхідних параметрів для створення адекватних моделей. Це ускладнює розробку та верифікацію нових методів захисту, які б забезпечували надійну роботу потужних фотоелектростанцій. DOE прямо вказує на відсутність точних моделей і методів верифікації. Підприємства згадані в звіті використовують спрощені моделі - наприклад контролюване джерело струму [1]. Згідно публікацій варто звернути увагу на моделювання в наступних програмних комплексах: Aspen, Gridscale X, PSS@CAPE, однак моделі все ще в процесі розвитку, що в свою чергу створює певну невизначеність. Інші автори наводять приклади, коли спрощені моделі ПЗ не відтворюють ключових особливостей інверторів у перехідних режимах. Також є згадка, що комітет IEEE Power System Relaying and Control (PSRC) докладає зусиль для покращення моделювання в даній області [1, 3, 16].

Дані проблеми напряму впливають на дистанційний захист. Дистанційний захист вимагає передбачуваних характеристики мережі. Ці характеристики контролюються внутрішньою силовою електронікою інверторного перетворювача і змінюються динамічно. Це зменшує точність, чутливість і селективність захисту, який розроблено для синхронних джерел живлення. Дистанційні реле вимірюють імпеданс лінії та, внаслідок впливу інверторних джерел живлення, стають вразливими. Зона дії захисту може змінюватись. З'являються помилкові спрацювання або помилкові неспрацювання дистанційного захисту [2]. Узагальнення результатів досліджень свідчить про те, що існуючі підходи містять як обмеження від використання класичного дистанційного захисту на користь альтернативних принципів, таких як диференційний захист, так і спроби адаптації уставок і алгоритмів. Пропонується [2–5] збільшення часу спрацювання захисту, зміни критеріїв визначення типу пошкодження. В окремих публікаціях пропонуються зміни підходів до розрахунку опору для контурів «фаза – земля» з урахуванням особливостей струмів нульової послідовності та для усереднення результатів для підвищення стійкості алгоритмів [2]. Показано, що механізм поляризації напруги втрачає надійність. Це призводить до некоректного зсуву кругової характеристики та до втрати здатності реле коректно визначати місце пошкодження [6]. Загальною тенденцією є розроблення нових методів дистанційного захисту, адаптація алгоритмів керування інверторними перетворювачами та використання методів штучного інтелекту, однак більшість запропонованих рішень супроводжується підвищенням вимог до комунікацій, обчислювальних ресурсів і складності налаштувань, що обмежує їх практичне промислове впровадження [2, 4, 5].

Виділяється окрема проблема зниження інерційності системи. Інвертори не можуть самостійно підтримувати систему під час аварій протягом деякого часу, на відміну від синхронних машин. Швидкість зміни частоти може бути в рази або десятки разів більшим порівняно з синхронними машинами [1]. З іншого боку присутня проблема різкого припинення видачі потужності, що може спричинити каскадні аварії. Низка досліджень підкреслюють, що необхідно змінити налаштування інвертора таким чином, щоб дати трохи часу пройти перехідний процес без відключення (fault-ride through). У даному напрямі було розроблено ряд стандартів та визначено на практиці, що вони не є достатніми для підтримки електромережі під час аварій [1]. Пропонуються використання систем накопичення енергії.

Формулювання цілей статті

Метою роботи є: систематизація та поглиблений аналіз сучасних наукових досліджень, присвячених впливу фотоелектричних станцій потужністю понад 75 МВт на роботу систем релейного захисту ліній електропередач 110 кВ і вище, класифікація пошкоджуваності ЛЕП 110 кВ і вище, класифікація методів і засобів

захисту ЛЕП 110 кВ і вище, визначення основних технічних і методологічних обмежень існуючих підходів та формулювання напрямів удосконалення методів захисту в умовах зростання частки генерації ФЕС.

Відповідно до мети в роботі необхідно вирішити наступні задачі:

1. Провести аналіз схем електричних мереж напругою 110 кВ в яких експлуатуються ФЕС потужністю понад 75 МВт.
2. Шляхом аналізу помилок в роботі захисту ЛЕП 110 кВ, до якої підключена ФЕС потужністю понад 75 МВт, обґрунтувати причини помилок в роботі релейного захисту.
3. Шляхом розрахунку уставок дистанційного захисту визначити причини помилок в роботі дистанційного захисту.
4. Дослідити доцільність використання динамічних уставок у динамічному захисті з ФЕС потужністю понад 75 МВт.

Виклад основного матеріалу

Повітряні лінії електропередач (ПЛ) класів напруги 110 кВ і вище у сучасних енергетичних мережах виконують ключову функцію передачі потужності від джерел живлення до споживачів. В даній роботі особлива увага приділяється ПЛ, що передають потужність від фотоелектричних станцій (ФЕС) потужністю понад 75 МВт. Даний тип електростанції вирізняється наявністю інверторного перетворювача, принцип роботи якого призводить до зменшення інерційності системи. У зв'язку з особливостями інверторних перетворювачів робота захисту ПЛ під час аварійних режимів у мережах з потужними ФЕС значно відрізняється. Це зумовлює необхідність системного підходу до класифікації пошкоджень та класифікації захистів ПЛ, що враховує не лише фізичну природу та причини їх виникнення, а й специфіку джерела живлення та його вплив на роботу релейного захисту.

1. Класифікація пошкоджуваності повітряних ліній 110 кВ і вище, що функціонують в мережах з потужними ФЕС (понад 75 МВт)

Пропонується класифікація пошкоджуваності повітряних ліній 110 кВ і вище, що функціонують у мережах з ФЕС понад 75 МВт за трьома основними групами: електричні, механічні та природні. Для кожного класу у таблиці 1 наведено типові прояви пошкодження, а також порівняння електродинамічних властивостей ліній під живленням від синхронних генераторів та ФЕС, що дає змогу оцінити специфіку аварійних режимів та ефективність роботи релейного захисту в різних умовах.

Таблиця 1

Класифікація пошкоджуваності повітряних ліній 110 кВ і вище

Клас пошкодження	Прояви	Параметри режимів ПЛ під час їх живлення від СГ	Параметри режимів ПЛ під час їх живлення від ФЕС
Електричні	Короткі замикання, пробій ізоляції, дуга, резонанс та ферорезонанс.	- Амплітудні значення струмів КЗ - Фазні співвідношення струмів і напруг	- Обмежені струми КЗ - Нелінійність форми струму в ПЛ та затримка реакції на його зміну - Підвищена ймовірність ферорезонансу
Механічні	Обрив проводу, пошкодження ізоляторів та опор.	- Параметри ПЛ під час демпфування дугових процесів викликані їх інерційністю	- Можливі гармонічні спотворення - Напрямок потужності може змінюватись в ПЛ в умовах великої частки ФЕС
Природні	Обледеніння, сніг, вітер, гроза, тварини, дерева, землетруси, зсуви ґрунту корозія.	- Стабільні резонансні режими - Характерна зміна струмів та напруг ПЛ - Визначеність напрямків потужності ПЛ	

Враховуючи ці особливості джерел живлення та їхній вплив на електродинамічні характеристики ПЛ 110 кВ і вище під час різних пошкоджень, що зумовлює необхідність системного підходу до класифікації захистів ПЛ.

2. Класифікація захистів повітряних ліній 110 кВ і вище, що функціонують в мережах з потужними ФЕС (понад 75 МВт)

Специфіка інверторних перетворювачів призводить до того, що традиційні алгоритми релейного захисту, розроблені для джерел живлення з синхронними генераторами (СГ), можуть працювати неправильно, неселективно або нестабільно. У таблиці 2 пропонується класифікація релейних захистів ПЛ, яка дозволяє систематизувати наявні типи захистів, виділити їхні ключові особливості та оцінити функціонування в умовах живлення від СГ та ФЕС потужністю понад 75 МВт.

Класифікація захистів повітряних ліній 110 кВ і вище

Тип захисту	Опис	Робота захисту в системах з СГ	Робота захисту в системах з ФЕС > 75 МВт
Струмові	- Струмова відсічка без витримки часу. - Струмова відсічка з витримкою часу. Ці захисти частково використовуються у високовольтних мережах.	Струми КЗ забезпечують чітку роботу відсічки та достатню чутливість МСЗ. Селективність забезпечується декількома ступенями уставок без значного ризику помилкових спрацювань.	Обмежені струми КЗ. МСЗ втрачає чутливість.
Диференційний	Захист з абсолютною селективністю. Принцип роботи заключається в порівнянні струмів початку та кінця лінії, що захищають. Розрізняють поздовжні та поперечні. Потребує каналів зв'язку високої надійності.	Струми на початку та кінці лінії суттєво відрізняються при внутрішньому КЗ. Насичення трансформаторів струму можливе, однак зазвичай короткочасне й передбачуване. Стабільні перехідні процеси дозволяють легко розмежувати внутрішні та зовнішні пошкодження.	Диференційна схема залишається ефективною, але потребує підвищеної чутливості і високошвидкісного надійного каналу зв'язку.
Дистанційний	Захист з відносною селективністю. Реагує на опір лінії.	Вимірювальна величина визначається стабільно і правильно, що забезпечує правильну роботу захисту. Точне визначення куту між напругою і струмом. Основний швидкодіючий захист ПЛ 110 кВ і вище у різних режимах.	Згідно розглянутих досліджень існує ряд випадків неправильної роботи захисту пов'язаних з специфікою інверторних перетворювачів. Зони дії захисту можуть динамічно змінюватись, що призводить до неселективної роботи захисту.
Високочастотний	Використовують передачу високочастотних сигналів уздовж фазних проводів ПЛ, забезпечуючи дуже швидке (1–2 періоди) вимкнення. Цей тип захисту може як дозволяти, так і блокувати спрацювання.	Забезпечує селективність навіть у складних топологіях. Найчастіше працює як швидкодіючий основний захист разом із дистанційним.	Також присутні проблеми пов'язані з обмеженням струмів КЗ інверторами. ШІМ-спектр інверторів може створювати високочастотні складові, що потрапляють у смугу пропускання каналу. Виникає необхідність у динамічному фільтруванні й адаптивному керуванні каналом.

3. Сучасні тенденції розвитку методів захисту ПЛ 110 кВ і вище

Сучасні методи захисту ЛЕП: адаптивні методи захисту, фазово-векторні методи, методи хвильового аналізу, методи з використанням штучного інтелекту та системно-орієнтовані, широкозонні методи (WAMPAC - Wide Area Monitoring Protection and Control).

Адаптивні методи релейного захисту. Основна ідея адаптивного підходу - відмова від фіксованих уставок і перехід до динамічного регулювання уставок захисту залежно від режиму системи. Поява цих методів була зумовлена двома ключовими проблемами: змінами топології мережі у реальному часі та неможливістю класичних захистів зберігати селективність в умовах варіативних потоків потужності. У сучасних мережах з великими ФЕС ці проблеми набули критичного значення, тому адаптивні методи виступають одним з найперспективніших напрямів розвитку.

Методи захисту на основі фазово-векторних вимірювань (PMU-based protection). Ідея використання синхронізованих фазових кутів виникла як відповідь на неможливість класичних реле правильно інтерпретувати аварійні процеси у великих мережах. З появою відновлюваної генерації проблема ускладнилася. PMU-методи дозволяють побудувати захист, що аналізує аварію у просторовому вимірі, а не лише за локальними параметрами, що є критично важливим для мереж з інверторними перетворювачами.

Ще одним напрямом, що інтенсивно розвивається є методи на основі хвильових процесів (travelling-wave protection). Поштовхом для розвитку хвильових методів стало прагнення отримати надшвидкодіючий захист,

незалежний від рівня струму КЗ. Застосування даного методу дозволило створити методи з типовою швидкодією 1–5 мс, що недосяжно для класичних захистів.

Гібридні методи поєднують традиційні алгоритми із хвильовими, адаптивними та іншими підходами. Їх формування відбувалося в межах міжнародних груп CIGRE B5, IEEE PSRC та ряду університетів Європи та Азії. Головною ідеєю гібридизації є взаємне компенсування слабких сторін окремих методів, що забезпечує стійкість релейного захисту до аномальних, «гібридних» аварій та складних транзитних процесів, які характерні для систем з високою часткою ФЕС.

Методи широкозонного захисту ідеологічно сформовані у проектах NASPI та CIGRE TF B5.14 та активно розвиваються. Використання широкозонних даних від мережі синхронізованих вимірювачів дозволяє коригувати роботу захисту з урахуванням міжрегіональних коливань, втрати синхронізму, нестійкості інверторних кластерів та порушень, що не можуть бути виявлені локальними алгоритмами. Даний напрям є фундаментальним для захисту мереж з великою кількістю інверторних джерел, адже дозволяє аналізувати аварію на рівні системи, а не лише окремої лінії [25, 26].

4. Сучасні тенденції засобів захисту ПЛ 110 кВ і вище

Сучасні тенденції у розробці нових засобів захисту повітряних ліній електропередач 110 кВ і вище орієнтовані на інтеграцію методик, що забезпечують підвищену точність, кращу швидкодію та адаптивність систем. Одним із провідних напрямів є застосування глибокого навчання, зокрема моделей нейронних мереж (CNN, LSTM та гібридних архітектур), які дозволяють здійснювати автоматичну класифікацію типів пошкоджень, локалізацію дефектів та оцінку їхнього впливу на електромережу. Такі алгоритми здатні працювати в умовах високого шуму та багатофакторних змін електричних параметрів, забезпечуючи адаптацію до різних режимів експлуатації мережі без необхідності ручного переналаштування уставок.

Активно розглядаються концепції швидкодійного захисту на основі хвильового аналізу, які дозволяють визначити місце пошкодження та фазу у надкороткий проміжок часу, практично на підцикловій швидкості.

Також відбувається дослідження у напрямі широкозонного захисту, що передбачає кооперативне використання інформації від численних пристроїв на різних кінцях лінії та суміжних підстанціях. Сучасні засоби релейного захисту ПЛ 110 кВ і вище в умовах широкого впровадження ФЕС потужністю понад 75 МВт характеризуються переходом до цифрових, інтелектуальних та високошвидкісних платформ, здатних забезпечувати достовірність вимірювань і надійність спрацювання [27, 28, 29].

5. Розрахунок уставок дистанційного захисту для ЛЕП 110 кВ, що живиться від ФЕС 80 МВт

Проведено розрахунок уставок дистанційного захисту повітряної лінії 110 кВ із урахуванням впливу підключеної ФЕС та трансформатора 110/35 кВ. Метою розрахунку є перевірка роботи дистанційного захисту при живленні від ФЕС 80 МВт. Розглянемо спрощений фрагмент електроенергетичної мережі на рис. 1, де під'єднано до мережі через лінію 110 кВ та трансформатор - ФЕС 80 МВт з мережевими інверторами.

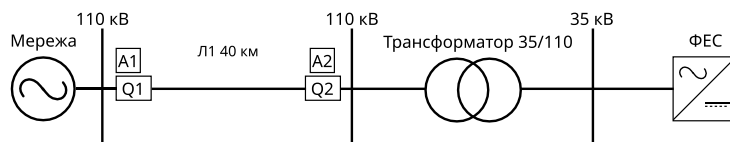


Рис. 1. Фрагмент електроенергетичної мережі з ФЕС 80 МВт

Уставки зон дистанційного захисту визначаємо з врахуванням комплексного опору лінії, з урахуванням активної та індуктивної складових опору проводу. Довжина ЛЕП 110 кВ - 40 км, марка проводу - АС-120, питомий активний опір лінії - 0,251 Ом/км, питомий індуктивний опір - 0,42 Ом/км. Тоді уставка спрацювання дистанційного захисту А2 (Рис. 1) визначається за виразами 1 - 6.

За формулами 1 і 2 визначимо активну та реактивну складову опору лінії. За формулами 3 і 4 визначимо повний опір лінії Л1, де r - активний опір лінії, x - реактивний опір лінії, L - довжина лінії.

$$R_{л} = r \cdot L = 0,251 \cdot 40 = 10.04 \text{ Ом}, \tag{1}$$

$$X_{л} = x \cdot L = 0,42 \cdot 40 = 16.8 \text{ Ом}, \tag{2}$$

$$Z_{л} = R_{л} + j X_{л} = 10.04 + j16.8, \tag{3}$$

$$|Z_{л}| = \sqrt{R_{л}^2 + X_{л}^2} = \sqrt{10.04^2 + 16.8^2} = 19.5 \text{ Ом}, \tag{4}$$

Отже, повний опір лінії - 19,5 Ом. Розрахуємо уставку спрацювання першої зони.

$$Z_1^I = k_1 \cdot Z_{л} = 0.85 \cdot 19.5 = 16.636 \text{ (Ом)} \tag{5}$$

Розрахуємо струм ФЕС:

$$I_{\text{ФЕС}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1319.66 \text{ (A)} \quad (6)$$

Розрахуємо максимальний струм КЗ ФЕС:

$$I_{\text{ФЕС КЗ}} = k \cdot I_{\text{ФЕС ном}} = 1.3 \cdot 1319.66 = 1715.55 \text{ (A)}, \quad (7)$$

де $k = 1.3$ - коефіцієнт обмеження струму інвертором.

Розрахуємо приведенний струм КЗ ФЕС на стороні 110 кВ:

$$I'_{\text{ФЕС КЗ}} = I_{\text{ФЕС КЗ}} \cdot k_T = 1715.55 \cdot \frac{35}{110} = 545.85 \text{ (A)}, \quad (8)$$

де k_T - це коефіцієнт трансформації напруги.

Розрахуємо видимий опір при КЗ на лінії 110 кВ:

$$Z_{\text{вид}} = \frac{U_{\phi}}{I_{\text{ФЕС КЗ}}} = \frac{63508}{545.85} = 116.35 \text{ (Ом)} \quad (9)$$

Що вказує на неправильну роботу дистанційного захисту, оскільки видимий опір є у 7 разів більший від уставки.

Висновки

1. Проведений аналіз схем електричних мереж з ВДЕ свідчить про те, що в експлуатації знаходяться лінії електропередач до яких підключені ФЕС потужністю понад 75 МВт та їх кількість зростає.
2. На основі аналізу схем підключення ФЕС потужністю понад 75 МВт виявлено, що зони дистанційного захисту можуть змінюватись, що впливає на надійність захисту ЛЕП.
3. В результаті розрахунку уставки дистанційного захисту лінії 110 кВ довжиною 40 км, яка живиться від ФЕС 80 МВт виявлено, що опір лінії в момент аварії перевищив уставку у 7 разів, що свідчить про некоректну роботу дистанційного захисту.
4. З метою покращення якості дистанційних захистів ліній 110 кВ з ФЕС потужністю понад 75 МВт необхідно використовувати динамічні уставки захисту.

Література

22. Saeed A., Jensen M., Zamani A. et al. Utility Experience with Inverter-Based Resource Impacts on Transmission Protection. Technical Report SAND2025-01700. Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2025. URL: https://www.researchgate.net/publication/388856594_Utility_Experience_with_Inverter-Based_Resource_Impacts_on_Transmission_Protection
23. Pradhan V., George N., Naidu O. et al. Distance protection of inverter based renewables power evacuating lines and downstream network: Issues and mitigation approach. 2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia). 2022. P. 215-219. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISGTAsia54193.2022.10003580>.
24. Haddadi A., Kocar I., Farantatos E. Impact of Inverter-Based Resources on Protection Schemes Based on Negative Sequence Components. EPRI Technical Update. 2019. Vol. 36, No. 1. P. 289-298.
25. Naidu O. D., George N., Zubic S., Krakowski M. Time-Domain-Based Distance Protection for Transmission Networks: Secure and Reliable Solution for Complex Networks. IEEE Access. 2023. Vol. 11. P. 104656-104675. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3316115>.
26. Xing Q., Johansson H., Wang X. et al. Impact of grid forming inverter settings on distance protection overreach. 18th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP APAC 2025). 2025. P. 204-210. DOI: <https://doi.org/10.1049/icp.2025.0471>.
27. Zhou Z., Yu S., Wang X. A new distance protection method using calculated voltage as polarization voltage for renewable energy system. 18th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP APAC 2025). 2025. P. 278-282. DOI: <https://doi.org/10.1049/icp.2025.0481>.
28. Huyang M., Wang Y., Jin B.-l. et al. A novel non-pilot distance protection scheme for asymmetric short-circuit faults of transmission line with converters at both ends. 18th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP APAC 2025). 2025. P. 297-302. DOI: <https://doi.org/10.1049/icp.2025.0484>.
29. Liu D., Hong Q., Cao S. et al. Impact of converters' negative-sequence fault current injection on distance protection. 18th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP APAC 2025). 2025. P. 445-450. DOI: <https://doi.org/10.1049/icp.2025.0542>.
30. Naidu O. D., Arathi V. Directional protection for power networks connected with inverter based renewable resources. 18th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP APAC 2025). 2025. P. 451-460. DOI: <https://doi.org/10.1049/icp.2025.0543>.
31. Sarkar M., Jia J., Yang G. Distance relay performance in future converter dominated power systems. 2017 IEEE Manchester PowerTech. 2017. P. 1-6. DOI: <https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7981144>.
32. Fang Y., Jia K., Yang Z. et al. Impact of Inverter-Interfaced Renewable Energy Generators on Distance Protection and an Improved Scheme. IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2019. Vol. 66, No. 9. P. 7078-7088. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIE.2018.2873521>.
33. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем : підручник. Львів : Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. 533 с.

34. Kong J., Jia K., Bi T. et al. Transient short-circuit currents analysis of renewable energy sources considering multiple controller working stages. 18th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP APAC 2025). 2025. P. 428-434. DOI: <https://doi.org/10.1049/icp.2025.0535>.
35. Haddadi A., Farantatos E., Kocar I., Karaagac U. Impact of Inverter Based Resources on System Protection. *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 4. P. 1050. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14041050>.
36. Liang Y., Li W., Xu G. Performance Problem of Current Differential Protection of Lines Emanating from Photovoltaic Power Plants. *Sustainability*. 2020. Vol. 12. P. 1436. DOI: <https://doi.org/10.3390/su12041436>.
37. Методичні рекомендації щодо визначення необхідних умов і алгоритмів врахування ВЕС та СЕС при налаштуванні протиаварійних автоматичних пристроїв, призначених для запобігання порушенню стійкості азпс у перетинах ОЕС України, на режим роботи яких вони мають вплив : СОУ НЕК 20.571:2018. Київ : НЕК «Укренерго», 2018.
38. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України : СОУ НЕК 341.001:2019. Київ : НЕК «Укренерго», 2019.
39. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems : IEEE Std 2800-2022. 2022. P. 1-180. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2022.9762253>.
40. Hernández-Santafé J. D., Sorrentino E. Problems and Solutions Concerning the Distance Protection of Transmission Lines Connected to Inverter-Based Resources. *Energies*. 2025. Vol. 18. P. 1375. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18061375>.
41. Kasztenny B. Distance Elements for Line Protection Applications Near Unconventional Sources. 2022. URL: https://www.researchgate.net/publication/365244264_Distance_Elements_for_Line_Protection_Applications_Near_Unconventional_Sources.
42. Yıldas Y. B., Yumurtacı R. Improvement of Distance Protection with SVM on PV-Fed Transmission Lines in Infeed Conditions. *Energies*. 2023. Vol. 16. P. 2587. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16062587>.
43. Liang Y., Xu G., Zha W., Wang C. Adaptability Analysis of Fault Component Distance Protection on Transmission Lines Connected to Photovoltaic Power Stations. *Energies*. 2019. Vol. 12. P. 1578. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12081578>.
44. Keller J., Kroposki B. Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources. Technical Report NREL/TP-550-46698. 2010. URL: <https://docs.nrel.gov/docs/fy10osti/46698.pdf>.
45. Smirnov D. V., Danylchenko D. Specific features of modeling distributed generation within electrical network structures using different software packages. *Electrical Engineering and Power Engineering*. 2025. P. 38-43. DOI: <https://doi.org/10.15588/1607-6761-2025-3-4>.
46. Koloushani S. M., Taher S. A. Dynamic wide-area cooperative protection: A new approach. *IET Gener. Transm. Distrib.* 2023. Vol. 17. P. 5198-5211. DOI: <https://doi.org/10.1049/gtd2.13030>.
47. Jain R., Velaga Y. N., Prabakar K. et al. Modern trends in power system protection for distribution grid with high DER penetration. *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*. 2022. Vol. 2. P. 100080. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prime.2022.100080>.
48. Oelhaf J., Kordowich G., Pashaei M. et al. A Scoping Review of Machine Learning Applications in Power System Protection and Disturbance Management. *arXiv preprint*. 2025. arXiv:2509.09053. DOI: <https://doi.org/10.48550/arXiv.2509.09053>.
49. Anwar T., Mu C., Yousaf M. Z. et al. Robust fault detection and classification in power transmission lines via ensemble machine learning models. *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. P. 2549. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-025-86554-2>.
50. Biswal C., Sahu B. K., Rout P. K., Mishra M. A critical review on traveling wave-based fault assessment and enhanced protection of distribution networks in smart grid scenario. *Unconventional Resources*. 2025. Vol. 8. P. 100242. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.unres.2025.100242>.

References

1. A., Jensen M., Zamani A. et al. Utility Experience with Inverter-Based Resource Impacts on Transmission Protection. Technical Report SAND2025-01700. Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2025. URL: https://www.researchgate.net/publication/388856594_Utility_Experience_with_Inverter-Based_Resource_Impacts_on_Transmission_Protection
2. Pradhan V., George N., Naidu O. et al. Distance protection of inverter based renewables power evacuating lines and downstream network: Issues and mitigation approach. 2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia). 2022. P. 215-219. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISGTAsia54193.2022.10003580>.
3. Haddadi A., Kocar I., Farantatos E. Impact of Inverter-Based Resources on Protection Schemes Based on Negative Sequence Components. *EPRI Technical Update*. 2019. Vol. 36, No. 1. P. 289-298.
4. Naidu O. D., George N., Zubic S., Krakowski M. Time-Domain-Based Distance Protection for Transmission Networks: Secure and Reliable Solution for Complex Networks. *IEEE Access*. 2023. Vol. 11. P. 104656-104675. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3316115>.
5. Xing Q., Johansson H., Wang X. et al. Impact of grid forming inverter settings on distance protection overreach. 18th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP APAC 2025). 2025. P. 204-210. DOI: <https://doi.org/10.1049/icp.2025.0471>.
6. Zhou Z., Yu S., Wang X. A new distance protection method using calculated voltage as polarization voltage for renewable energy system. 18th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP APAC 2025). 2025. P. 278-282. DOI: <https://doi.org/10.1049/icp.2025.0481>.
7. Huyang M., Wang Y., Jin B.-I. et al. A novel non-pilot distance protection scheme for asymmetric short-circuit faults of transmission line with converters at both ends. 18th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP APAC 2025). 2025. P. 297-302.

DOI: <https://doi.org/10.1049/icp.2025.0484>.

8. Liu D., Hong Q., Cao S. et al. Impact of converters' negative-sequence fault current injection on distance protection. 18th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP APAC 2025). 2025. P. 445-450. DOI: <https://doi.org/10.1049/icp.2025.0542>.
9. Naidu O. D., Aarathi V. Directional protection for power networks connected with inverter based renewable resources. 18th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP APAC 2025). 2025. P. 451-460. DOI: <https://doi.org/10.1049/icp.2025.0543>.
10. Sarkar M., Jia J., Yang G. Distance relay performance in future converter dominated power systems. 2017 IEEE Manchester PowerTech. 2017. P. 1-6. DOI: <https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7981144>.
11. Fang Y., Jia K., Yang Z. et al. Impact of Inverter-Interfaced Renewable Energy Generators on Distance Protection and an Improved Scheme. IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2019. Vol. 66, No. 9. P. 7078-7088. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIE.2018.2873521>.
12. Kidyba V. P. Releinyi zakhyst elektroenerhetychnykh system : pidruchnyk [Relay protection of electric power systems : textbook]. Lviv : Vydavnytstvo Natsionalnoho universytetu "Lvivska politekhnika", 2013. 533 p. (in Ukrainian).
13. Kong J., Jia K., Bi T. et al. Transient short-circuit currents analysis of renewable energy sources considering multiple controller working stages. 18th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP APAC 2025). 2025. P. 428-434. DOI: <https://doi.org/10.1049/icp.2025.0535>.
14. Haddadi A., Farantatos E., Kocar I., Karaagac U. Impact of Inverter Based Resources on System Protection. Energies. 2021. Vol. 14, No. 4. P. 1050. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14041050>.
15. Liang Y., Li W., Xu G. Performance Problem of Current Differential Protection of Lines Emanating from Photovoltaic Power Plants. Sustainability. 2020. Vol. 12. P. 1436. DOI: <https://doi.org/10.3390/su12041436>.
16. Metodychni rekomendatsii shchodo vyznachennia neobkhidnykh umov i alhorytmiv vrakhuvannia VES ta SES pry nalashtuvanni protyavariinykh avtomatychnykh prystroiv, pryznachenykh dlia zapobihannia porushenniu stiiokosti azps u peretynakh OES Ukrainy, na rezhy m roboty yakykh vony maiut vplyv [Methodological recommendations for determining the necessary conditions and algorithms for taking into account wind and solar power plants when configuring emergency control automatic devices designed to prevent stability violation in the cross-sections of the IPS of Ukraine, on the operation mode of which they have an impact] : SOU NEK 20.571:2018. Kyiv : NEK «Ukrenerho», 2018. (in Ukrainian).
17. Vymohy do vitrovykh ta soniachnykh elektrostantsii pry yikh roboti paralelno z obiednanoi enerhetychnoiu systemoiu Ukrainy [Requirements for wind and solar power plants during their operation in parallel with the unified power system of Ukraine] : SOU NEK 341.001:2019. Kyiv : NEK «Ukrenerho», 2019. (in Ukrainian).
18. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems : IEEE Std 2800-2022. 2022. P. 1-180. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2022.9762253>.
19. Hernández-Santafé J. D., Sorrentino E. Problems and Solutions Concerning the Distance Protection of Transmission Lines Connected to Inverter-Based Resources. Energies. 2025. Vol. 18. P. 1375. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18061375>.
20. Kasztenny B. Distance Elements for Line Protection Applications Near Unconventional Sources. 2022. URL: https://www.researchgate.net/publication/365244264_Distance_Elements_for_Line_Protection_Applications_Near_Unconventional_Sources.
21. Yoldas Y. B., Yumurtaci R. Improvement of Distance Protection with SVM on PV-Fed Transmission Lines in Infeed Conditions. Energies. 2023. Vol. 16. P. 2587. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16062587>.
22. Liang Y., Xu G., Zha W., Wang C. Adaptability Analysis of Fault Component Distance Protection on Transmission Lines Connected to Photovoltaic Power Stations. Energies. 2019. Vol. 12. P. 1578. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12081578>.
23. Keller J., Kroposki B. Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources. Technical Report NREL/TP-550-46698. 2010. URL: <https://docs.nrel.gov/docs/fy10osti/46698.pdf>.
24. Smirnov D. V., Danylchenko D. Specific features of modeling distributed generation within electrical network structures using different software packages. Electrical Engineering and Power Engineering. 2025. P. 38-43. DOI: <https://doi.org/10.15588/1607-6761-2025-3-4>.
25. Koloushani S. M., Taher S. A. Dynamic wide-area cooperative protection: A new approach. IET Gener. Transm. Distrib. 2023. Vol. 17. P. 5198-5211. DOI: <https://doi.org/10.1049/gtd2.13030>.
26. Jain R., Velaga Y. N., Prabakar K. et al. Modern trends in power system protection for distribution grid with high DER penetration. e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy. 2022. Vol. 2. P. 100080. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prime.2022.100080>.
27. Oelhaf J., Kordowich G., Pashaei M. et al. A Scoping Review of Machine Learning Applications in Power System Protection and Disturbance Management. arXiv preprint. 2025. arXiv:2509.09053. DOI: <https://doi.org/10.48550/arXiv.2509.09053>.
28. Anwar T., Mu C., Yousaf M. Z. et al. Robust fault detection and classification in power transmission lines via ensemble machine learning models. Scientific Reports. 2025. Vol. 15. P. 2549. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-025-86554-2>.
29. Biswal C., Sahu B. K., Rout P. K., Mishra M. A critical review on traveling wave-based fault assessment and enhanced protection of distribution networks in smart grid scenario. Unconventional Resources. 2025. Vol. 8. P. 100242. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.unres.2025.100242>.