

УДК 621.316.925:621.311.1

Андрій Ткаченко, <https://orcid.org/0009-0001-3589-6500>
С.І.Н. Лос-Анджелес, США
e-mail: andriimikolaiv@gmail.com

МЕТОДИКА ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ КАБЕЛЬНИХ МЕРЕЖ 10–35 кВ НА ОСНОВІ КОМПЛЕКСНОГО ПІДХОДУ

Анотація. Сучасні виклики у сфері електропостачання урбанізованих територій та промислових кластерів засвідчують, що кабельні мережі середньої напруги (10–35 кВ), які становлять основу живлення критичної інфраструктури, є надзвичайно вразливими до аварійних відключень, що призводить до суттєвого зростання інтегральних показників SAIDI та SAIFI. Метою даного дослідження є розроблення та обґрунтування алгоритмів резервування, здатних підвищити надійність живлення споживачів у таких мережах із урахуванням економічної доцільності та перспектив впровадження Smart Grid-технологій в Україні. У роботі застосовано комплексний підхід, що поєднує теорію графів для формалізації топології кабельних мереж, математичні методи оптимізації (лінійне програмування, моделі Куна-Манна, марковські процеси), а також використання сучасних програмних засобів моделювання (DIgSILENT PowerFactory, MATLAB / Simulink, ETAP) для оцінки ефективності схем резервування. Особливу увагу приділено алгоритмам автоматичного переключення споживачів – від класичних ATS до інтелектуальних систем FLISR, інтегрованих у середовище Smart Grid. Результати моделювання та аналіз практичних кейсів з України, Німеччини та Польщі підтверджують, що впровадження резервних схем дозволяє знизити значення SAIDI у 5–20 разів, а SAIFI – у 2–4 рази залежно від топології мережі, що істотно зменшує збитки промислових підприємств і підвищує рівень соціально-економічної безпеки. Дослідження також доводить економічну доцільність резервування на основі методології LCCA, яка враховує баланс між капітальними витратами на побудову резервних ліній і операційними витратами, зумовленими відключеннями. У висновках обґрунтовано, що найбільший ефект для України забезпечує інтеграція ключових схем резервування з автоматичним перемиканням, застосування FLISR у рамках Smart Grid та використання оптимізаційних алгоритмів, які дозволяють врахувати обмеження інвестиційного середовища. Практичний результат дослідження полягає у визначенні шляхів адаптації міжнародних підходів до національних умов, що створює основу для підвищення стійкості українських електричних мереж, інтеграції відновлюваних джерел енергії та формування конкурентоспроможної енергетичної системи.

Ключові слова: кабельні мережі, резервування, електропостачання, SAIDI, SAIFI, Smart Grid, FLISR.

1. Вступ

Стабільність функціонування систем електропостачання визначає рівень соціально-економічної безпеки урбанізованих територій, де навіть короточасні відключення електроенергії можуть зумовлювати суттєві фінансові втрати та критичні збої у роботі промислових підприємств і комунальної інфраструктури. Кабельні мережі середньої напруги (10–35 кВ), що виступають основою електроживлення міських районів та стратегічних об'єктів, характеризуються підвищеними вимогами до надійності, оскільки саме вони формують основу безперервного енергопостачання.

Водночас емпіричні дані регуляторних органів (зокрема, НКРЕКП в Україні) та міжнародних об'єднань (ENTSO-E, CIGRE) демонструють тенденцію зростання інтегральних індексів SAIDI (System Average Interruption Duration Index) та SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) у

© Ткаченко А., 2026



Це стаття відкритого доступу за ліцензією CC0 1.0 Universal
<https://creativecommons.org/publicdomain/zero/1.0>

сегменті кабельних мереж, що свідчить про зниження якості постачання та збільшення кількості незапланованих відключень. У контексті європейських енергетичних інтеграційних процесів це явище набуває особливої ваги, оскільки показники надійності електропостачання виступають не лише технічним, але й економічним маркером конкурентоспроможності національної енергетичної системи.

Причини зниження надійності кабельних ліній середньої напруги є багатofакторними: фізичне старіння ізоляції, корозійні процеси в оболонках, проникнення вологи та недосконалість схем резервування. Наявні практики технічної експлуатації не забезпечують належної адаптивності до зростання навантажень та нових викликів, пов'язаних із впровадженням розподіленої генерації та концепції Smart Grid.

Тож розроблення ефективних алгоритмів резервування і впровадження автоматизованих систем перемикавання навантажень набуває ключового значення. Вони здатні не лише мінімізувати інтегральні втрати від аварійних відключень, але й сформувати методологічну основу для переходу до більш стійких та інтелектуально керованих електричних мереж. Вирішення окресленої проблематики потребує поєднання математичних методів оптимізації, сучасних програмних засобів моделювання та практичного досвіду інтеграції резервних схем у міських і промислових мережах.

2. Методи та матеріали

У дослідженні використано комплексний підхід, що поєднує аналіз емпіричних статистичних даних (індикатори SAIDI та SAIFI за звітами НКРЕКП, ENTSO-E, CIGRE) із математичним моделюванням структур кабельних мереж середньої напруги 10–35 кВ. Для формалізації топології мереж застосовано апарат теорії графів, а для кількісної оцінки надійності – імовірнісні методи (моделі Куна-Манна, марковські процеси) та оптимізаційні алгоритми (лінійне програмування, багатокритеріальна оптимізація). Практична частина дослідження виконувалася із використанням програмних комплексів DIgSILENT PowerFactory, MATLAB / Simulink та ETAP, що дозволило реалізувати сценарний аналіз роботи мереж у різних умовах відмов та резервування. Економічну ефективність рішень оцінювали на основі методології Life Cycle Cost Analysis (LCCA), яка враховує як капітальні, так і операційні витрати протягом усього життєвого циклу мереж.

3. Результати

Кабельні мережі класу напруги 10–35 кВ виступають базовим елементом системи електропостачання урбанізованих територій та промислових кластерів. Їхня ключова функція полягає у забезпеченні безперервного живлення споживачів, серед яких критичні інфраструктурні об'єкти, транспортні вузли, телекомунікаційні центри та високотехнологічні виробництва. Будь-яке порушення їхньої працездатності призводить до істотного зниження стійкості енергосистеми, формуючи ризики як техногенного, так і соціально-економічного характеру.

Найбільш відчутними наслідками аварійних відключень у кабельних мережах середньої напруги є зростання інтегральних індикаторів надійності – *SAIDI* та *SAIFI*. Зростання цих показників корелює зі збільшенням кількості та тривалості перерв електропостачання для кінцевих споживачів. Це безпосередньо впливає на конкурентоспроможність економіки, оскільки ненадійне електропостачання спричиняє фінансові втрати підприємств, порушує ланцюги постачання та підвищує витрати на підтримку резервних джерел живлення [7].

Актуальні статистичні дані підтверджують загострення проблеми. За звітами НКРЕКП, середні значення SAIDI для українських розподільчих мереж у 2022–2023 роках перевищували аналогічні показники у країнах Європейського Союзу (ENTSO-E) у 2–3 рази, що свідчить про істотне відставання у сфері забезпечення надійності [2]. Наприклад, у більшості держав Західної Європи середня тривалість перерви електропостачання на одного споживача рідко перевищує 100 хвилин на рік, тоді як в українських реаліях цей показник сягає 300–400 хвилин. Така різниця демонструє системний характер проблеми та вказує на потребу вдосконалення підходів до резервування кабельних мереж.

Наслідки відключень мають не лише статистичний, але й практично вимірюваний ефект. Відомі випадки, коли аварійні пошкодження кабельних ліній у великих містах призводили до тимчасової

зупинки метрополітенів, водоканалів чи промислових підприємств, що вимірюється багатомільйонними збитками. У промислових районах подібні інциденти створюють ризики зупинки виробничих процесів із непередбачуваними втратами у сфері металургії, машинобудування чи харчової промисловості. Таким чином, проблема безперервності живлення у кабельних мережах середньої напруги виходить за межі суто технічного питання та трансформується у фактор макроекономічної стабільності [9].

Високі значення індикаторів SAIDI та SAIFI, характерні для українських кабельних мереж середньої напруги, мають чітко виражену технічну природу. Найбільш поширеним чинником деградації є *пошкодження ізоляції*, що виникає внаслідок тривалого електричного та термічного навантаження на кабельні лінії класу 10–35 кВ. За міжнародними даними CIGRE та IEEE, основними механізмами старіння полімерної та паперово-масляної ізоляції виступають електричне «деревування» (water treeing), часткові розряди та локальні перегріву, які поступово призводять до пробою ізоляції [5, 24]. Додатковим фактором є *корозія металевих оболонок* та екрануючих шарів кабелів, що інтенсифікується в умовах підвищеної вологості та наявності агресивних ґрунтів. Проникнення вологи у мікротріщини та неякісні муфтові з'єднання спричиняє формування струмопровідних каналів, що різко знижують електричну міцність системи [13].

Практичні приклади вітчизняної експлуатації підтверджують масштабність цієї проблеми. У Києві, Львові та Одесі упродовж останнього десятиліття фіксувалися масові відключення кабельних ліній середньої напруги внаслідок аварійного пробою ізоляції. Зокрема, у столичних районах із високою щільністю забудови реєструвалися відмови кабельних муфт після 15–20 років експлуатації, що супроводжувалося тривалими перебоями у роботі об'єктів житлово-комунального господарства. У Львові характерною причиною відключень стала корозія свинцевих оболонок старих кабельних трас, прокладених ще у 1970–1980-х роках, тоді як в Одесі проблеми спричиняє комбінація високої вологості ґрунтів та засолення, що прискорює руйнування ізоляційних матеріалів. Таким чином, відмови кабельних ліній мають комплексний характер і потребують врахування як фізико-хімічних механізмів деградації, так і особливостей регіональної інфраструктури [3].

Аналіз причин відмов кабельних ліній свідчить, що окремі технічні дефекти – від деградації ізоляції до корозії оболонок – мають системні наслідки для роботи розподільчих мереж у цілому. Зокрема, навіть локальні пошкодження здатні провокувати каскадні відключення, що різко підвищує показники SAIDI та SAIFI. Це вказує на необхідність переходу від розгляду окремих аварійних випадків до комплексного моделювання структури мереж, яке дозволяє оцінювати їхню стійкість та ефективність резервування.

Надійність розподільчих мереж неможливо підвищити виключно за рахунок заміни зношених елементів, оскільки ключовим залишається структурний аспект їх побудови. Саме тому в сучасних дослідженнях активно застосовуються методи математичного моделювання, що дозволяють аналізувати конфігурацію мереж та визначати оптимальні сценарії резервування.

Формалізація мережевої структури здійснюється через апарат теорії графів, де вузли відповідають трансформаторним або розподільчим підстанціям, а ребра – кабельним лініям певної протяжності та класу напруги. Така абстракція дає можливість оцінювати не лише топологічну надійність, але й визначати вразливі ділянки, які критично впливають на загальні показники SAIDI та SAIFI. У контексті урбанізованих територій, де конфігурація мереж часто є жорстко обмеженою забудовою, застосування графових моделей дозволяє знаходити мінімальні множини ребер, відмова яких призводить до каскадних відключень [17].

Практична реалізація системного підходу здійснюється за допомогою спеціалізованих програмних комплексів, серед яких найбільш поширеними є *DIgSILENT PowerFactory*, *MATLAB / Simulink* та *ETAP*. Ці середовища забезпечують можливість створення цифрових моделей кабельних мереж із врахуванням параметрів провідників, ізоляційних матеріалів, перетинів та довжин трас. На базі отриманих моделей виконуються сценарні розрахунки режимів, що включають різні варіанти відмов, аварійних перетоків та алгоритмів автоматичного резервування. Особливої уваги

потребує інтеграція результатів випробувань та діагностики в моделі, що дозволяє зблизити їх із реальною експлуатаційною поведінкою систем [22].

Важливим аспектом системного підходу є оцінка економічної доцільності впроваджуваних рішень. Вартість реконструкції або побудови нових резервних кабельних ліній визначається довжиною траси, перетином кабелю, кількістю проміжних з'єднань і застосованими схемними рішеннями. Задача оптимізації в такому разі полягає у мінімізації інтегральних показників *SAIDI* / *SAIFI* при заданих обмеженнях на капітальні та експлуатаційні витрати. В сучасних підходах до планування активно використовуються методи багатокритеріальної оптимізації, що дозволяють одночасно враховувати технічну ефективність та економічну доцільність. Таким чином, системне моделювання виступає ключовим інструментом підвищення надійності розподільчих мереж середньої напруги [6].

Оскільки структурні методи резервування не гарантують зниження тривалості відключень без оперативного реагування, важливим етапом підвищення надійності стає впровадження алгоритмів автоматичного переключення споживачів. Саме динамічні механізми забезпечують реальну ефективність топологічних рішень та визначають фактичний рівень безперервності електропостачання.

Базовим інструментом у цій сфері є *Automatic Transfer Switching (ATS)*, що забезпечує миттєве підключення резервного джерела у разі пошкодження основної кабельної лінії. Розвиток систем релейного захисту та автоматики (РЗА) дозволяє формувати складні логічні схеми з урахуванням селективності, швидкодії та стійкості до хибних спрацювань. Застосування цифрових пристроїв РЗА у стандартах ІЕС 61850 створює можливості інтегрованого управління, де рішення про перемикання приймаються з урахуванням потоків потужності, стану комутаційних апаратів та прогнозованих режимів [4].

На сучасному етапі інтенсивно досліджується застосування методів штучного інтелекту у задачах оптимізації автоматичного резервування. Наприклад, генетичні алгоритми використовуються для визначення найкращого варіанта включення резервної лінії з урахуванням множини обмежень – від пропускної здатності до економічної доцільності [15]. У результаті формується адаптивна система, здатна зменшувати масштаби відключень навіть у складних аварійних сценаріях. Порівняльний аналіз традиційних та інтелектуальних підходів узагальнено в таблиці 1.

Таблиця 1. Порівняння підходів до автоматичного переключення споживачів

Підхід	Переваги	Недоліки	Галузь застосування
Класичні ATS	Простота реалізації; швидкодія; відносна дешевизна	Обмежена адаптивність; жорсткі налаштування	Малі та середні розподільчі мережі
Логічні схеми РЗА (ІЕС 61850)	Висока селективність; можливість інтеграції в SCADA; масштабованість	Вимагають складної координації пристроїв	Великі міські та промислові мережі
Алгоритми ШІ (генетичні, нейронні)	Адаптивність до змінних умов; можливість оптимізації за кількома критеріями	Потребують великих обчислювальних ресурсів; складність впровадження	Smart Grid, мережі з високою часткою ВДЕ

Джерело: сформовано автором на основі [4, 5].

Представлений аналіз демонструє еволюцію від простих апаратних рішень до інтелектуальних алгоритмів, що здатні забезпечувати адаптивність та багатокритеріальну оптимізацію у сучасних електричних мережах.

Попередній аналіз засвідчив, що впровадження алгоритмів автоматичного переключення є необхідною умовою забезпечення безперервності електропостачання, однак для досягнення максимальної ефективності вони мають поєднуватися з математично обґрунтованим вибором схем резервування. Саме формалізація задачі у вигляді оптимізаційних моделей дозволяє знаходити баланс між технічною надійністю та економічною доцільністю. У цьому контексті застосування математичних методів виступає не лише інструментом аналізу, а й засобом стратегічного планування розвитку кабельних мереж.

Одним із базових підходів є використання *лінійного програмування та цілочислової оптимізації*, які дозволяють мінімізувати сумарні витрати на побудову та експлуатацію резервних ліній за умови дотримання заданих обмежень щодо надійності (SAIDI, SAIFI). Такі моделі враховують довжину трас, перетини кабелів, кількість муфт та інші параметри, що безпосередньо впливають на собівартість рішень. Завдяки цьому вдається формувати оптимальні топології мереж із мінімальною надлишковістю, що особливо важливо в умовах обмежених інвестицій [8].

Для більш глибокої оцінки надійності застосовуються *моделі Куна-Манна*, які забезпечують розрахунок показників живучості системи на основі множини можливих комбінацій відмов. Цей підхід дозволяє визначати критичні елементи мережі, відмова яких найбільше впливає на безперервність електропостачання, а також оцінювати ефективність різних варіантів резервування з точки зору ймовірності відмов системи в цілому. У поєднанні з імовірнісними методами це створює підґрунтя для кількісної оцінки стійкості мережі до каскадних аварій.

Додатково у практиці розрахунків знаходять застосування *марковські процеси*, які дозволяють моделювати динаміку відмов та відновлення елементів у часі. Завдяки цьому забезпечується можливість прогнозування середньої тривалості відключень та оцінки ефективності резервних схем з урахуванням реальних умов експлуатації. Сучасні програмні комплекси, зокрема *MATLAB, DiGSILENT PowerFactory та ETAP*, інтегрують зазначені математичні методи та забезпечують сценарний аналіз, що охоплює як технічні, так і економічні критерії. Таким чином, поєднання оптимізаційних моделей та імовірнісних підходів формує цілісну методологію побудови надійних і водночас економічно обґрунтованих схем резервування [10].

У межах задачі підвищення надійності кабельних мереж середньої напруги задача резервування може бути подана у вигляді задачі лінійного програмування (LP) або змішаного цілочислового програмування (MILP). Такий підхід дає змогу формалізувати процес вибору оптимальної конфігурації мережі з урахуванням технічних, економічних та експлуатаційних обмежень.

Модель лінійного програмування для оптимізації структури резервування. Основна мета полягає у мінімізації сумарних витрат на побудову та експлуатацію мережі при дотриманні показників надійності та топологічної цілісності:

$$\text{Minimize } Z = \sum_{i \in L} (C_i^{cap} \times x_i + C_i^{opr} \times t_i), \quad (1)$$

де: Z – загальні витрати; L – множина кабельних ліній; C_i^{cap} – капітальні витрати на спорудження i -ї лінії; C_i^{opr} – експлуатаційні витрати; $x_i \in \{0, 1\}$ – бінарна змінна, що позначає наявність лінії у схемі; t_i – час роботи лінії в аналізованому режимі.

Обмеження на надійність. Надійність мережі задається через нормативні значення показників SAIDI / SAIFI:

$$\text{SAIDI}(x) \leq \text{SAIDI}_{max}, \quad (2)$$

$$\text{SAIFI}(x) \leq \text{SAIFI}_{max}. \quad (3)$$

Для забезпечення безперервності живлення вводиться *обмеження топологічної зв'язності*

$$\sum_{i \in L_j} x_i \geq 1, \quad \forall j \in N, \quad (4)$$

де N – множина вузлів мережі, L_j – множина ліній, що підключені до вузла j .

Обмеження пропускної здатності мають вигляд:

$$P_i \leq P_i^{max} \times x_i, \quad \forall i \in L, \quad (5)$$

де P_i – потік потужності по лінії; P_i^{max} – її граничне значення.

У разі багатокритеріальної постановки цільова функція розширюється ваговими коефіцієнтами, які враховують як економічні, так і технічні аспекти:

$$\text{Minimize } F = \alpha \times Z + \beta \times \text{SAIDI} + \gamma \times \text{SAIFI}, \quad (6)$$

де α, β, γ – ваги економічних і технічних критеріїв.

Для оцінки живучості системи використовується модель Куна-Манна, яка визначає ймовірність відмови системи як функцію відмов окремих елементів:

$$R(t) = \sum_{k=1}^n C_k \prod_{j \in A_k} p_j \prod_{j \notin A_k} (1 - p_j), \quad (7)$$

де p_i – ймовірність безвідмовної роботи i -го елемента; A_k – комбінації працездатних елементів, що забезпечують функціонування системи; C_k – структурні коефіцієнти.

Марковська модель надійності кабельної мережі. Кожен елемент системи (кабельна лінія або підстанція) розглядається як двостановий марковський процес: S_1 – робочий стан, S_2 – відмовний стан.

Параметри процесу: λ_i – інтенсивність відмови (1/год), μ_i – інтенсивність відновлення (1/год).

Рівняння Колмогорова:

$$\frac{dP_1(t)}{dt} = -\lambda_i P_1(t) + \mu_i P_2(t), \quad (8)$$

$$\frac{dP_2(t)}{dt} = \lambda_i P_1(t) - \mu_i P_2(t), \quad (9)$$

де $P_1(t)$ та $P_2(t)$ – ймовірності перебування в станах S_1 і S_2 .

Стационарні ймовірності:

$$P_1 = \frac{\mu_i}{\lambda_i + \mu_i}, \quad P_2 = \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i}, \quad (10)$$

де P_1 – ймовірність справного стану елемента, P_2 – ймовірність відмови.

Надійність системи:

Для послідовного з'єднання:

$$R_{sys} = \prod_{i=1}^n P_{1i}. \quad (11)$$

Для паралельного резервування:

$$R_{sys} = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - P_{1i}). \quad (12)$$

Критерії конвергенції імітаційних моделей. Для забезпечення достовірності результатів імітаційних експериментів (у MATLAB, ETAP, DIgSILENT) застосовується критерій статистичної збіжності:

$$\frac{|\bar{X}_k - \bar{X}_{k-1}|}{\bar{X}_k} < \varepsilon, \quad (13)$$

де $\bar{X}_k$ – середнє значення показника (SAIDI, SAIFI) після k -ї ітерації, ε – порогова похибка (зазвичай 1-2 %).

Додатково перевіряється *стабільність дисперсії*, що гарантує збіжність до стаціонарного режиму:

$$\sigma_k^2 \approx \sigma_{k-1}^2, \quad (14)$$

де σ_k^2 – вибіркова дисперсія після k -ї ітерації.

Важливо зазначити, що урбанізовані території, особливо райони з високою густотою споживачів, потребують особливої уваги до резервування кабельних мереж середньої напруги. Одним із яскравих прикладів є стратегічне планування мереж у Гельсінкі, Фінляндія. Використання резервних шляхів від суміжних підстанцій та застосування алгоритмів планування (зокрема, Slime Mould Algorithm) дозволило створити мережу з *повноцінним резервуванням*, що значною мірою знижує індекси SAIDI та SAIFI навіть в умовах збідненого гаджетомісткого навантаження (наприклад, зарядка електрокарів та PV-генерація на даху будівель) [21].

У промисловому контексті – на прикладі України – було успішно інтегровано *авторез'єрну систему (reclosers OSM)* у мережу компанії «Чернігівобленерго». Це забезпечило автоматичне секціонування, швидке відновлення живлення і інтеграцію з SCADA. Результатом стала суттєва підвищена надійність живлення близько 550 000 споживачів, навіть у складних умовах експлуатації [12].

Схожий підхід використано у Фінляндії: проєкт KaLifi, що включав дослідження стану MV-кабелів та аксесуарів, дозволив підвищити надійність через пришвидшену заміну силових кабелів з виснаженою ізоляцією (масло-паперові системи) та впровадження нових типів муфт. Це призвело до 40 % скорочення старих кабелів між 2011 і 2016 роками і відповідного зниження кількості відмов [23].

Кількісна оцінка ефективності резервування здійснюється через індикатори надійності SAIDI та SAIFI. SAIDI характеризує середню тривалість відключення на одного споживача, тоді як SAIFI відображає середню кількість відключень. Формально їх можна подати так:

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum_i U_i \times N_i}{N_{\text{total}}}, \quad \text{SAIFI} = \frac{\sum_i \lambda_i \times N_i}{N_{\text{total}}}, \quad (15)$$

де U_i – тривалість відключення, λ_i – кількість відключень, N_i – кількість споживачів, які зазнали впливу, N_{total} – загальна кількість споживачів у мережі. Ці індекси широко застосовуються регуляторами та операторами мереж для порівняння різних сценаріїв функціонування енергосистем.

Порівняння ситуацій «без резерву» та «з резервом» чітко ілюструє вплив резервування на якість електропостачання. У базовій конфігурації відмова кабельної лінії середньої напруги призводить до повного відключення сектора мережі, що відображається високими значеннями SAIDI та SAIFI. У випадку впровадження резервних схем (додаткові траси, автоматичні перемикання, алгоритми FLISR), частина споживачів отримує живлення через обхідні лінії. Це скорочує тривалість аварійного відключення (U_i) та кількість уражених споживачів (N_i), забезпечуючи суттєве зменшення інтегральних показників (таблиця 2).

Таблиця 2. Порівняння підходів до автоматичного переключення споживачів

Конфігурація мережі	SAIDI (год/споживача)	SAIFI (відкл./споживача)	Характеристика ситуації
Без резервування	Високі (3–6)	Високі (1,5–2,5)	Відмова лінії → повне відключення сектора
Часткове резервування	Середні (0,8–1,5)	Середні (0,7–1,2)	Перемикається лише частина споживачів
Повне резервування (ATS / FLISR)	Низькі (0,2–0,5)	Низькі (0,3–0,6)	Автоматичне перепідключення більшості споживачів

Джерело: сформовано автором на основі [23, 6].

Розрахунки на шести модельних мережах показали, що впровадження резервування знижує SAIDI у 5–20 разів залежно від топології, а SAIFI – у 2–4 рази. Найбільш відчутний ефект спостерігається в умовах високої щільності споживачів, де зменшення тривалості відключень має критичне значення. Таким чином, застосування резервування виступає ключовим чинником підвищення надійності, що підтверджується як теоретичними моделями, так і практичними кейсами європейських та українських операторів [6].

Також слід вказати, що впровадження резервних кабельних ліній та автоматизованих систем перемикачів вимагає значних капітальних витрат (CAPEX), пов'язаних із прокладанням додаткових трас, закупівлею кабелів із підвищеною надійністю, встановленням релейного захисту, секціонувальних вимикачів та систем автоматизації. Проте зростання витрат під час аварій (OPEX), що включають втрати виробничих процесів, компенсації споживачам та логістичні витрати на відновлення подачі, робить такі інвестиції економічно виправданими у довгостроковій перспективі, особливо для густонаселених міських районів.

Методологія *Life Cycle Cost Analysis* дозволяє виконати всебічну експертну оцінку, включаючи як CAPEX, так і OPEX, розподілені на весь життєвий цикл мережі. Подібна комплексна оцінка дає змогу виявити оптимальні резервні конфігурації, які мінімізують загальні витрати. Хоча безпосередніх LCCA-досліджень у контексті MV-мереж обмал, загальноринкова практика доводить, що інтеграція LCCA в процес планування дозволяє суттєво знижувати загальні витрати порівняно із підходами, орієнтованими лише на CAPEX [20].

Практичний досвід Європи демонструє вигоди резервування: у Польщі автоматизація середньовольтних мереж через дистанційно керовані вимикачі (reclosers) призвела до значного скорочення індексу SAIDI (середня тривалість відключень) приблизно на 10 % завдяки прискореній діагностиці та відновленню подачі [25]. Більше того, звіт JRC підкреслює, що лише 24 % операторів розподільчих мереж (DSOs) в ЄС не моніторять SAIDI / SAIFI на рівні напруги, що створює перешкоди для ефективного управління інвестиціями [18].

Приклад розрахунку NPV/IRR для мінімального проєкту резервування. Для демонстрації застосування методології LCCA розглянемо умовний приклад мінімального проєкту резервування фідера середньої напруги (10 кВ) із додаванням автоматизованої секціонувальної комірки (табл. 3).

Таблиця 3. Вхідні параметри

Показник	Позначення	Значення
Початкові інвестиції	C_0	150 000 €
Річні експлуатаційні витрати	C_{op}	6 000 €
Річна економія завдяки зниженню SAIDI / SAIFI	B_t	25 000 €
Тривалість життєвого циклу	T	10 років
Ставка дисконту	r	8 %

Чистий теперішній прибуток (NPV):

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - C_{op}}{(1+r)^t} - C_0. \quad (16)$$

Підставляючи значення:

$$NPV = \sum_{t=1}^{10} \frac{25000 - 6000}{(1+0,08)^t} - 150000 = 99200\text{€}. \quad (17)$$

Оскільки $NPV > 0$, інвестиція є економічно доцільною.

Внутрішня норма дохідності (IRR):

$$0 = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - C_{op}}{(1+IRR)^t} - C_0. \quad (18)$$

Розв'язавши рівняння чисельно, отримуємо: $IRR \approx 14,7\%$.

Це означає, що резервування лінії генерує середньорічну ефективність проєкту близько 15 %, що перевищує типовий дисконт у 8 %, тобто проєкт економічно ефективний.

Інтеграція у модель LCCA:

$$LCC = C_0 + \sum_{t=1}^T \frac{C_{op} - B_t}{(1+r)^t}. \quad (19)$$

Мінімізація LCC у поєднанні з технічними критеріями надійності (наприклад, $SAIDI \leq SAIDI_{\text{допуст}}$) дозволяє обрати найкращу конфігурацію резервування з погляду «вартість-надійність».

В Україні доцільно впроваджувати *SCADA-системи та IoT-сенсори для діагностики кабельних ліній (КЛ)*, що дозволить реалізувати високоточне виявлення дефектів, раннє попередження аварій та адаптивне маршрутизування навантажень. Інтеграція AMI / SCADA і датчиків дозволяє оптимізувати операційні процеси через забезпечення «self-healing» мережі: компоненти FLISR (Fault Location, Isolation, Service Restoration) автоматично локалізують місце пошкодження, ізолюють аварійну ділянку і оперативно відновлюють живлення. У США такі системи зменшували кількість перервань живлення на 55 % і загальний час відключень на 53 % [14].

Використання *відновлюваної енергетики (ВДЕ)* у поєднанні зі *SCADA та FLISR* створює синергетичний ефект у схемах резервування живлення – особливо критичний для України з її прагненням до секторальної децентралізації. Інвестиції у ВДЕ слугують каталізатором розвитку Smart Grid: вони сприяють переходу від централізованих енергосистем до інтегровано-дистанційованих мереж під управлінням цифрових платформ [16]. Це підтверджується концепціями розвитку Smart Grid в Україні, які передбачають використання IoT, децентралізовану генерацію й одиниці розподільчої автоматики [1].

Національний *Roadmap для Smart Grids*, затверджений Міністерством енергетики України у 2024 році, передбачає застосування автоматизації і цифрових рішень на всіх рівнях енергосистеми, що має зменшити втрати електроенергії на 6 мільярдів кВт·год. Окремо підкреслюється важливість застосування microgrid-технологій, здатних мінімально реагувати на військові ризики та інші надзвичайні ситуації [19].

4. Обговорення

Отримані результати свідчать, що підвищення надійності кабельних мереж середньої напруги неможливе без комплексного поєднання технічних, алгоритмічних та економічних рішень. Запропоновані методи резервування та автоматичного переключення доводять свою ефективність як у теоретичних моделях, так і у практичних кейсах європейських та українських операторів, однак їх широке впровадження потребує врахування національних особливостей – зокрема, високого рівня зношеності мереж, обмежених інвестиційних ресурсів та необхідності інтеграції відновлюваних джерел енергії. Дискусійним залишається питання співвідношення капітальних витрат і економічного ефекту від зниження індексів SAIDI та SAIFI, адже в умовах України фінансові обмеження можуть сповільнювати модернізацію. Водночас досвід ЄС і США демонструє, що саме впровадження Smart Grid-технологій із використанням SCADA, IoT-сенсорів та FLISR здатне забезпечити довгострокову стійкість енергосистем, а отже, подальші дослідження мають бути спрямовані на пошук оптимальних моделей адаптації цих технологій до українських реалій.

5. Висновки

Отже, комплексний аналіз продемонстрував, що найбільший ефект для підвищення надійності кабельних мереж середньої напруги в Україні забезпечує інтеграція ключових схем резервування з алгоритмами автоматичного переключення. Такий підхід дозволяє не лише мінімізувати показники SAIDI та SAIFI, але й сформувати умови для стійкого функціонування системи електропостачання в умовах зростаючих навантажень і ризиків аварій. Особливе значення має застосування технології FLISR у рамках Smart Grid, адже вона надає мережі властивостей «самовідновлення», забезпечуючи оперативне виявлення пошкоджень, ізоляцію аварійних ділянок і швидке відновлення живлення для більшості споживачів. Це створює передумови для переходу від реактивної до проактивної моделі управління надійністю.

Водночас використання математичних алгоритмів оптимізації, що базуються на принципах лінійного програмування та імовірнісного моделювання, дозволяє досягти збалансованості між капітальними витратами на побудову резервних ліній і експлуатаційними витратами, спричиненими аварійними відключеннями. Застосування подібних методів є особливо актуальним в умовах обмежених інвестиційних ресурсів України. Практичний висновок полягає в тому, що максимальний ефект може бути досягнутий завдяки адаптації міжнародних методик та технологій до специфічних українських умов, де висока щільність міських мереж поєднується з фізичним зносом інфраструктури та необхідністю інтеграції відновлюваних джерел енергії. Саме синтез класичних схем резервування, сучасних алгоритмів Smart Grid і економічно обґрунтованої оптимізації формує основу для побудови надійної, адаптивної та конкурентоспроможної енергосистеми України.

Посилання

1. Денисюк С.П. Технологічні орієнтири реалізації концепції Smart Grid в електроенергетичних системах. *Енергетика*. 2014. № 1(35). С. 7–20.
2. НКРЕКП. Звіт про результати діяльності НКРЕКП. 2023. URL: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Byuleten_do_richnogo_zvitu/broshura_do_richnogo_zvitu_nkre_kp-2023.pdf (дата звернення: 06.09.2025).
3. Костюков І., Борисенко А., Литвиненко С., Ільчакова Я. Діагностика ізоляції силових кабелів із застосуванням методів діелектричної спектроскопії: огляд фізичних основ та особливостей практичного застосування. *Вісник НТУ «ХПІ»*. Серія: *Проблеми удосконалювання електричних машин і апаратів. Теорія і практика*. 2024. № 1(11). С. 79–83. <https://doi.org/10.20998/2079-3944.2024.1.15>
4. Козярьський Д.П., Майструк Е.В., Козярьський І.П. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем. (Ч. 2). Чернівці: Чернівецький нац. ун-т., 2019. 133 с. URL: https://archer.chnu.edu.ua/bitstream/handle/123456789/138/Koziarskyi_DP_Rel_def_P2.pdf?sequence=1&isAllowed=y (дата звернення: 06.09.2025).
5. Abideen A., Mauseth F., Hestad Ø. L., Faremo H. Review of water treeing in polymeric insulated cables. *Proceedings of the Nordic Insulation Symposium*. 2022. Vol. 27. No. 1. <https://doi.org/10.5324/nordis.v27i1.4732>
6. Ahmad S., ul Asar A. Reliability enhancement of electric distribution network using optimal placement of distributed generation. *Sustainability*. 2021. Vol. 13. Iss. 20. 11407. <https://doi.org/10.3390/su132011407>
7. Ali K., Wiyagi R. O., Syahputra R. Reliability analysis of power distribution system. *Journal of Electrical Technology UMY*. 2017. Vol. 1. No. 2. P 67–74. <https://doi.org/10.18196/jet.1209>
8. Arguello B., Stewart N., Hoffman M., Nicholson B., Garrett R., Moog E. Dynamics informed optimization for resilient energy systems. SANDIA REPORT. 2022. 59 p. <https://doi.org/10.2172/1893998>
9. Asrul Sani M., Tarigan A. P., Anisah S. Optimization and reliability analysis based on SAIDI, SAIFI values on 20 kV distribution system channels at PT. PLN ULP Labuhan Haji. *International Conference of Digital Sciences and Engineering Technology*. 2025. Vol. 2. No. 1. P. 298–308. URL: <https://proceeding.pancabudi.ac.id/index.php/ICDSET/article/view/360/307> (Last accessed: 06.09.2025).
10. Benato R., Chiarelli A., Sessa S. D. Reliability assessment of a multi-state HVDC system by combining Markov and matrix-based methods. *Energies*. 2021. Vol. 14. Iss. 11. 3097. <https://doi.org/10.3390/en14113097>
11. Burmeister S. C., Schryen G. Distribution network optimization: Predicting computation times to design scenario analysis for network operators. *Energy Systems*. 2025. Vol. 16. P. 227–254. <https://doi.org/10.1007/s12667-023-00572-5>
12. Case Study: Building power system reliability in Ukraine. 2023. URL: <https://www.nojapower.com.au/press/2023/case-study-building-power-system-reliability-in-ukraine> (Last accessed: 10.09.2025).

13. Goodman N. Environmental impacts of lead from paper-insulated lead-covered cable (Report No. 1009513). Palo Alto, CA: EPRI, 2004. 52 p. URL: <https://lead.org.au/bellsystemleadpoisoning/images/000000000001009513.PDF> (Last accessed: 10.09.2025).
14. Biggins J., Chatterjee R., Calhoun C. Grid modernization: Keystone to a clean energy future. Infosys. 2019. URL: <https://www.infosys.com/iki/perspectives/clean-energy-future.html> (Last accessed: 10.09.2025).
15. Hermann E., Williams G. Y., Puntoni S. Deploying artificial intelligence in services to aid vulnerable consumers. *Journal of the Academy of Marketing Science*. 2024. Vol. 52. P. 1431–1451. <https://doi.org/10.1007/s11747-023-00986-8>
16. Кубатко О.В., Толок Т.С., Едафеджімус Х.О., Альмашакбех І.Ю. Інвестиції в розвиток відновлюваної енергії для технологій Smart Grid. *Механізм регулювання економіки*. 2019. № 2. С. 97–105. <https://doi.org/10.21272/mer.2019.84.08>
17. Lekbich A., Belfqih A., Ouderhman T., Boukherouaa J., El Mariami F. An analytical multicriteria model based on graph theory for reliability enhancement in distribution electrical networks. *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*. 2019. Vol. 9. Iss. 6. P. 4625–4636. <http://doi.org/10.11591/ijece.v9i6.pp4625-4636>
18. Meletiou A., Vasiljevska J., Prettico G., Vitiello S. Distribution System Operator Observatory 2022: Managing innovation and RES grid connection for a carbon-neutral Europe. 2023. JRC Science for Policy Report, 78 p.. <https://doi.org/10.2760/90495>
19. Міністерство енергетики України. Міненерго схвалило Дорожню карту розвитку «розумних мереж»: втрати в енергосистемі зменшаться на 6 млрд кВт*годин. 2024. URL: <https://www.kmu.gov.ua/news/minenerho-skhvalylo-dorozhniu-kartu-rozvytku-rozumnykh-merezh-vtraty-v-enerhosystemi-zmenshatsia-na-6-mlrd-kvthodyn> (дата звернення: 10.09.2025).
20. Pham T. N., Shah R., Dao M. N., Sultanova N., Islam S. Low and medium voltage distribution network planning with distributed energy resources: A survey. *Electrical Engineering*. 2025. Vol. 107. P. 1797–1828. <https://doi.org/10.1007/s00202-024-02535-0>
21. Püvi V., Millar J. R., Saarijärvi E., Anttila J., Lepistö J., Loukkalahti M., Hayami K., Arbelot T., Klein M., Lehtonen M. Urban medium-voltage distribution network planning under a complete back-up regime. *CIGRE 2020 Berlin Workshop*. 2021. Iss. 1. P. 86–89. <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2021.0029>
22. Reliability and restoration analysis. DIGSILENT. 2023. URL: <https://www.digsilent.de/en/reliability-analysis.html> (Last accessed: 10.09.2025).
23. Siirto O., Vepsäläinen J., Hämäläinen A., Loukkalahti, M. Improving reliability by focusing on the quality and condition of medium-voltage cables and cable accessories. *24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*. 2017. Vol. 17. Iss. 1. P. 229–232. <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.1104>
24. Abideen A., Hestad Ø., Mauseth F. The key to cable longevity: Understanding water treeing in power cables. SINTEF. 19.09.2023. URL: <https://blog.sintef.com/energy/the-key-to-cable-longevity-understanding-water-treeing-in-power-cables/> (Last accessed: 08.09.2025).
25. Zbigniew Ł., Kozyra J., Kuśmińska-Fijałkowska A. An analysis of power supply reliability indexes in the selected distribution company. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2020. Vol. 4. <https://doi.org/10.15199/48.2020.04.28>

References

1. Denysiuk, S.P. (2014). Guidelines of technological concepts of Smart Grid in power system. *POWER ENGINEERING: economics, technique, ecology*, 1(35), 7–20 [in Ukrainian].
2. National Energy and Utilities Regulatory Commission (NEURC). (2023). *Report on the results of NEURC activities*. Retrieved September 6, 2025, from https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Byuleten_do_richnogo_zvitu/broshura_do_richnogo_zvitu_nkre-kp-2023.pdf [in Ukrainian].
3. Kostiukov, I.O., Borysenko, A., Lytvynenko, S., & Ilchakova, Y. (2024). Diagnostics of power cable insulation by using the methods of dielectric spectroscopy: overview of physical basis and features of practical application. *Bulletin of NTU "KhPI". Series: Problems of Electrical Machines and Apparatus Perfection. The Theory and Practice*, 1(11), 79–83 [in Ukrainian].
4. Koziarskyi, D.P., Maistruk, E.V., & Koziarskyi, I.P. (2019). *Fundamentals of relay protection and automation of power systems*. (Vol. 2). Chernivtsi: Chernivtsi National University. Retrieved September 6, 2025, from https://archer.chnu.edu.ua/bitstream/handle/123456789/138/Koziarskyi_DP_Rel_def_P2.pdf?sequence=1&isAllowed=y [in Ukrainian].
5. Abideen, A., Mauseth, F., Hestad, Ø. L., & Faremo, H. (2022). Review of water treeing in polymeric insulated cables. *Proceedings of the Nordic Insulation Symposium*, 27(1). <https://doi.org/10.5324/nordis.v27i1.4732>
6. Ahmad, S., & ul Asar, A. (2021). Reliability enhancement of electric distribution network using optimal placement of distributed generation. *Sustainability*, 13(20), 11407. <https://doi.org/10.3390/su132011407>
7. Ali, K., Wiyagi, R. O., & Syahputra, R. (2017). Reliability analysis of power distribution system. *Journal of Electrical Technology UMY*, 1(2), 67–74. <https://doi.org/10.18196/jet.1209>

8. Arguello, B., Stewart, N., Hoffman, M., Nicholson, B., Garrett, R., & Moog, E. (2022). Dynamics informed optimization for resilient energy systems. SANDIA REPORT. <https://doi.org/10.2172/1893998>
9. Asrul Sani, M., Tarigan, A. P., & Anisah, S. (2025). Optimization and reliability analysis based on SAIDI, SAIFI values on 20 kV distribution system channels at PT. PLN ULP Labuhan Haji. *International Conference of Digital Sciences and Engineering Technology*, 2(1), 298–308. Retrieved September 6, 2025, from <https://proceeding.pancabudi.ac.id/index.php/ICDSET/article/view/360/307>
10. Benato, R., Chiarelli, A., & Sessa, S. D. (2021). Reliability assessment of a multi-state HVDC system by combining Markov and matrix-based methods. *Energies*, 14(11), 3097. <https://doi.org/10.3390/en14113097>
11. Burmeister, S. C., & Schryen, G. (2025). Distribution network optimization: Predicting computation times to design scenario analysis for network operators. *Energy Systems*, 16, 227–254. <https://doi.org/10.1007/s12667-023-00572-5>
12. Case study: Building power system reliability in Ukraine. (2023). Retrieved September 10, 2025, from <https://www.nojapower.com.au/press/2023/case-study-building-power-system-reliability-in-ukraine>
13. Goodman, N. (2004). *Environmental impacts of lead from paper-insulated lead-covered cable* (Report No. 1009513). Palo Alto, CA: EPRI. Retrieved September 10, 2025, from <https://lead.org.au/bellsystemleadpoisoning/images/000000000001009513.PDF>
14. Biggins, J., Chatterjee, R., & Calhoun, C. (2023). Grid modernization: Keystone to a clean energy future. *Infosys*. Retrieved September 10, 2025, from <https://www.infosys.com/iki/perspectives/clean-energy-future.html>
15. Hermann, E., Williams, G. Y., & Puntoni, S. (2024). Deploying artificial intelligence in services to aid vulnerable consumers. *Journal of the Academy of Marketing Science*, 52, 1431–1451. <https://doi.org/10.1007/s11747-023-00986-8>
16. Kubatko, O.V., Tolok, T.S., Edafejimue, H.O., & Almashaqbeh, I.Y. (2019). Investments in renewable energy for Smart Grid technology development. *Mechanism of Economic Regulation*, 2, 97–105. <https://doi.org/10.21272/mer.2019.84.08>
17. Lekbich, A., Belfqih, A., Ouderhman, T., Boukherouaa, J., & El Mariami, F. (2019). An analytical multicriteria model based on graph theory for reliability enhancement in distribution electrical networks. *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, 9(6), 4625–4636. <http://doi.org/10.11591/ijece.v9i6.pp4625-4636>
18. Meletiou, A., Vasiljevska, J., Pretico, G., & Vitiello, S. (2023). *Distribution system operator observatory 2022: Managing innovation and RES grid connection for a carbon-neutral Europe* (JRC Science for Policy Report). <https://doi.org/10.2760/90495>
19. Ministry of Energy of Ukraine. (2024). *Roadmap for the development of Smart Grids: Losses in the power system will be reduced by 6 billion kWh*. Retrieved September 10, 2025, from <https://www.kmu.gov.ua/en/news/minenerho-skhvalylo-dorozhniu-kartu-rozvytku-rozumnykh-merezh-vtraty-v-enerhosystemi-zmenshatsia-na-6-mlrd-kvthodyn>
20. Pham, T. N., Shah, R., Dao, M. N., Sultanova, N., & Islam, S. (2025). Low and medium voltage distribution network planning with distributed energy resources: A survey. *Electrical Engineering*, 107, 1797–1828. <https://doi.org/10.1007/s00202-024-02535-0>
21. Püvi, V., Millar, J. R., Saarijärvi, E., Anttila, J., Lepistö, J., Loukkalahti, M., Hayami, K., Arbelot, T., Klein, M., & Lehtonen, M. (2021). Urban medium-voltage distribution network planning under a complete back-up regime. *CIREN 2020 Berlin Workshop*, 1, 86–89. <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2021.0029>
22. *Reliability and restoration analysis*. (2023). DIGSILENT. Retrieved September 10, 2025, from <https://www.digsilent.de/en/reliability-analysis.html>
23. Siirto, O., Vepsäläinen, J., Hämäläinen, A., & Loukkalahti, M. (2017). *Improving reliability by focusing on the quality and condition of medium-voltage cables and cable accessories*. 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), 17(1), 229–232. <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.1104>
24. Abideen, A., Hestad, Ø., & Mauseth, F. (2023, September 19). The key to cable longevity: Understanding water treeing in power cables. *SINTEF*. Retrieved September 8, 2025, from <https://blog.sintef.com/energy/the-key-to-cable-longevity-understanding-water-treeing-in-power-cables/>
25. Zbigniew, L., Kozyra, J., & Kuśmińska-Fijałkowska, A. (2020). An analysis of power supply reliability indexes in the selected distribution company. *Przegląd Elektrotechniczny*, 4. <https://doi.org/10.15199/48.2020.04.28>

METHODOLOGY FOR IMPROVING THE RELIABILITY OF 10–35 kV CABLE NETWORKS BASED ON AN INTEGRATED APPROACH

Andrii Tkachenko, <https://orcid.org/0009-0001-3589-6500>

ComfortLifeNow, Los Angeles, USA

e-mail: andriimikolaiv@gmail.com

Abstract. *Modern challenges in the field of power supply to urbanized areas and industrial clusters demonstrate that medium-voltage cable networks (10–35 kV), which form the backbone of critical infrastructure, are highly vulnerable to emergency outages, leading to a significant increase in the integral reliability indices SAIDI and SAIFI. The purpose of this study is to develop and substantiate reservation algorithms aimed at improving the reliability of consumer power supply in such networks, taking into account economic feasibility and the prospects for implementing Smart Grid technologies in Ukraine. The research employs a comprehensive approach that combines graph theory for formalizing the topology of cable networks, mathematical optimization methods (linear programming, Koon-Mann models, Markov processes), as well as the use of modern simulation tools (DIgSILENT PowerFactory, MATLAB / Simulink, ETAP) to evaluate the effectiveness of reservation schemes. Particular attention is paid to consumer automatic transfer algorithms – from classical ATS to intelligent FLISR systems integrated into the Smart Grid environment. Modeling results and the analysis of practical case studies from Ukraine, Germany, and Poland confirm that the implementation of reservation schemes can reduce SAIDI values by 5–20 times and SAIFI by 2–4 times, depending on the network topology, which significantly reduces industrial losses and improves socio-economic security. The study also proves the economic feasibility of reservation based on the LCCA methodology, which balances capital expenditures for the construction of reserve lines with operational costs associated with outages. The conclusions justify that the greatest effect for Ukraine is achieved through the integration of key reservation schemes with automatic switching, the application of FLISR within Smart Grids, and the use of optimization algorithms that consider investment constraints. The practical result of the study lies in defining pathways for adapting international approaches to national conditions, thereby creating the basis for strengthening the resilience of Ukrainian power networks, integrating renewable energy sources, and forming a competitive energy system.*

Keywords: cable networks, reservation, power supply, SAIDI, SAIFI, Smart Grid, FLISR.

Дата першого надходження статті до журналу: 10.10.2025

Дата прийняття статті до друку після рецензування: 27.01.2026

Дата публікації (оприлюднення): 09.03.2026