

*I.В. БОЙКО***ОСОБЛИВОСТІ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ ЗА ПАРАМЕТРАМИ ЧАСТКОВИХ РОЗРЯДІВ ТА ТЕНДЕНЦІЇ ЇХ РОЗВИТКУ**

**Вступ.** Надійність кабельних мереж значною мірою визначається своєчасним виявленням дефектів ізоляції та прогнозуванням технічного стану кабельних ліній. Одним із найбільш інформативних показників деградації ізоляції є параметри часткових розрядів, аналіз яких дає змогу оцінити рівень старіння та ризик аварійних відмов. **Постановка проблеми.** Існуючі методи контролю кабельних ліній потребують підвищення точності, автоматизації та адаптації до умов експлуатаційних завод. Особливо актуальним є вибір ефективної стратегії діагностики, що поєднує достовірність результатів, економічну доцільність і можливість прогнозування залишкового ресурсу обладнання. **Мета.** Проаналізувати сучасні методи прогнозування технічного стану кабельних ліній за параметрами часткових розрядів, визначити основні тенденції їх розвитку та оцінити перспективи практичного застосування. **Методологія.** Використано аналітичний огляд сучасних наукових джерел, порівняльний аналіз офлайн- і онлайн-методів діагностики, дослідження способів обробки сигналів часткових розрядів, а також оцінювання ефективності алгоритмів автоматизованого розпізнавання дефектів ізоляції. **Наукова новизна роботи** полягає в узагальненні сучасних підходів до діагностики кабельних ліній за параметрами часткових розрядів, систематизації офлайн-випробувань (згасаючої коливальної напруги, високочастотних і резонансних технологій) та онлайн-моніторингу із застосуванням високочастотних датчиків, багатопараметричних і волоконно-оптичних систем. Також обґрунтовано перспективність використання часово-частотних перетворень, алгоритмів глибокого навчання та методики «відлуння» часткових розрядів як джерела додаткових інформативних ознак старіння ізоляції. **Практична значимість.** Отримані результати можуть бути використані для вибору раціональної стратегії контролю технічного стану кабельних ліній, планування ремонтних заходів, підвищення надійності електричних мереж і впровадження інтелектуальних систем моніторингу в енергетичній галузі.

**Ключові слова:** кабельні лінії, часткові розряди, прогнозування технічного стану, онлайн-моніторинг, офлайн-випробування, «відлуння» часткових розрядів, часово-частотний аналіз.

*I. BOIKO***FEATURES OF MODERN METHODS FOR PREDICTING THE TECHNICAL CONDITION OF CABLE LINES BASED ON PARTIAL DISCHARGE PARAMETERS AND TRENDS IN THEIR DEVELOPMENT**

**Introduction.** The reliability of cable networks is largely determined by the timely detection of insulation defects and the prediction of the technical condition of cable lines. One of the most informative indicators of insulation degradation is partial discharge parameters, the analysis of which allows for an assessment of the level of aging and the risk of catastrophic failures. **Problem.** Existing methods for monitoring cable lines require improved accuracy, automation, and adaptation to operational interference conditions. Of particular relevance is the selection of an effective diagnostic strategy that combines the reliability of results, economic feasibility, and the ability to predict the remaining service life of equipment. **Objective.** To analyze modern methods for predicting the technical condition of cable lines based on partial discharge parameters, identify the main trends in their development, and assess the prospects for practical application. **Methodology.** This study employs an analytical review of current scientific literature, a comparative analysis of offline and online diagnostic methods, an investigation of partial discharge signal processing techniques, and an evaluation of the effectiveness of algorithms for automated insulation defect detection. **The scientific novelty of this work** lies in the generalization of modern approaches to the diagnosis of cable lines based on partial discharge parameters, the systematization of offline testing (decaying oscillating voltage, high-frequency, and resonant technologies) and online monitoring using high-frequency sensors, multi-parameter and fiber-optic systems. The potential of using time-frequency transforms, deep learning algorithms, and the “echo” method for partial discharges as a source of additional informative signs of insulation aging is also substantiated. **Practical significance.** The obtained results can be used to select a rational strategy for monitoring the technical condition of cable lines, planning repair measures, improving the reliability of electrical networks, and implementing intelligent monitoring systems in the power industry.

**Keywords:** cable lines, partial discharges, technical condition prediction, online monitoring, offline testing, partial discharge “echoes,” time-frequency analysis.

**Вступ.** Сучасні кабельні лінії електропередачі обладнані полімерною ізоляцією та знаходяться під впливом високих електричних і термічних навантажень в процесі експлуатації. Деградація ізоляції кабелів може призвести до часткових розрядів (ЧР) – локальних електричних розрядів, що частково пробивають ізоляцію між провідниками. Моніторинг параметрів ЧР є одним із найнадійніших індикаторів погіршення стану ізоляції, за допомогою якого можна завчасно виявити слабкі місця в кабелі та попередити аварійні відмови. Діагностика ЧР розглядається як ключовий елемент оцінювання технічного стану обладнання в межах концепції condition-based maintenance та Smart Grid [1, 18]. Вимірювання часткових розрядів у силових кабелях виконуються відповідно до загальноприйнятих міжнародних рекомендацій і стандартів, зокрема IEC 60270 [19].

Зокрема, часткові розряди широко застосовуються для оцінки технічного стану кабелів, оскільки

інтенсивна ЧР-активність передусім повною пробою і сигналізує про розвиток дефектів ізоляції [1]. Практика показує, що значна частина кабельних систем, змонтованих у середині ХХ сторіччя, вже виробили свій ресурс; вимірювання ЧР забезпечують науково обґрунтовану базу для ухвалення рішень щодо заміни чи продовження експлуатації таких кабелів. Таким чином, раннє виявлення та аналіз ЧР є критично важливими для надійності кабельних мереж, дозволяючи провести своєчасні профілактичні роботи та запобігти раптовим відмовам обладнання [2].

Діагностика ЧР може здійснюватися в двох режимах: при вимкненому обладнанні (офлайн) та безперервно на працюючій лінії (онлайн). Традиційні офлайн-випробування (наприклад, із застосуванням підвищеної напруги або згасаючих коливальних імпульсів) проводяться на знеструмленому кабелі з допомогою зовнішнього джерела високої напруги і дають

© Бойко І.В., 2026

високоточні результати в контрольованих умовах. Їх недоліком є необхідність виведення кабелю з експлуатації та неідентичність реальним умовам роботи (температурі, навантаженню тощо). Натомість онлайн-моніторинг ЧР здійснюється на кабелі під робочою напругою і дозволяє оцінювати стан ізоляції в реальному часі, не перериваючи роботи мережі [2]. Основними викликами при цьому є завадостійкість вимірювань та достовірна ідентифікація сигналів ЧР серед фону. Високочутливі датчики і методи обробки сигналів потрібні, щоб відокремити корисний сигнал від завад, особливо в умовах потужних електромагнітних перешкод на діючих об'єктах [1]. Водночас перехід до онлайн-моніторингу є загальною тенденцією, що дозволяє оперативніше виявляти деградацію ізоляції на ранніх етапах та планувати ремонт до настання аварії, мінімізуючи ризики і затрати [2, 3].

Наряду з електричними методами контролю, все ширше застосовуються неелектричні методи виявлення ЧР – акустична емісія, оптичні (ультрафіолетове випромінювання, видиме світло) та теплові методи тощо [7]. В сучасних кабелях з поліетиленовою ізоляцією впроваджуються волоконно-оптичні датчики, інтегровані просто в кабельну конструкцію, що дозволяє моніторити температуру, механічні напруження і навіть часткові розряди по всій довжині в режимі реального часу. Така “розумна” система моніторингу кабельної лінії здатна автоматично контролювати ключові параметри (нагрузка, нагрів, вологість, ЧР та ін.) і подовжити строк служби кабелів за рахунок раннього виявлення дефектів та оптимізації режимів роботи [3]. З огляду на критичну важливість безперервного електропостачання, розробка нових методів прогнозування технічного стану кабелів за показниками ЧР є актуальним напрямом досліджень, що має як велике практичне значення для енергетики, так і науковий інтерес у галузі високовольтної ізоляції.

**Метою даної роботи** є аналіз особливостей сучасних методів прогнозування технічного стану кабельних ліній за параметрами часткових розрядів та визначення основних тенденцій їх розвитку. Зокрема, робота узагальнює новітні підходи до діагностики та моніторингу ізоляції кабелів на основі сигналів ЧР, включно з практичними системами контролю і теоретичними досягненнями в обробці сигналів та моделюванні. Визначено, які з методів вже впроваджено в експлуатацію, а які знаходяться на стадії досліджень, та окреслено перспективи подальшого розвитку технологій прогнозування стану кабельних ліній.

Для досягнення поставленої мети було застосовано комплексний підхід, що поєднує аналіз науково-технічних публікацій останніх років та порівняльний огляд методів діагностики кабельних ліній на основі ЧР. Опрацьовано як оглядові роботи [1, 2, 9], так і оригінальні наукові статті, що описують конкретні методики та експериментальні результати [4-8, 13, 14]. Особливу увагу приділено публікаціям українських дослідників [3, 5], де висвітлено вітчизняні розробки в цій сфері. У процесі роботи здійснено критичний аналіз методів генерування високої випробувальної напруги для офлайн-випробувань, сенсорів та систем збору даних для онлайн-моніторингу, а також алгоритмів обробки сигналів ЧР (фільтрація, виділення ознак,

класифікація). Отримані з літератури відомості зведено в узагальнені таблиці та рисунки для наочного порівняння різних підходів. Це дозволило виявити ключові особливості сучасних методів прогнозування стану кабелів за ЧР-параметрами та сформулювати головні тенденції їх подальшого розвитку.

**Методи офлайн-випробувань та локалізації дефектів.** Традиційний підхід до діагностики високовольтних кабелів полягає в проведенні періодичних випробувань ізоляції підвищеною напругою з одночасним контролем часткових розрядів. З цією метою широко застосовується імпульсний метод – вимірювання ЧР під час подачі на кабель згасаючої коливальної напруги (Damped AC, DAC). Такий сигнал схожий на промислову синусоїду, але його амплітуда поступово зменшується, тому після досягнення максимуму напруга затухає до нуля; це дозволяє виявляти усі активні ділянки ізоляції на довжині кабелю за один тест, без ризику її пошкодження [4]. Метод DAC використовується для приймально-здавальних та експлуатаційних випробувань кабелів середньої та високої напруги; його реалізовано у вигляді переносних установок, придатних для виїзної діагностики кабельних ліній протяжністю до кількох сот метрів. Зазвичай імпульсна напруга збуджується через ємнісний дільник або спеціальний резонансний генератор. Для реєстрації часткових розрядів у режимі офлайн застосовують високочутливі ємнісні та індуктивні сенсори, зокрема HFCT-датчики (High-Frequency Current Transformer), що надягаються на заземлювальний провід екрану кабелю і вловлюють імпульсні струми ЧР з частотою в десятки МГц [4, 12]. HFCT-датчики призначені для кабельних ліній середньої та високої напруг різної конструкції з металевим екраном і різними типами ізоляції. Зокрема, їх застосовують для кабелів зі зшитополіетиленовою (XLPE), гумовою (EPR) або паперовою ізоляцією, що мають заземлений екран. Такі датчики надійно реєструють імпульси ЧР у кабелях 10 кВ і вище, забезпечуючи діагностику стану ізоляції без демонтажу обладнання.

Вимірний сигнал далі аналізують на предмет характерних ознак ЧР та їх місця виникнення. Локалізація джерела розряду вздовж кабелю здійснюється методом відбитого сигналу: вимірюється різниця часу приходу імпульсу ЧР напряму до приймача та після відбиття від далекого кінця кабелю ( $\Delta t$ ), і за формулою

$$x = l - \frac{v \Delta t}{2} \quad (1)$$

де  $x$  – відстань від точки вимірювання до місця виникнення часткового розряду, м;  $l$  – повна довжина кабельної лінії, м;  $v$  – швидкість поширення електромагнітної хвилі вздовж кабелю, м/с;  $\Delta t$  – різниця часу між прямим імпульсом часткового розряду та його відбиттям від кінця кабелю, с.

Такий метод дозволяє з точністю до кількох метрів визначити місце розташування дефектної муфти чи ділянки ізоляції. Також описано практичний випадок застосування високочастотного та DAC-методів для діагностики 35 кВ кабельної муфти – було виявлено аномальні імпульси ЧР на одній із фаз, кластерний аналіз спектра яких вказав на поверхневий характер

розрядів. Додаткове випробування згасаючою хвилею підтвердило наявність дефекту на відстані  $\sim 90$  м від кінця траси (місце з'єднувальної муфти), після чого під час розбирання муфти було знайдено мікропорожнину між теплоусадковими ізоляційними трубками та сліди продуктів розкладу на її поверхні, що показано на рис. 1 [4]. Це свідчить, що навіть невеликий повітряний зазор у місці сполуки ізоляції здатен викликати інтенсивну ЧР-активність під робочою напругою, що з часом загрожує повним пробоем.



Рис. 1. Зображення дефектної з'єднувальної муфти кабелю 35 кВ після випробування: на коричневій ізоляційній трубці помітні сліди "маслянистого" нальоту (продукти розкладу полімеру) внаслідок часткових розрядів в інтерфейсному повітряному зазорі [4]

В контексті офлайн-випробувань українські вчені також роблять вагомий внесок. Зокрема, розроблено мобільні високочастотні резонансні системи для випробування кабелів та іншого електрообладнання без демонтажу з трас. Було представлено компактну мобільну установку на основі індуктивно-ємнісного контуру, що працює на частотах 40-50 кГц. Використання високої частоти дозволило отримати коефіцієнт якості  $Q > 200$  і значно зменшити масогабаритні показники обладнання (замість багатотонних котушок на 50 Гц). При налаштуванні контуру в резонансі установка здатна генерувати напругу до 500 кВ, споживаючи живлення лише від звичайної трифазної мережі 0,4 кВ [5]. Ця система призначена для виїзної діагностики ізоляції – її можна оперативно доставити на об'єкт і провести випробування кабельних ліній, трансформаторів, генераторів тощо без тривалого відключення від мережі. Таким чином, спостерігається тенденція до створення портативних резонансних установок, які поєднують переваги високовольних офлайн-випробувань (виявлення прихованих дефектів) з мобільністю та зручністю експлуатації в польових умовах. Це особливо актуально для України в умовах воєнного та післявоєнного періоду, коли значна частина електромереж потребує оперативного контролю та відновлення.

Системи безперервного онлайн-моніторингу ЧР. Найбільш перспективним напрямом діагностики кабельних ліній є постійний автоматизований моніторинг ізоляції під робочою напругою. Сучасні кабелі все

частіше оснащуються вбудованими сенсорами або ж передбачають можливість встановлення зовнішніх датчиків ЧР на кінцевих заділах і муфтах. Основні типи сенсорів для онлайн-моніторингу включають: ємнісні датчики (вмонтовані в обкладинки кабелю для вимірювання імпульсної активності), HFCT-датчики на екран [4], а також акустичні і ультразвукові сенсори, що кріпляться до муфт або оболонки кабелю. Наприклад, описано систему моніторингу кабелів на електричному транспорті [7], де на кінцеві заділи встановлено HFCT-датчики для струмових імпульсів та ультразвукові датчики для локалізації коронного розряду; ці сигнали надходять на багатоканальний аналого-цифровий перетворювач, після чого обробляються бортовим комп'ютером. Комбінований підхід (електричні + акустичні датчики) дозволяє підвищити надійність розпізнавання типу розряду та точність визначення місця дефекту.

Значна увага приділяється і волоконно-оптичним системам: інтеграція оптоволокна в структуру кабелю відкриває можливість дистанційного вимірювання температурного профілю, механічних напружень і навіть електромагнітних імпульсів ЧР вздовж усього кабелю. Вже розроблено інтелектуальні комплекси на основі інтегрованих оптичних модулів, які в реальному часі контролюють параметри кабелю (струм, нагрів, напругу на оболонці, проникнення вологи) і рівень часткових розрядів в ізоляції. Такі системи забезпечують раннє виявлення пошкоджень ізоляції та дають змогу оператору мережі приймати рішення про перевантаження чи вимкнення лінії до настання аварії [3]. Перешкодою для масового впровадження є вартість та складність таких комплексів, однак із розвитком технологій (здешевлення сенсорів, впровадження інтернету речей) очікується їх ширше застосування на магістральних кабельних лініях високої напруги [9].

Хоча системи онлайн-моніторингу кабелів досягли значного прогресу (покращено точність вимірювань, впроваджено багатопараметричний контроль – ЧР, тангенс кута діелектричних втрат, струми витoku тощо), все ще залишаються виклики, зокрема забезпечення довготривалої стабільності датчиків, захист від перенапруг і шумів, а також стандартизація форматів даних і протоколів передавання для інтеграції таких систем у загальну смарт-грид інфраструктуру [9]. Подальший розвиток отримують й портативні прилади для періодичного контролю ЧР на працюючих кабелях: це переносні високочастотні приймачі із антенами або струмовими кліщами, що дозволяють оператору просканувати кабельну магістраль у трансформаторному пункті чи колекторі та знайти ділянки з аномальною ЧР-активністю. Отже, тенденція в розвитку засобів діагностики кабелів – це перехід від епізодичних випробувань до безперервного автоматизованого моніторингу стану ізоляції із використанням сукупності датчиків і систем передачі даних. Порівняння методів діагностики наведено у табл. 1.

Таблиця 1 – Порівняння методів діагностики ЧР: офлайн-випробування vs онлайн-моніторинг ізоляції кабелів

Метод контролю ЧР	Характеристики та особливості
Офлайн (вимкнений кабель)	Проводиться періодично (наприклад, раз на рік). Вимагає знеструмлення кабелю і підключення випробувальної установки. Дозволяє точно виміряти параметри ЧР при контрольованому підвищенні напруги, ідентифікує “приховані” дефекти ізоляції. Недоліки: тривале відключення лінії, відсутність реального нагріву та навантаження на кабель під час тесту (режим відрізняється від робочого) [2].
Онлайн (під робочою напругою)	Здійснюється безперервно під час експлуатації кабелю. Не потребує відключення, відображає фактичний стан ізоляції під навантаженням і впливом довкілля. Датчики встановлено стаціонарно (HFCT, акустичні, оптичні тощо) або використовуються переносні. Недоліки: сильні завади від фону мережі, потреба в автоматичній обробці великих потоків даних; зазвичай контролюється рівень ЧР, але інколи складно локалізувати конкретну точку дефекту [1, 2].

Обробка сигналів та розпізнавання розрядів. Сигнали часткових розрядів являють собою короткі імпульси тривалістю наносекунди, що можуть повторюватися сотні й тисячі разів за один період напруги. Для отримання інформативних ознак та оцінки технічного стану ізоляції потрібна складна обробка цих сигналів. Класичний підхід – побудова фазово-розв’язаних діаграм розрядів (PRPD), де фіксуються всі імпульси ЧР протягом багатьох циклів напруги і відображаються їх амплітуди та кількість залежно від фази напруги. Вони дозволяють ідентифікувати типи дефектів ізоляції (внутрішні, поверхневі, коронні) на основі характерного розподілу імпульсів за фазою прикладеної напруги та широко застосовуються в діагностиці кабельних ліній [10]. За видом PRPD-діаграми фахівець може визначити тип дефекту (внутрішній, поверхневий, корона) на основі стандартизованих шаблонів [8].

Проте у складних випадках, коли одночасно присутні різні джерела імпульсів (наприклад, ЧР у муфті й коронні розряди на відкритих кінцях), потрібно застосовувати цифрові методи фільтрації та кластерного аналізу, щоб розділити накладені сигнали. Сьогодні сигнал ЧР обробляють у часовій, частотній та часово-частотній областях з метою відфільтрувати завади та виділити діагностичні параметри. Спочатку панували методи Фур’є-аналізу та статистична обробка часових вибірок (1990-ті роки), згодом стали популярними вейвлет-перетворення для виділення розрядів на фоні шумів (2000-ні). У 2010-х з’явилися адаптивні методи на зразок емпіричної моди (EMD) та Гільберт-Хуан трансформування, що дали кращі результати для нестационарних сигналів ЧР. Станом на 2020-ті роки дослідники широко впроваджують штучний інтелект – методи машинного навчання та глибокі нейронні мережі – для автоматичного розпізнавання патернів ЧР та класифікації типів дефектів. Такий підхід дозволяє

перейти від ручного аналізу до автоматизованої діагностики із навчанням на великих масивах даних.

Побудова надійної системи розпізнавання часткових розрядів стикається з декількома проблемами: необхідно вирішити задачу очищення сигналу від завад (електричні шуми, корона на відкритому повітрі, комутаційні імпульси), потім виділити з масиву даних значущі ознаки, і наостанок класифікувати їх з прив’язкою до фізичних типів дефектів. Для попереднього шумопригнічення використовують комбіновані фільтри: наприклад, короткі високочастотні завади придушуються вейвлет-фільтрами, а вузькосмугові перешкоди – методом Фур’є з вирізанням частотної смуги. Далі з очищених осцилограм ЧР-імпульсів обчислюють ряд параметрів: амплітуду, повний заряд розряду, тривалість фронту і спаду імпульсу, частоту проходження тощо. Крім того, аналізують фазові характеристики – на яких кутах прикладеної напруги виникають імпульси, їх групування, розподіл за фазою. Важливу інформацію надають і частотні спектри: різні дефекти генерують ЧР з різним частотним наповненням (наприклад, корона має вищу частку ВЧ-енергії порівняно з поверхневим розрядом). На рис. 2 наведено стандартну процедуру вимірювання та обробки сигналу часткових розрядів: спочатку реєструється сигнал через відповідний сенсор, потім він проходить цифрову фільтрацію та підсилення, обчислюються базові характеристики (пікове значення, середнє, повторюваність тощо), після чого застосовуються спеціалізовані алгоритми (наприклад, перетворення СТО, вейвлет-аналіз) для витягування ознак, найбільш показових для класифікації. Завершальним етапом є класифікація типу дефекту – традиційно її виконував експерт-діагност на основі досвіду, але зараз цю функцію покладають на штучні нейронні мережі, здатні самостійно навчатися розрізняти патерни ЧР.

За останні роки з’явилося багато успішних прикладів застосування AI-алгоритмів для діагностики ЧР в кабелях. Зокрема, використано нейронні мережі для відокремлення коронних розрядів від розрядів в ізоляції: зокрема] запропоновано поєднання Stockwell-перетворення (ST) і двовимірної згорткової нейромережі (2D-CNN) для обробки довгих часових записів сигналів. Застосування ST дозволило автоматично вибрати оптимальні часові вікна і сформувати часово-частотні спектрограми сигналів, які потім класифікувалися нейромережею. Таким чином, модель точно розпізнає і відділяє імпульси часткових розрядів від коронного розряду на кінцевому заділі швидкісного потяга, досягнувши 98,75% точності класифікації [7]. Інші дослідники досягають схожих успіхів: зокрема, було наведено, що одновимірні CNN змогли попередньо відфільтрувати корону із суміші сигналів, забезпечивши на подальшому кроці правильну ідентифікацію типу ЧР. Багато робіт присвячено розпізнаванню різних видів дефектів кабелю – внутрішніх розрядів в порах, поверхневих розрядів у муфтах, корони на кінцях тощо. Нейронні мережі навчаються на масивах вимірних даних, часто представлених у вигляді зображень (наприклад, матриця PRPD як “картинка” розрядів). Так, CNN була натренована на фазових діаграмах ЧР в силових кабелях і досягла 93,8% точності при розпізнаванні дефектних зразків, що дозволяє практично реалізувати концепцію

predictive maintenance – прогнозно-профілактичного обслуговування кабельних ліній (ідентифікація конкретного типу дефекту для планування ремонту) [8]. Загалом, використання штучного інтелекту в діагностиці ЧР стало потужною тенденцією: за останні три роки з'явилося понад сотню публікацій на цю тему [8, 13]. Приклади кількох реалізацій наведено в табл. 2. Варто відзначити, що ефективність таких систем залежить

від якості навчальних даних – для кожного нового типу кабеля чи ізоляції мережу треба додатково навчати на еталонних даних. Тому актуальними є дослідження щодо трансферного навчання та інтерпретованості моделей (AI має не лише видавати результат, а й пояснювати, за якими ознаками зроблено діагноз), щоб підвищити довіру користувачів та стандартизувати впровадження цих технологій у галузі [8].

Таблиця 2 – Приклади застосування методів штучного інтелекту для аналізу сигналів ЧР в кабельних системах.

AI-метод	Задача / Об'єкт	Досягнута точність
2D-CNN + Stockwell трансформ, вейвлет [7]	Розпізнавання ЧР vs корона (кабельні заділи швидкісного електропоїзда)	98,75% (PD vs Corona)
CNN (аналіз фазових діаграм, зображення) [8]	Класифікація дефектів кабеля (внутр., поверхн., корона)	93-97% (залежно від класу)
CNN + SVM (гібридна модель) [13]	Розпізнавання патернів ЧР в силовому кабелі	95% (на тестових вибірках)
Автоенкодер (стискання) + перцептрон [8]	Фільтрація та класифікація ЧР під завадою	Збільшення SNR на 20%, підвищення точності до 90+%

Для задач класифікації часткових розрядів за обмежених навчальних вибірок перспективним є поєднання часово-частотних перетворень із згортковими нейронними мережами, що дозволяє підвищити точність розпізнавання дефектів [16].

Інноваційні методи та нові тенденції. Окрім удосконалення існуючих методів, дослідники пропонують нові підходи до оцінки стану ізоляції за сигналами ЧР. Один з перспективних напрямів – вимірювання “відлуння” часткових розрядів (PD echo), який полягає в реєстрації розрядної активності не тільки під час прикладення напруги, а й після її різкого вимкнення. Ідея полягає в тому, що в процесі тривалої ЧР-активності на поверхні порожнин та дефектів накопичується заряд, який впливає на електричне поле. Чисельне моделювання розподілу електричного поля в ізоляції кабелю та в зоні дефектів дозволяє встановити зв'язок між геометрією порожнин, локальним підсиленням поля та характеристиками часткових розрядів [15]. Якщо раптово зняти напругу з кабеля, деякий час ЧР будуть продовжуватися за рахунок залишкового поля – цей процес і називають “відлунням” ЧР. Параметри затухання

цих послідовностей ЧР несуть інформацію про електрофізичні властивості ізоляції. Було розроблено метод “відлуння” ЧР для полімерних кабелів: кабель живиться синусоїдальною напругою, яка переривається на короткий інтервал (десятки мілісекунд) кожен період, і фіксуються ЧР як під напругою, так і під час паузи. Виявилось, що час затухання розрядів “відлуння” значно залежить від стану поверхні ізоляції та ступеня її старіння [6]. Зокрема, на новому зразку XLPE-кабеля ЧР продовжували виникати протягом ~135 мс після зняття напруги, тоді як на штучно зістареному зразку – лише ~12 мс. На рис. 3 наведено фазові картини ЧР для цих двох випадків: видно, що в новій ізоляції після проходження фази максимуму напруги (точка  $T_0$  триває серія післядії розрядів протягом сотень мілісекунд, а в старому зразку така активність майже відсутня (окремі імпульси швидко згасають). Це пояснюється тим, що стара ізоляція має вищу електропровідність поверхні дефекту, через що накопичений заряд швидко стікає і не підтримує розряди, тоді як новий полімер з високим опором дозволяє заряду довго існувати, підживлюючи ЧР після зняття напруги [6].

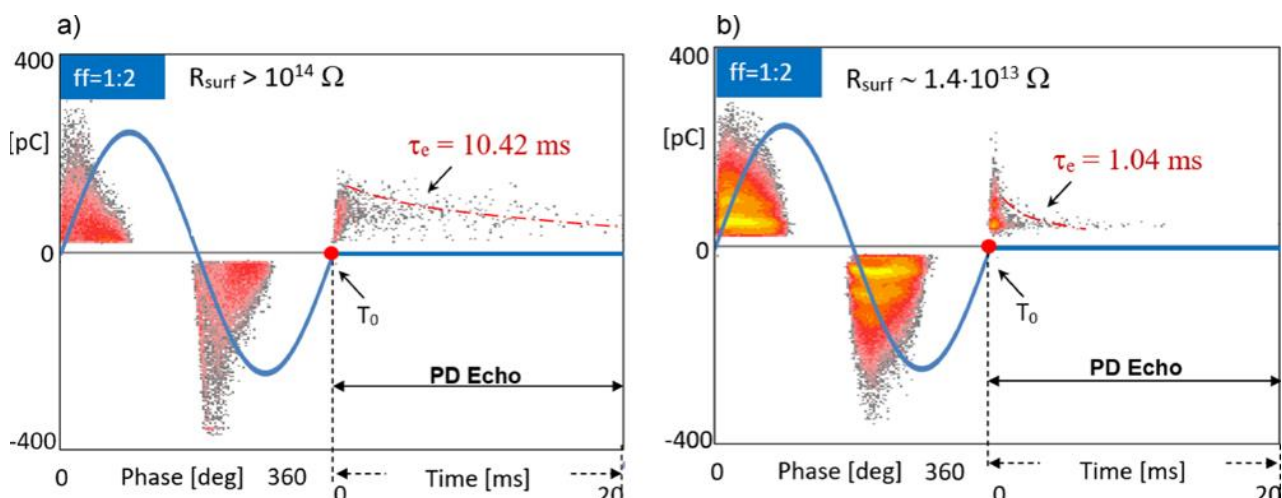


Рис. 2. Приклад фазових патернів часткових розрядів (PRPD) та їх “відлуння” в кабелі із зшитого поліетилену: (а) новий зразок ізоляції без пробігу; (б) зразок після прискореного електричного старіння. Під час прикладення напруги 16 кВ виникають характерні для внутрішньої порожнини імпульси ЧР (видно дві групи імпульсів на фазах близько  $90^\circ$  і  $270^\circ$ ). Режим «відлуння»: після переходу через нуль ( $T_0$ ) в новому зразку спостерігається тривала серія згасаючих імпульсів ЧР (праворуч), тоді як у старому зразку після  $T_0$  імпульси поодинокі і швидко зникають

Важливим діагностичним параметром є так звана постійна часу затухання розрядів «відлуння» ( $\tau_e$ ) який чисельно відповідає сталості експоненційного наближення огинаючої echo-імпульсів. Для нового зразка було отримано  $\tau_e \approx 10.4$  мс, тоді як для зістареного лише  $\tau_e \approx 1.04$  мс. Це десятикратне зменшення корелює з зниженням поверхневого опору ізоляції (до  $\sim 1.4 \cdot 10^{13}$  Ом в старому зразку проти  $> 10^{14}$  Ом у новому). Отже, метод «відлуння» ЧР надає додаткові інформативні ознаки стану ізоляції, які неможливо отримати стандартними вимірюваннями ЧР. Також показано, що відношення пікових зарядових величин echo-імпульсів до імпульсів під напругою зростає зі старінням (в експерименті – від 0,44 до 0,59), а рівень часткових розрядів при

фіксованій напрузі запускається на 1-2 кВ нижче для старого зразка [6]. Аналіз порогової напруги виникнення часткових розрядів (PDIV) та її зменшення зі старінням ізоляції також є важливим діагностичним показником деградації кабельних ліній і використовується для оцінювання залишкового ресурсу [14].

Все це підтверджує, що запропонований метод чутливий до деградації ізоляції і може бути використаний для кількісного прогнозування ступеня старіння кабелю. Зараз «відлуння» часткових розрядів (PD Echo) ще знаходиться на стадії досліджень, проте перспективним є його впровадження в практику як додаткового діагностичного тесту при періодичних випробуваннях кабелів.

Таблиця 3 – Діагностичні параметри «відлуння» часткових розрядів (за результатами [6] для зразка XLPE-ізоляції з внутрішньою порожниною).

Параметр	Новий зразок	Старіючий зразок	Примітки
PDIV – поріг появи ЧР, кВ (при 50 Гц)	10,4 кВ	9,4 кВ	Знижений у зістареному зразку
Коеф. затухання echo ( $\tau_e$ , мс)	10,42 мс	1,04 мс	В $\sim 10$ разів менший для старого
Тривалість серії «відлуння» ( $t_{dur}$ , мс)	$\sim 135$ мс	$\sim 12$ мс	Час від $T_0$ до останнього імпульсу
Поверхневий опір ізоляції, Ом	$> 10^{14}$ Ом	$\sim 1,4 \cdot 10^{13}$ Ом	На 1-2 порядки нижчий після старіння
Відношення $Q_{e\ max} / Q_{max}$	0,44	0,59	Зростає зі старінням (Q – заряд ЧР)

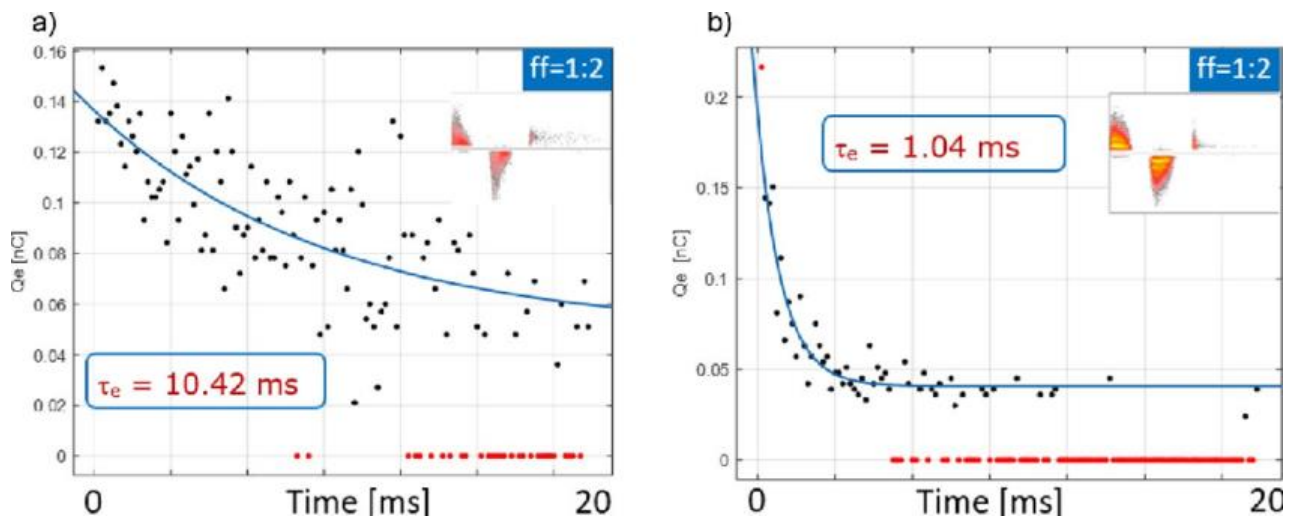


Рис. 3. Експоненціальне затухання розрядів «відлуння» у кабелі із порожниною: (а) новий зразок (сталий струм витoku забезпечує повільне згасання із  $\tau_e = 10.42$  мс); (б) електрично зістарений зразок (більш провідна поверхня дефекту обумовлює швидке згасання,  $\tau_e = 1.04$  мс) – експериментальні точки (чорні) та апроксимуючі криві (сині) [6]

Іншим інноваційним напрямком є розвиток гібридних методів аналізу, що поєднують фізичні моделі і алгоритми машинного навчання. Наприклад, пропонується проводити попереднє моделювання електричного поля та процесів нагромадження заряду в ізоляції, а результати використовувати як додаткові вхідні дані для нейромережових класифікаторів [11]. Це може підвищити достовірність AI-діагностики, особливо в умовах обмежених навчальних вибірок. Також тривають спроби підвищити стійкість алгоритмів до шумів та завад. Один з підходів – автоенкодера та інші нейромережі для стиснення та фільтрації сигналів ЧР. В експериментах [8] застосування автоенкодера дозволило стиснути сигнал з коефіцієнтом  $\sim 25$  разів без втрати характерних ознак та покращити якість розпізнавання дефектів. Це відкриває шлях до використання вбудованих систем (edge AI) безпосередньо на кабелі або в розподільчих пристроях, де невеликі нейромережі в

режимі реального часу оброблятимуть дані з датчиків ЧР і передаватимуть лише результати (стиснення зменшує обсяг даних, що надсилаються).

Також, спостерігається тенденція до стандартизації та уніфікації методів ЧР-діагностики. Виходять нові міжнародні стандарти та гідри (ІЕС 60270 [20], ІЕЕЕ 400 тощо), що регламентують як проведення вимірів, так і інтерпретацію їх результатів для різних класів обладнання. Формуються бази даних типових патернів часткових розрядів у кабелях, доступні онлайн платформи для тестування алгоритмів розпізнавання (наприклад, open-dataset для дефектів кабельних муфт). Це покликано полегшити взаємодію між різними системами моніторингу та сприяти впровадженню автоматизованих засобів діагностики в енергокомпаніях. Наукові дослідження в цій галузі сьогодні зосереджені на підвищенні чутливості та селективності сенсорів, розвитку інтелектуальних алгоритмів прогнозування

ресурсу кабелів, а також на створенні інтегрованих систем моніторингу “останньої милі” мережі (тобто кабельних з’єднань у розподільчих мережах) з метою підвищення загальної надійності електропостачання.

**Висновки.** У роботі проаналізовано сучасні методи оцінювання технічного стану кабельних ліній за параметрами часткових розрядів і визначено основні тенденції їх розвитку. Підтверджено ефективність комплексного підходу, що поєднує періодичні офлайн-випробування ізоляції (DAC, резонансні методи, вимірювання тангенсу діелектричних втрат) із безперервним онлайн-моніторингом за допомогою стаціонарних сенсорів (HFCT, акустичні датчики). Офлайн-методи забезпечують точну оцінку стану ізоляції для кабелів різних класів напруг, проте потребують виведення лінії з роботи, тоді як онлайн-моніторинг дозволяє відстежувати динаміку дефектів без відключення. Їх поєднання забезпечує найбільш повну діагностику.

Встановлено, що для кабелів високої напруги типовою є комбінація вимірювання тангенсу діелектричних втрат і випробувань ЧР, а для середньої напруги додатково застосовують термографію та онлайн-аналіз. Значний прогрес досягнуто в обробці сигналів ЧР завдяки використанню цифрових фільтрів, вейвлет-аналізу та штучного інтелекту, що підвищує точність діагностики та дозволяє прогнозувати залишковий ресурс.

Також розвиваються нові офлайн-методи, зокрема технологія «PD Echo», яка надає додаткові параметри для оцінки старіння ізоляції. Простежується інтеграція смарт-технологій (волоконно-оптичні сенсори, хмарні платформи) у рамках концепції Smart Grid. Українські розробки відповідають світовим тенденціям і демонструють конкурентні рішення.

Перспективи досліджень пов’язані зі створенням баз даних ЧР, розвитком пояснюваного штучного інтелекту та вдосконаленням високочутливих сенсорів. Сукупність цих підходів забезпечує проактивне обслуговування кабельних мереж і підвищення надійності електропостачання.

#### Список літератури

- Zhang X., Pang B., Liu Y., et al. Review on Detection and Analysis of Partial Discharge along Power Cables // *Energies* 14(22), 7692 (2021) – DOI: 10.3390/en14227692 researchgate.net.
- Govindarajan S., Morales A., Ardila-Rey J.A., Purushothaman N. A review on partial discharge diagnosis in cables: Theory, techniques, and trends // *Measurement* 216, 112882 (2023) – DOI: 10.1016/j.measurement.2023.112882 .Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, Dec. 11, 1997. Available at: <https://www.wipo.int/wipolex/en/text/594502>
- Кучерява І.М. Системи моніторингу сучасних кабельних ліній електропередачі // *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України* 2023, Вип. 66, с. 111–123 – DOI: 10.15407/publishing2023.66.111.
- Li Xu, Yu Yang, Kan Y., et al. Diagnosis of PD defects of 35 kV cable joint based on high-frequency and oscillating wave technology // *J. Physics: Conf. Series* 1633, 012111 (2020) – DOI: 10.1088/1742-6596/1633/1/012111 .
- Shcherba A., Skytsiuk V., Todorov M., et al. Management of Mobile Resonant Electrical Systems for High-Voltage Generation in Non-Destructive Diagnostics of Power Equipment Insulation // *Electronics* 14(15), 2923 (2023) – DOI: 10.3390/electronics14152923 mdpi.com.
- Florkowski M. Partial discharge echo measurement approach for high voltage insulation assessment // *Discover Electronics* 2, 56 (2025) – DOI: 10.1007/s44291-025-00091-w link.springer.com
- Xie Y., You P., Wu G., et al. Accurate Identification of Partial Discharge vs. Corona in High-Speed Train Cable Terminals using S-Transform and 2D-CNN // *Sensors* 24(23), 7602 (2024) – DOI: 10.3390/s24237602
- Talip M.S.A., Othman M., Azam S.M.K., et al. Advanced Signal Processing Methods for Partial Discharge Analysis: A Review // *Electronics* 12, 4158 (2025) – DOI: 10.3390/electronics12234158 .
- Song Y., Chen W., Wan F., et al. Online multi-parameter sensing and condition assessment technology for power cables: A review // *Electr. Power Syst. Res.* 210, 108140 (2022) – DOI: 10.1016/j.epr.2022.108140 .
- Abu-Rub O.H., Al-Hamadi H.M., El-Magmouh B., et al. Cable insulation fault identification using partial discharge patterns analysis // *IEEE Can. J. Electr. Comput. Eng.* 45(4), 381–387 (2022) – DOI: 10.1109/ICJECE.2022.9872187.
- Shahsavarian T., Phung B.T., Blackburn T.R., Li J. A review of knowledge-based defect identification via PRPD patterns in high voltage apparatus // *IEEE Access* 9, 161028–161043 (2021) – DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3130718.
- Shafiq M., Kiiitam I., Hussain A., et al. Identification and location of PD defects in medium voltage underground power cables using high frequency current transformer // *IEEE Access* 7, 101160–101170 (2019) – DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2930836.
- Du J., Mi J., Jia Z., et al. Feature extraction and pattern recognition algorithm of power cable partial discharge signal // *Int. J. Pattern Recognit. Artif. Intell.* 37(12), 2258010 (2023) – DOI: 10.1142/S0218001422580101.
- Mishra S., Singh P.P., Palu I., et al. Diagnostic analysis of partial discharge events of power cables at various voltage levels using ramping behavior analysis method // *Electr. Power Syst. Res.* 227, 109988 (2024) – DOI: 10.1016/j.epr.2023.109988.
- Isa M.A.M., Jasni J., Ahmad H. Investigation on partial discharge activities in cross-linked polyethylene power cable using finite element analysis // *J. Physics: Conf. Series* 1529, 042055 (2020) – DOI: 10.1088/1742-6596/1529/4/042055.
- Fang H., Yuan Z., Zhang T., et al. Research on Partial Discharge Pattern Recognition of Small Samples Based on STFT and CNN-SVM // *Proc. 2025 2nd Int. Conf. on Electrical Technology and Automation Engineering (ETAE)*, pp. 258–263 (2025) – DOI: 10.1109/ETAE59034.2025.00056.
- Bian H., Zhang X., Chen Q., et al. Improved physical model of electrical lifetime estimation for crosslinked polyethylene AC cable // *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* 27(6), 2099–2107 (2020) – DOI: 10.1109/TDEI.2020.009853.
- Montanari G.C., Mazzanti G., Marzinotto M. Partial discharge diagnostics: From apparatus monitoring to smart grid assessment // *IEEE Electr. Insul. Mag.* 29(6), 8–17 (2013) – DOI: 10.1109/MEI.2013.6679378.
- IEC 60270: 2000. High-voltage test techniques – Partial discharge measurements. International Electrotechnical Commission, Geneva, 89 pp.
- Zhou C., Yang L., Cao X., et al. Review of recent research towards power cable life cycle management // *High Voltage* 2(1), 9–21 (2017) – DOI: 10.1049/hve.2016.0013.

## References (transliterated)

1. Zhang X., Pang B., Liu Y., et al. Review on Detection and Analysis of Partial Discharge along Power Cables. *Energies* 14(22), 7692 (2021) – DOI: 10.3390/en14227692 researchgate.net.
2. Govindarajan S., Morales A., Ardila-Rey J.A., Purushothaman N. A review on partial discharge diagnosis in cables: Theory, techniques, and trends. *Measurement* 216, 112882 (2023) – DOI: 10.1016/j.measurement.2023.112882 .Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, Dec. 11, 1997. Available at: <https://www.wipo.int/wipolex/en/text/594502>
3. Kucheriava I.M. Systemy monitorynhu suchasnykh kabelnykh liniy elektroperedachi. *Pratsi In-tu elektrodynamiky NAN Ukrainy* 2023, Vyp. 66, s. 111–123 – DOI: 10.15407/publishing2023.66.111.
4. Li Xu, Yu Yang, Kan Y., et al. Diagnosis of PD defects of 35 kV cable joint based on high-frequency and oscillating wave technology. *J. Physics: Conf. Series* 1633, 012111 (2020) – DOI: 10.1088/1742-6596/1633/1/012111 .
5. Shcherba A., Skytsiuk V., Todorov M., et al. Management of Mobile Resonant Electrical Systems for High-Voltage Generation in Non-Destructive Diagnostics of Power Equipment Insulation. *Electronics* 14(15), 2923 (2023) – DOI: 10.3390/electronics14152923 mdpi.com.
6. Florkowski M. Partial discharge echo measurement approach for high voltage insulation assessment. *Discover Electronics* 2, 56 (2025) – DOI: 10.1007/s44291-025-00091-w link.springer.com
7. Xie Y., You P., Wu G., et al. Accurate Identification of Partial Discharge vs. Corona in High-Speed Train Cable Terminals using S-Transform and 2D-CNN. *Sensors* 24(23), 7602 (2024) – DOI: 10.3390/s24237602
8. Talip M.S.A., Othman M., Azam S.M.K., et al. Advanced Signal Processing Methods for Partial Discharge Analysis: A Review. *Electronics* 12, 4158 (2025) – DOI: 10.3390/electronics12234158 .
9. Song Y., Chen W., Wan F., et al. Online multi-parameter sensing and condition assessment technology for power cables: A review. *Electr. Power Syst. Res.* 210, 108140 (2022) – DOI: 10.1016/j.epsr.2022.108140 .
10. Abu-Rub O.H., Al-Hamadi H.M., El-Magmouh B., et al. Cable insulation fault identification using partial discharge patterns analysis. *IEEE Can. J. Electr. Comput. Eng.* 45(4), 381–387 (2022) – DOI: 10.1109/ICJECE.2022.9872187.
11. Shahsavarian T., Phung B.T., Blackburn T.R., Li J. A review of knowledge-based defect identification via PRPD patterns in high voltage apparatus. *IEEE Access* 9, 161028–161043 (2021) – DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3130718.
12. Shafiq M., Kiitam I., Hussain A., et al. Identification and location of PD defects in medium voltage underground power cables using high frequency current transformer. *IEEE Access* 7, 101160–101170 (2019) – DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2930836.
13. Du J., Mi J., Jia Z., et al. Feature extraction and pattern recognition algorithm of power cable partial discharge signal. *Int. J. Pattern Recognit. Artif. Intell.* 37(12), 2258010 (2023) – DOI: 10.1142/S0218001422580101.
14. Mishra S., Singh P.P., Palu I., et al. Diagnostic analysis of partial discharge events of power cables at various voltage levels using ramping behavior analysis method. *Electr. Power Syst. Res.* 227, 109988 (2024) – DOI: 10.1016/j.epsr.2023.109988.
15. Isa M.A.M., Jasni J., Ahmad H. Investigation on partial discharge activities in cross-linked polyethylene power cable using finite element analysis. *J. Physics: Conf. Series* 1529, 042055 (2020) – DOI: 10.1088/1742-6596/1529/4/042055.
16. Fang H., Yuan Z., Zhang T., et al. Research on Partial Discharge Pattern Recognition of Small Samples Based on STFT and CNN-SVM. *Proc. 2025 2nd Int. Conf. on Electrical Technology and Automation Engineering (ETAE)*, pp. 258–263 (2025) – DOI: 10.1109/ETAE59034.2025.00056.
17. Bian H., Zhang X., Chen Q., et al. Improved physical model of electrical lifetime estimation for crosslinked polyethylene AC cable. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* 27(6), 2099–2107 (2020) – DOI: 10.1109/TDEI.2020.009853.
18. Montanari G.C., Mazzanti G., Marzinotto M. Partial discharge diagnostics: From apparatus monitoring to smart grid assessment. *IEEE Electr. Insul. Mag.* 29(6), 8–17 (2013) – DOI: 10.1109/MEI.2013.6679378.
19. IEC 60270: 2000. High-voltage test techniques – Partial discharge measurements. *International Electrotechnical Commission, Geneva*, 89 pp.
20. Zhou C., Yang L., Cao X., et al. Review of recent research towards power cable life cycle management. *High Voltage* 2(1), 9–21 (2017) – DOI: 10.1049/hve.2016.0013.

Надійшла (Received) 09.03.2026

Прийнята (Accepted) 23.03.2026

Опублікована (Published) 30.04.2026

## Відомості про авторів / About the authors

**Бойко Ігор Віталійович (Boiko Ihor Vitaliiovich)** – аспірант, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", м. Харків, Україна; e-mail: Ihor.Boiko@ieec.khpi.edu.ua.