

УДК 621.311

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2026.73.012>

МЕТОД ДЕКОМПОЗИЦІЇ ПОКАЗНИКА SAIDI ЗА СТРУКТУРОЮ АВАРІЙНИХ ПЕРЕРВ ДЛЯ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРІОРИТЕТІВ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

О.В. Гай^{1*}, канд. техн. наук, Г.А. Гай^{2**}, канд. пед. наук, І.В. Блінов^{1***}, чл.-кор. НАН України

1 – Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: blinovihor@gmail.com, gaalxold@gmail.com

2 – Національний університет біоресурсів і природокористування України,
03041, вул. Героїв Оборони, 15, Київ, Україна

e-mail: gtatana704@gmail.com

У роботі запропоновано метод декомпозиції показника SAIDI за структурою аварійних перерв на основі аналізу ретроспективних даних технологічних порушень у розподільних електричних мережах. Метод базується на статистичному аналізі тривалості відновлення електропостачання з виділенням двох характерних режимів: «коротких» аварійних перерв, зумовлених пошуком місця пошкодження та оперативними перемикаваннями, і «довгих» перерв, що додатково включають ремонтно-відновлювальні роботи. Межу між режимами визначено формально на основі максимуму узгодженості емпіричного розподілу з нормальним законом за критерієм Колмогорова–Смирнова. Показано, що для коротких аварійних перерв доцільним є наближення нормальним розподілом, тоді як для довгих перерв адекватний опис забезпечують розподіли з «довгим хвостом» (логнормальний або Парето). На основі запропонованої декомпозиції виконано кількісну оцінку внеску кожної з зон у формування показника SAIDI та встановлено, що довгі аварійні перерви, незважаючи на меншу частку подій, формують домінуючий внесок в інтегральну тривалість перерв. Запропонований метод дозволяє обґрунтувати пріоритети підвищення надійності розподільних мереж без переходу до задач оптимізації, зосереджуючи увагу на впливі завдань локалізації аварійних ділянок і скорочення тривалості ремонтно-відновлювальних робіт. Отримані результати можуть бути використані як інженерний інструмент підтримки прийняття рішень при формуванні програм підвищення надійності за умов обмеженої доступності детальної експлуатаційної інформації. Бібл. 14, рис. 4, таблиця.

Ключові слова: SAIDI, надійність електропостачання, розподільні електричні мережі, ретроспективні дані, статистичне моделювання, критерій Колмогорова–Смирнова, розподіл Парето, логнормальний розподіл, ранжування заходів.

Вступ. Надійність електропостачання є однією з ключових характеристик якості послуг операторів систем розподілу (ОСР) і оцінюється, зокрема, індексом середньої тривалості перерв SAIDI, який використовується у регуляторній звітності, при формуванні інвестиційних програм та під час контролю дотримання нормативних показників якості електропостачання [1]. В умовах трансформації електроенергетичного сектору, зростання складності режимів роботи мереж, підвищення вимог до керованості, автоматизації та цифровізації розподільних електричних мереж, актуалізується задача обґрунтованого вибору технічних і організаційних заходів, спрямованих на зниження інтегральних показників ненадійності [2, 3].

Практичні статистичні дані про аварійні відключення в розподільних мережах характеризуються суттєвою неоднорідністю як за причинами виникнення, так і за тривалістю відновлення електропостачання. Зокрема, значна частка подій має відносно малу тривалість і пов'язана переважно з пошуком місця пошкодження та виконанням оперативних перемикавань, тоді як менша за кількістю група подій із тривалим часом відновлення, зумовлена необхідністю ремонтно-відновлювальних робіт, формує основну частину значення показника SAIDI. Така неоднорідність призводить до того, що ефективність різних заходів підвищення надійності істотно залежить від того, на який саме етап процесу відновлення електропостачання вони впливають [4–6].

Сучасні підходи до підвищення надійності систем розподілу охоплюють застосування засобів секціонування, дистанційно керованих комутаційних апаратів, індикаторів



пошкоджень, елементів автоматизації та диспетчерського управління, а також інтеграцію розподілених джерел енергії, систем накопичення та мікромереж [7–14]. Значна частина досліджень зосереджена на оптимізації розміщення або кількості окремих типів технічних засобів підвищення надійності, часто з використанням детальних топологічних моделей мереж або задач комбінаторної оптимізації [9–12]. Разом із тим у практиці планування діяльності ОСР переважає використання інтегральних показників (SAIDI, SAIFI), що не містять прямої прив'язки до конкретних елементів мережі, але саме вони визначають економічні наслідки та інвестиційні обмеження.

Подібний поділ процесу відновлення електропостачання на окремі технологічні стадії – локалізацію пошкодження, оперативне відновлення живлення неушкоджених ділянок та ремонт – узгоджується як із класичними моделями надійності електропостачання, так і з сучасними підходами до оптимізації структури розподільних мереж і засобів керування ними [4, 5, 11, 12]. Разом із тим у більшості відомих робіт вплив часової структури аварійних подій на формування інтегральних показників надійності розглядається опосередковано або в межах спрощених середніх оцінок, що ускладнює кількісне порівняння ефективності альтернативних технічних рішень за умов обмежених інвестиційних ресурсів.

В умовах зростання частки автоматизованих елементів, мікромереж та інтелектуальних систем керування особливої актуальності набуває поєднання статистичного аналізу фактичних технологічних порушень із моделями оцінювання ефективності різномірних засобів підвищення надійності, які мають функціонально відмінний вплив на різні етапи процесу ліквідації аварійних ситуацій [6, 7, 11, 12, 14]. Це зумовлює доцільність декомпозиції статистики аварійних відключень за ознакою тривалості відновлення та побудови моделей, що дозволяють кількісно оцінити внесок «коротких» і «довгих» перерв у формування показника SAIDI та відповідно обґрунтувати пріоритети впровадження заходів підвищення надійності.

У зв'язку з викладеним актуальною є задача аналітичного дослідження структури аварійних перерв в електропостачанні розподільних електричних мереж, що базується на розподілі аварійних подій за тривалістю відновлення електропостачання та оцінюванні внеску коротких і довгих перерв у формування показника SAIDI. Такий підхід забезпечує можливість обґрунтування пріоритетів впливу на окремі елементи та технологічні етапи процесу відновлення електропостачання при плануванні заходів підвищення надійності, зберігаючи сумісність із практикою використання інтегральних показників у регуляторній звітності ОСР.

Метою дослідження є аналіз структури аварійних перерв в електропостачанні розподільних електричних мереж та оцінювання внеску коротких і довгих аварійних відключень у формування показника SAIDI з метою обґрунтування пріоритетів впливу на окремі елементи та технологічні етапи процесу відновлення електропостачання при плануванні заходів підвищення надійності.

Задача дослідження полягає в аналізі ретроспективної статистики аварійних відключень у розподільних електричних мережах, декомпозиції аварійних перерв за тривалістю відновлення електропостачання та оцінюванні внеску коротких і довгих відключень у формування показника SAIDI з метою обґрунтування пріоритетів впливу на елементи і технологічні етапи процесу відновлення електропостачання при підвищенні надійності мереж.

Матеріали та методи. Емпіричну базу дослідження сформовано на основі ретроспективних статистичних даних про технологічні порушення в розподільних електричних мережах міського типу за багаторічний період спостережень. З метою узгодження вибірки з типовими експлуатаційними припущеннями та обмеження впливу викидів тривалість ліквідації окремих аварійних подій була обмежена максимальним значенням 22 години, що відповідає практиці експлуатації розподільних мереж і регуляторним вимогам до якості електропостачання.

Для аналізу аварійні події було згруповано за узагальненими класами елементів розподільної мережі (елемент 1, елемент 2, ..., елемент N) без деталізації їхніх

конструктивних або номінальних параметрів. До таких класів, зокрема, належали події, пов'язані з кабельними та повітряними лініями різних класів напруги, а також іншими елементами мережі, для яких у статистичних даних фіксувалися аварійні відключення.

Окрему групу сформували події, для яких у вихідних даних відсутня однозначна ідентифікація первинного елемента, що спричинив порушення. Така агрегація дозволила виконати структурний аналіз аварійних відключень без прив'язки до конкретної топології або конфігурації мережі, зберігаючи репрезентативність інтегральних статистичних характеристик, а також сформувати колово діаграму розподілу відмов за узагальненими групами елементів (рис. 1 б).

На основі гістограм розподілу часу відновлення електропостачання (рис. 1 а) висунуто гіпотезу про наявність двох характерних режимів процесу відновлення. Перший режим відповідає «коротким» аварійним перервам, тривалість яких визначається, переважно, часом пошуку місця пошкодження та виконанням оперативних перемикачів. Другий режим відповідає «довгим» аварійним перервам, які, окрім зазначених операцій, включають виконання ремонтно-відновлювальних робіт.

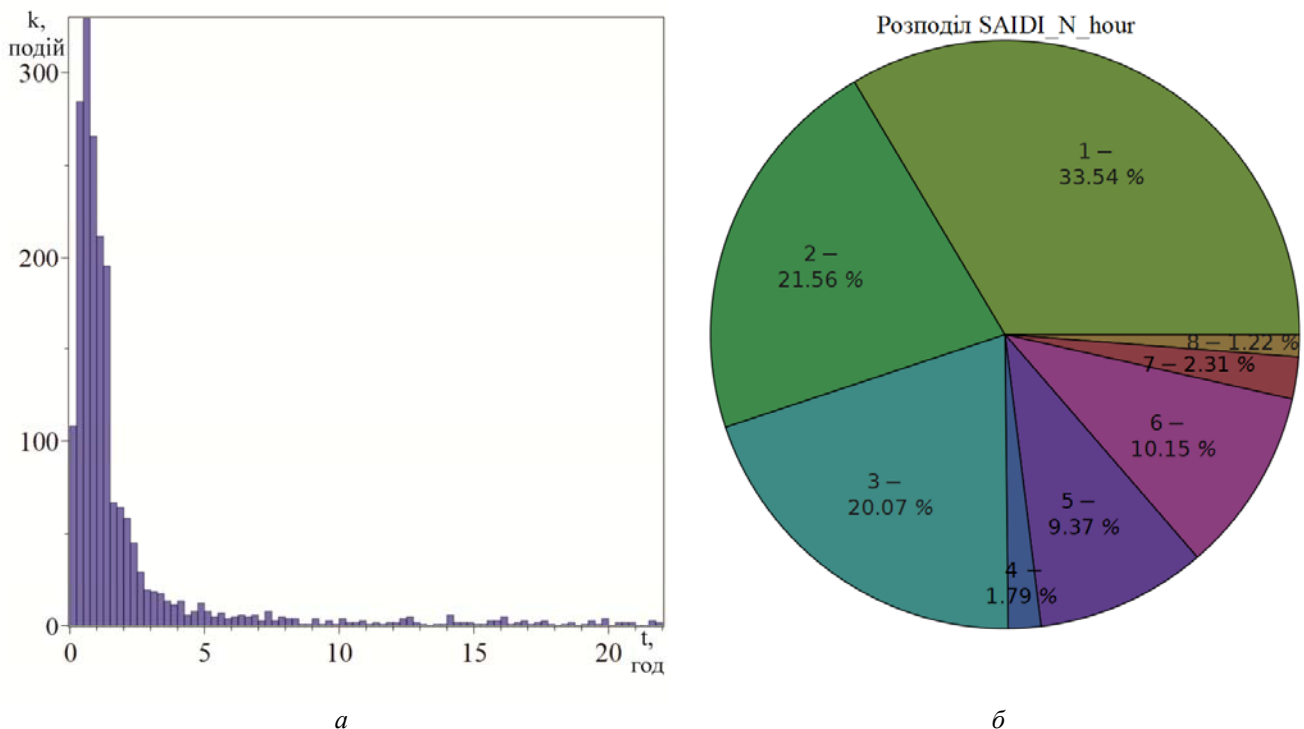


Рис. 1. Гістограма розподілу часу відновлення електропостачання та колово діаграма розподілу відмов за узагальненими групами елементів

Межу між короткими та довгими аварійними перервами m визначали на основі статистичного критерію узгодженості, максимізуючи правдоподібність припущення щодо нормального характеру розподілу часу відновлення в першій зоні. Для цього використовували критерій Колмогорова–Смирнова (KS-тест) у поєднанні з аналізом емпіричної функції розподілу (ECDF). Значення m приймалося таким, за якого відхилення між емпіричною та теоретичною функціями розподілу для першої зони було мінімальним.

Для опису статистичних властивостей коротких аварійних перерв як базову модель прийнято нормальний розподіл часу відновлення. Для довгих аварійних перерв, з огляду на асиметрію вибірки та наявність «довгого хвоста», застосовано розподіли з важким хвостом, зокрема розподіл Парето та логнормальний розподіл. Параметри відповідних розподілів оцінювалися за методом максимальної правдоподібності з використанням агрегованих даних для кожного узагальненого класу елементів.

Оцінювання внеску коротких і довгих аварійних перерв у формування інтегрального показника SAIDI здійснювалося шляхом порівняльного аналізу їхньої частоти виникнення та

середньої тривалості, що дало змогу визначити домінуючі режими відновлення з точки зору впливу на загальне значення показника надійності.

Математична модель. Сформована на основі припущення, що у наявній ретроспективній статистиці аварійних відключень відсутня детальна інформація щодо кількості знеструмлених споживачів для кожної окремої події. У зв'язку з цим на початковому етапі аналізу вважається, що кількість відключених споживачів у межах розглядуваної вибірки є сталою величиною. За такого припущення внесок аварійної події у формування інтегрального показника SAIDI можна оцінювати пропорційно тривалості відповідної перерви в електропостачанні. Прийняте припущення про сталість множника кількості знеструмлених приєднань у межах вибірки використано для оцінювання внеску подій у SAIDI пропорційно тривалості перерв. За умов, коли середнє значення n_i не демонструє систематично різної структури між групами коротких і довгих перерв, таке припущення не змінює якісного висновку щодо домінування довгих перерв у формуванні SAIDI та відповідного ранжування пріоритетів заходів; воно впливає переважно на абсолютні оцінки, а не на відносні частки внеску.

Відповідно для вибірки з M аварійних подій узагальнену оцінку показника SAIDI визначали у вигляді величини, пропорційної сумарній тривалості перерв:

$$SAIDI_{\text{сумарне}} = \frac{\sum n_i t_i}{N} \approx \sum_{i=1}^k t_i, \quad (1)$$

де t_i – тривалість i -ї аварійної перерви, год; n_i – кількість абонентських приєднань відключених за i -ї аварійної перерви, шт.; N – загальна кількість абонентських приєднань, шт.; k – загальна кількість подій, шт.

Тобто

$$SAIDI \propto \sum_{i=1}^k t_i. \quad (2)$$

Якщо в розподільній мережі експлуатується скінченна множина елементів, для яких упродовж періоду спостереження зафіксовано аварійні відключення з певними статистичними характеристиками, то для цілей аналізу цю сукупність доцільно подати у вигляді узагальненої системи груп елементів, кожна з яких характеризується однорідними показниками аварійності. У такому разі загальні показники надійності мережі можуть бути визначені через агрегування характеристик окремих груп елементів:

$$SAIDI_{\text{сумарне}} = \sum_j^{\text{узагальнені групи}} SAIDI_{\text{сумарне } j} \approx \sum_j^{\text{узагальнені групи}} \sum_{i=1}^k t_i. \quad (3)$$

З урахуванням результатів статистичного аналізу вводиться двозонна модель часу відновлення електропостачання з граничним значенням m , що розділяє аварійні події на дві групи:

для інтервалу $t \leq m$ – «короткі» аварійні перерви;

для інтервалу $t > m$ – «довгі» аварійні перерви.

Значення m є параметром, що визначається для конкретної вибірки (та/або підвибірки) і може змінюватися залежно від організації оперативно-виїзного обслуговування, конфігурації мережі та якості даних; у роботі m використовується як формалізований інструмент розділення двох режимів відновлення, а не як нормативно фіксована межа.

Межу m визначали шляхом максимізації узгодженості емпіричного розподілу тривалостей у першій зоні з нормальним законом розподілу, використовуючи критерій Колмогорова–Смирнова.

Для перевірки відповідності емпіричного розподілу тривалості коротких аварійних перерв теоретичним моделям формували емпіричну функцію розподілу (ECDF):

$$F_k(x) = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k I(X_i \leq x), \quad (4)$$

де X_i – елементи вибірки, k – її обсяг, $I(\cdot)$ – індикаторна функція.

Відповідність емпіричного розподілу заданій теоретичній функції розподілу $F(x)$ оцінювали за критерієм Колмогорова–Смирнова, статистика якого визначається як

$$D_k = \sup_x |F_k(x) - F(x)|. \quad (5)$$

Значення граничного параметра m визначали шляхом аналізу залежності узгодженості емпіричного розподілу тривалості аварійних перерв першої зони з нормальним законом від положення межі між зонами. Для цього застосовували критерій Колмогорова–Смирнова у поєднанні з аналізом емпіричної функції розподілу, що давало можливість оцінити ймовірність прийняття гіпотези нормальності при зміні m . Вказана залежність наведена на рис. 2 і використовується для ілюстрації процедури вибору межі між короткими і довгими аварійними перервами.

Формальна оцінка узгодженості емпіричного та теоретичних розподілів виконувалася з використанням статистичних критеріїв, зокрема критерію Колмогорова–Смирнова, тоді як рис. 3 *a* і *б* наведено для наочного порівняння емпіричної функції розподілу з відповідними теоретичними моделями. За результатами порівняльного аналізу відповідності емпіричних даних коротких аварійних перерв теоретичним моделям, зокрема нормальному, експоненційному, Вейбулла, гамма-, логнормальному, Парето та бета-розподілам, встановлено, що нормальний розподіл характеризується мінімальним відхиленням від емпіричної функції розподілу в межах першої зони, що дозволяє використовувати його як базову модель для опису коротких аварійних перерв.

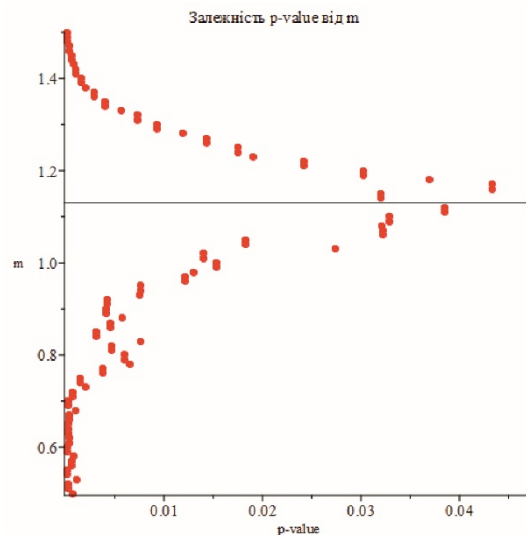


Рис. 2. Залежність ймовірності прийняття гіпотези нормального розподілу для коротких аварійних перерв від положення граничного параметра m

У зв'язку з цим для подальшого аналізу як базові моделі для опису коротких аварійних перерв було прийнято нормальний розподіл з густиною ймовірності:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right), \quad (6)$$

де μ – математичне сподівання, σ – стандартне відхилення, що оцінювалися за вибірковими залежностями.

Після визначення граничного параметра m та формування вибірки коротких аварійних перерв подальший аналіз було зосереджено на аварійних подіях з тривалістю $t > m$, що відповідають режиму довготривалого відновлення електропостачання. Для цієї групи подій характерною є істотна асиметрія розподілу та наявність значних значень тривалості, зумовлених виконанням ремонтно-відновлювальних робіт, організаційними й логістичними чинниками.

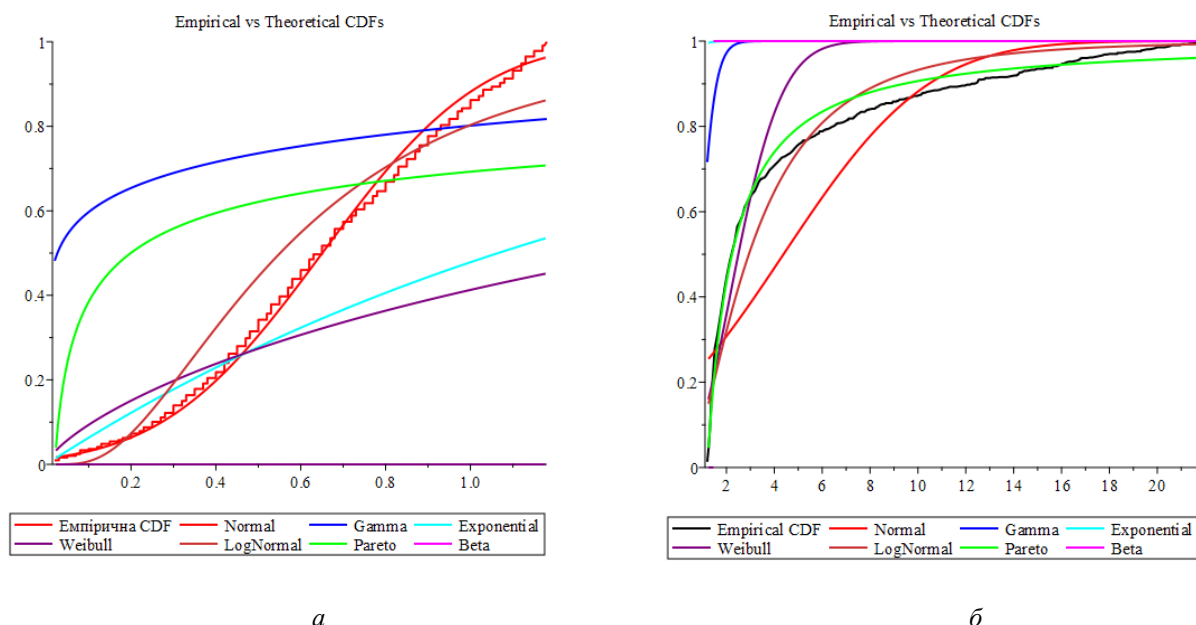


Рис. 3. Порівняння емпіричного розподілу тривалості коротких *a* та довгих *б* аварійних перерв з теоретичними моделями при оцінюванні статистичної узгодженості

З метою визначення теоретичної статистичної моделі, найбільш адекватної емпіричним даним довгих аварійних перерв, було виконано порівняльний аналіз відповідності вибірки таким розподілам: нормальному, експоненційному, Вейбулла, гамма-розподілу, логнормальному, Парето та бета-розподілу. Для кожного з цих розподілів оцінювали ступінь узгодженості з емпіричною функцією розподілу за узагальненими статистичними критеріями відхилення між емпіричною та теоретичною функціями розподілу.

Результати порівняльного аналізу показали, що нормальний, експоненційний, Вейбулла, гамма- та бета- розподіли не забезпечують належного опису правої частини вибірки, оскільки істотно занижують ймовірність великих значень тривалості аварійних перерв. Водночас логнормальний розподіл і розподіл Парето найкраще відтворюють емпіричні дані, зокрема поведінку «довгого хвоста», що є визначальною для формування внеску довгих перерв у інтегральний показник SAIDI. Використання логнормальної та Парето моделей відповідає характеру ремонтно-відновлювальних процесів, де сумарна тривалість формується мультиплікативною (логнормальна) або «важкохвостою» (Парето) природою рідкісних затримок – логістичних, організаційних і технологічних. Формальна оцінка узгодженості емпіричного та теоретичних розподілів виконувалася з використанням статистичних критеріїв, зокрема критерію Колмогорова–Смирнова, тоді як рис. 3 б наведено для наочного порівняння емпіричної функції розподілу з відповідними теоретичними моделями.

У зв'язку з цим для подальшого аналізу як базові моделі для опису довгих аварійних перерв було прийнято логнормальний розподіл та розподіл Парето. Розподіл Парето задавали густиною ймовірності:

$$f(x) = \frac{\alpha x_m^\alpha}{x^{\alpha+1}}, x \geq x_m, \quad (7)$$

де x_m – мінімальне значення випадкової величини, α – параметр форми.

Логнормальний розподіл описували щільністю:

$$f(x) = \frac{1}{x \sigma_{\ln} \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(\ln x - \mu_{\ln})^2}{2\sigma_{\ln}^2}\right), x > 0, \quad (8)$$

де μ_{\ln} і σ_{\ln} – параметри нормального розподілу для випадкової величини $\ln x$.

Для забезпечення статистичної коректності отриманих результатів додатково виконували оцінювання достатності обсягу вибірки окремо для кожної зони аварійних перерв. Такий аналіз дає змогу обґрунтувати надійність оцінок параметрів розподілів і

відповідно коректність подальших висновків щодо внеску окремих груп подій у показник SAIDI.

Для нормального та логнормального розподілів мінімально необхідний обсяг вибірки визначали за умовою заданої допустимої похибки ε :

$$n \geq \left(\frac{z_{\alpha/2} \sigma}{\varepsilon} \right)^2, \quad (9)$$

де $z_{\alpha/2}$ – квантиль нормального розподілу, σ – оцінка стандартного відхилення.

Для степеневих розподілів (розподілу Парето) параметр форми оцінювали за допомогою оцінки Хілла:

$$\hat{\alpha}^{-1} = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \ln \left(\frac{X_{(i)}}{X_{(k+1)}} \right), \quad (10)$$

де $X_{(i)}$ – k найбільших впорядкованих за спаданням значень вибірки.

Стабілізація оцінки $\hat{\alpha}$ при зміні кількості врахованих максимальних значень k використовувалася як критерій достатності статистичних даних для опису «довгого хвоста» розподілу.

Виконане оцінювання дозволило відокремити групи аварійних подій з репрезентативною статистикою, для яких отримані оцінки параметрів мають сталий характер, від груп з обмеженим обсягом даних, щодо яких подальші висновки розглядаються як попередні та орієнтовні.

Результати та обговорення. Математичний експеримент полягав у застосуванні запропонованого методу декомпозиції показника SAIDI до інтегральної вибірки аварійних перерв з метою кількісного розділення внеску коротких і довгих подій та оцінювання чутливості показника SAIDI до зміни параметрів кожної з зон.

На першому етапі граничне значення між короткими та довгими аварійними перервами визначали як параметр m , що відповідає максимуму узгодженості вибірки коротких перерв з нормальним законом розподілу за критерієм Колмогорова–Смирнова (рис. 2). Для інтегральної вибірки отримано значення $m = 1,101$ год. Для коротких аварійних перерв ($t \leq m$) встановлено відповідність нормальному розподілу з параметрами $\mu = 0,651$ год та $\sigma = 0,295$ год (рис. 3 а), що інтерпретується як усереднений час, пов'язаний із пошуком місця пошкодження та виконанням оперативних перемикачів.

Для довгих аварійних перерв ($t > m$) за результатами порівняльного аналізу декількох теоретичних моделей найкращу узгодженість з емпіричними даними продемонстрували логнормальний та розподіл Парето (рис. 3 б). Застосування розподілів із «довгим хвостом» є принципово важливим для адекватного опису рідкісних, але тривалих подій, що непропорційно впливають на інтегральне значення SAIDI.

Після визначення межі m та статистичних моделей для кожної із зон було виконано оцінювання кількісного внеску коротких і довгих аварійних перерв у показник SAIDI. За наявної ретроспективної статистики частки подій кожної зони визначали за відносною кількістю аварійних відключень, водночас внесок у SAIDI оцінювали пропорційно сумарній тривалості відповідних подій згідно зі співвідношенням (1).

Результати такого аналізу для інтегральної вибірки наведено на рис. 4 у вигляді суміщеної гістограми частоти появи аварійних перерв та кривої, що відображає їхній зважений внесок у SAIDI. Встановлено, що короткі аварійні перерви становлять 57,87 % загальної кількості подій, однак формують лише 17,27 % сумарного значення SAIDI. Натомість довгі аварійні перерви, частка яких складає 42,13 %, забезпечують 82,73 % внеску до показника SAIDI. Таким чином, незважаючи на меншу імовірність виникнення, довгі аварійні перерви відіграють домінуючу роль у формуванні інтегральної ненадійності електропостачання.

Отримана декомпозиція дає змогу перейти від якісного аналізу до кількісного оцінювання ефективності впливу на показник SAIDI. Зокрема, для кожної зони може бути визначено чутливість SAIDI до зменшення частоти та/або середньої тривалості аварійних перерв. Практично це означає, що зменшення імовірності виникнення або середнього часу

ліквідації довгих аварійних перерв призводить до значно більшого зниження SAIDI у порівнянні з еквівалентним зменшенням параметрів коротких перерв.



Рис. 4. Суміщена гістограма частоти аварійних перерв та їхнього зваженого внеску до показника SAIDI: короткі перерви ($t \leq m$) та довгі перерви ($t > m$)

Зазначене положення добре ілюструється рис. 4: хоча кількість довгих аварійних перерв істотно менша, їхній вклад у інтегральний показник визначається не частотою, а ваговою складовою, пов'язаною з великою тривалістю відновлення. Відповідно пріоритети підвищення надійності мають формуватися з урахуванням структури перерв, а не лише загальної кількості відключень.

З позицій практичного застосування це означає, що заходи, спрямовані на скорочення тривалості ремонтно-відновлювальних робіт та локалізацію аварійної ділянки з частковим відновленням електропостачання, є більш результативними з точки зору зменшення SAIDI, ніж заходи, які впливають виключно на зменшення часу пошуку місця пошкодження. Запропонований метод декомпозиції SAIDI, таким чином, створює формалізовану основу для обґрунтування пріоритетів підвищення надійності розподільних електричних мереж з урахуванням реальної структури аварійних перерв.

Для узагальнення отриманих результатів та оцінювання стабільності запропонованого методу декомпозиції SAIDI проведено аналіз декількох незалежних підвбірок аварійних перерв, що відповідають різним узагальненим класам елементів розподільної мережі. Для кожної підвбірки окремо визначали граничне значення першої зони m , параметри статистичних моделей для коротких і довгих аварійних перерв, частку подій кожної зони та їхній внесок у формування показника SAIDI, а також показники чутливості SAIDI до зміни частоти коротких і довгих аварій. Результати такого аналізу наведено в таблиці.

У таблиці показники “зменшити % подій для зменшення SAIDI на 1%” визначали як величину, обернену до частки внеску відповідної групи перерв у SAIDI за фіксованої середньої тривалості в межах групи, тобто як індикатор чутливості SAIDI до зміни частоти подій у цій групі. Такий показник використовується для інженерного порівняння напрямів впливу без постановки оптимізаційної задачі.

Дані, наведені в таблиці, підтверджують стійкість отриманих закономірностей для різних груп елементів. Незважаючи на істотні відмінності у глибині вибірки, граничному значенні m та середньому часі відновлення коротких аварійних перерв, у всіх розглянутих випадках спостерігається домінування довгих аварійних перерв у формуванні показника

SAIDI. Так, для більшості підвбірок частка довгих аварій не перевищує 50 %, однак їхній внесок у SAIDI становить 60–98 %.

Характеристики	Ел. 1	Ел. 2	Ел. 3	Ел. 4	Ел. 5	Ел. 6	Ел. 7	Ел. 8
1) Глибина вибірки, шт	958	194	173	26	252	264	62	41
2) Межа першої зони, год	1,3	1,8	1,1	2,14	1,15	1,00	0,80	0,80
3) Середній час усунення «короткого» пошкодження (Mean_D1), год	0,683	0,904	0,647	0,912	0,627	0,569	0,515	0,399
4) Відсоток коротких аварій, %	73,25	39,66	25,91	22,54	57,29	50,61	71,18	73,34
5) Відсоток довгих аварій, %	26,75	60,34	74,09	77,46	42,71	49,39	28,82	26,66
6) Вплив на SAIDI від коротких аварій, %	34,55	6,43	3,08	1,47	22,21	19,13	32,82	40,00
7) Вплив на SAIDI від довгих аварій, %	65,45	93,57	96,92	98,53	77,79	80,87	67,18	60,00
8) Зменшити % коротких аварій для зменшення SAIDI на 1%	2,12	6,17	8,41	15,33	2,58	2,65	2,17	1,83
9) Зменшити % довгих аварій для зменшення SAIDI на 1%	0,41	0,64	0,76	0,79	0,55	0,61	0,43	0,44
10) Параметри нормального розподілу (μ ; σ)	$\mu=0,683$; $\sigma=0,315$	$\mu=0,904$; $\sigma=0,399$	$\mu=0,647$; $\sigma=0,237$	$\mu=0,912$; $\sigma=0,521$	$\mu=0,627$; $\sigma=0,282$	$\mu=0,569$; $\sigma=0,227$	$\mu=0,515$; $\sigma=0,123$	$\mu=0,399$; $\sigma=0,241$
11) Розподіл для довгих аварій (тип; параметри)	Парето; $xm=1,3$; $\alpha=1,606$	Логнорм.; $\mu=1,66$; $\sigma=0,807$	Логнорм.; $\mu=1,415$; $\sigma=0,842$	Логнорм.; $\mu=1,605$; $\sigma=0,705$	Парето; $xm=1,15$; $\alpha=1,289$	Парето; $xm=1,0$; $\alpha=1,431$	Парето; $xm=0,8$; $\alpha=1,364$	Парето; $xm=0,8$; $\alpha=1,455$
12) Середній час усунення «довгого» пошкодження, год	2,698	7,286	5,866	6,381	3,093	2,339	1,984	1,835
13) Питома частота відмов (ω), раз км(шт)-рік	0,573	0,161	0,196	0,384	0,099	0,0038	невід.	невід.

Особливо показовими є значення показників чутливості, наведених у рядках 8–9 таблиці. Зменшення частоти довгих аварій на 1 % призводить до зменшення SAIDI в декілька разів швидше, ніж еквівалентне зменшення частоти коротких аварій. Це свідчить про суттєво вищу ефективність заходів, спрямованих на скорочення тривалості або ймовірності довгих аварійних перерв.

Додатково для частини підвбірок було оцінено питомі показники частоти відмов ω , які визначали як усереднену кількість аварійних подій на одиницю протяжності або кількості типового обладнання за одиницю часу:

$$\omega = \frac{1}{T_{\text{спостереження}}} \cdot \frac{N_{\text{відмов типового обладнання}}}{L_{\text{сумарна довжина або кількість типового обладнання}}}, \quad (11)$$

де $T_{\text{спостереження}}$ – тривалість періоду спостереження, років; $N_{\text{відмов типового обладнання}}$ – загальна кількість зафіксованих відмов відповідного узагальненого класу елементів за період спостереження, шт.; $L_{\text{сумарна довжина або кількість типового обладнання}}$ – сумарна протяжність або кількість елементів відповідного класу, що перебували в експлуатації протягом періоду спостереження, км.

Зазначений показник використовувався для перевірки узгодженості статистичних характеристик різних підвбірок та не впливав на загальну логіку декомпозиції показника SAIDI. Отримані значення ω перебувають у типовому діапазоні, характерному для відповідних класів елементів розподільних мереж, що підтверджує репрезентативність використаних статистичних даних.

Висновки. Запропоновано метод декомпозиції показника SAIDI за структурою аварійних перерв, який ґрунтується на аналізі ретроспективної статистики тривалості відновлення електропостачання та дає змогу перейти від інтегрального показника до кількісної оцінки внеску різних режимів аварійних відключень.

Обґрунтовано двозонну модель часу відновлення електропостачання, відповідно до якої короткі аварійні перерви описуються нормальним розподілом, а довгі – розподілами з «довгим хвостом» (логнормальним або Парето). Вибір межі між зонами та статистичних моделей підтверджено формальною перевіркою узгодженості емпіричних даних із теоретичними розподілами.

Кількісно показано непропорційний вплив довгих аварійних перерв на формування показника SAIDI: при меншій частці таких подій у загальній кількості аварій саме вони формують переважну частину інтегральної тривалості перерв, що є стійкою закономірністю для різних підвбірок аварійних даних.

Запропоновано методику оцінювання чутливості показника SAIDI до зміни частоти коротких і довгих аварійних перерв, яка дозволяє порівнювати ефективність впливу на різні складові процесу відновлення електропостачання без переходу до задач оптимізації. Показано, що зменшення імовірності або тривалості довгих аварійних перерв забезпечує значно більший ефект щодо зниження SAIDI порівняно з еквівалентним зменшенням частоти коротких перерв.

На основі отриманої декомпозиції обґрунтовано пріоритети підвищення надійності розподільних мереж, відповідно до яких перевагу слід надавати заходам, спрямованим на локалізацію аварійних ділянок та скорочення тривалості ремонтно-відновлювальних робіт, порівняно з заходами, що впливають виключно на час пошуку місця пошкодження.

Запропонований метод коректний для задач аналізу на основі інтегральних показників і ретроспективної статистики відключень за умов наявності репрезентативної вибірки для оцінювання параметрів розподілів. Подальше підвищення точності можливе за рахунок доповнення первинних даних інформацією про кількість знеструмлених приєднань у кожній події та уточненням ідентифікації первинного елемента порушення.

Показано, що використання питомих показників частоти відмов як контрольного параметра підтверджує репрезентативність застосованих підвбірок та узгодженість статистичних характеристик різних груп аварійних даних. Запропонований метод декомпозиції SAIDI є основою для розроблення практичної методики та засобів підтримки прийняття рішень при формуванні програм підвищення надійності за умов обмеженої доступності детальної експлуатаційної інформації, зокрема обґрунтування інвестицій в заміну обладнання для підвищення надійності функціонування електричних мереж, а також створює основу для формування рекомендацій щодо збору статистичної інформації про пошкодження в електричних мережах, що є важливим напрямом подальших науково-практичних досліджень для підтримки надійності та розвитку електричних мереж.

Публікацію підготовлено в межах виконання наукової роботи "Моделі та засоби підвищення надійності розподільних електричних мереж в умовах зростання генерації відновлюваних джерел енергії" (Монітор-5)» (КПКВК 6541030).

1. Постанова НКРЕКП від 12.06.2018 № 374 «Про затвердження форм звітності щодо показників якості електропостачання та інструкцій щодо їх заповнення».
2. Концепція впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року: розпорядження Кабінету Міністрів України від 14.10.2022 № 908-р.
3. Енергетична стратегія України на період до 2050 року: розпорядження Кабінету Міністрів України від 21.04.2023 № 373-р.
4. Козирський В.В., Гай О.В. Методи та моделі розрахунку надійності систем електропостачання: монографія. К.: Гнозис, 2013. 563 с.
5. Allan R. N. Reliability evaluation of power systems. Springer, 2013.

6. Kaplun, V., Gai, O., Stetsyuk, P., & Ivlichev, A. (2023). Provision of optimal dispatching scenarios for regional power systems in the face of uncontrollable power shortages. *Machinery & Energetics*, 14(2). DOI: <https://doi.org/10.31548/machinery/2.2023.23>
7. Blinov I., Zaitsev I., Parus E., Berezhnychenko V. Faults indicators applying for smart monitoring system for improving reliability electric power distribution. *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control*. Vol. 220. Springer, 2023. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_11
8. Blinov I., Zaitsev I., Parus Ye., Berezhnychenko V. Analysis of the Effectiveness Fault Indicators Use for Control Overhead Power Lines. *2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, 2022. P. 17–20. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969272>
9. Парус Є.В., Блінов І.В., Бець О.Ю. Вибір місць та кількості індикаторів пошкоджень розподільної лінії як задача комбінаторної оптимізації. *Технічна електродинаміка*. 2016. № 5. С. 58–60. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2016.05.058>
10. Блінов І.В., Парус Є.В., Рибіна О.Б., Танкевич С.Є. Оптимальна архітектура та оснащення системи моніторингу розподільної лінії. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2018. Вип. 50. С. 16–22.
11. Popov V., Tkachenko V., Kostyuk V.O., Yarmoliuk O., Frolov I. Optimal Distribution Networks Sectionalizing to Comply Reliability Indexes Regulations. *2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2022. P. 95–100. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969256>
12. Volodymyr, K., Oleksandr, G., Oleksandr, S., Savchenko, V., & Svitlana, M. (2020). Optimization of Sectionalization Parameters of Distributive Electric Networks. In *Handbook of Research on Smart Computing for Renewable Energy and Agro-Engineering* (pp. 78-105). IGI Global. DOI: <https://doi.org/10.4018/978-1-7998-1216-6.ch004>
13. Блінов І., Трач І., Парус Є., Дерев'янка Д., Хоменко В. Регулювання напруги в розподільних мережах засобами розподілених відновлюваних джерел енергії. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 1. С. 60–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.060>
14. Gai O., Novoseltsev O., Vorushylo A., Khomyak O., Gai H. Features of multi-agent evaluation of microgrid systems efficiency in parallel operation with the power system according to the reliability criterion *Machinery & Energetics*. 2024. Vol. 15, No. 3. P. 73–83. DOI: <https://doi.org/10.31548/machinery/3.2024.73>

METHOD FOR DECOMPOSITION OF SAIDI INDEX BY OUTAGE DURATION STRUCTURE TO JUSTIFY RELIABILITY IMPROVEMENT PRIORITIES IN DISTRIBUTION NETWORKS

O. Gai¹, G. Gai², I. Blinov¹

1 – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

Beresteyskiy ave., 56, 03057, Kyiv, Ukraine

e-mail: blinovihor@gmail.com, gaalxold@gmail.com

2 – National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine,

Heroiv Oborony str., 15, 03041, Kyiv, Ukraine

e-mail: gtatana704@gmail.com

The paper proposes a method for decomposing the SAIDI reliability index based on the structure of outage durations using retrospective data on technological disturbances in electric power distribution networks. The method is grounded on a statistical analysis of power supply restoration times with identification of two characteristic outage regimes: short outages, primarily associated with fault location and switching operations, and long outages, additionally involving repair and restoration activities.

The boundary between the two regimes is determined formally by maximizing the agreement between the empirical distribution and the normal distribution according to the Kolmogorov–Smirnov criterion. It is shown that short outages are adequately approximated by a normal distribution, whereas long outages are best described by heavy-tailed distributions, namely the lognormal or Pareto distributions.

Based on the proposed decomposition, the quantitative contribution of each regime to SAIDI formation is evaluated. The results demonstrate that long outages, despite their lower occurrence probability, account for a dominant share of the total interruption duration and therefore have a disproportionate impact on the SAIDI value.

The proposed method enables justification of reliability improvement priorities without transitioning to optimization problems, focusing instead on measures aimed at fault localization and reduction of repair and restoration times. The obtained results may be used as an engineering decision-support tool in the development of reliability improvement programs under conditions of limited availability of detailed operational data. Bibl. 14, figs. 4, table.

Keywords: SAIDI, power supply reliability, distribution electric networks, retrospective data, statistical modeling, Kolmogorov–Smirnov test, Pareto distribution, lognormal distribution, prioritization of reliability measures.

1. Resolution of the National Energy and Utilities Regulatory Commission of Ukraine No. 374 dated 12.06.2018 “On approval of reporting forms on electricity supply quality indices and instructions for their completion” (Ukr)
2. Concept for the implementation of Smart Grids in Ukraine until 2035. Cabinet of Ministers of Ukraine, Order No. 908-r dated 14.10.2022 (Ukr)

3. Energy Strategy of Ukraine until 2050. Cabinet of Ministers of Ukraine, Order No. 373-r dated 21.04.2023 (Ukr)
4. Kozyrskiy V.V., Gai O.V. Methods and models for reliability assessment of power supply systems. Kyiv: Gnozys, 2013. 563 p. (Ukr)
5. Allan R.N. Reliability Evaluation of Power Systems. Springer, 2013.
6. Kaplun V., Gai O., Stetsiuk P., Ivlichev A. Provision of optimal dispatching scenarios for regional power systems under uncontrollable power shortages. *Machinery & Energetics*. 2023, 14(2). DOI: <https://doi.org/10.31548/machinery/2.2023.23>
7. Blinov I., Zaitsev I., Parus Ye., Berezhnychenko V. Fault indicators application for smart monitoring systems to improve reliability of electric power distribution. Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control. Vol. 220. Springer, 2023. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_11
8. Blinov I., Zaitsev I., Parus Ye., Berezhnychenko V. Analysis of the effectiveness of fault indicators for overhead power line monitoring. *Proceedings of the 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, 2022. Pp. 17–20. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969272>
9. Parus Ye.V., Blinov I.V., Bets O.Yu. Selection of locations and number of fault indicators in distribution lines as a combinatorial optimization problem. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2016, No 5. Pp. 58–60. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2016.05.058>
10. Blinov I.V., Parus Ye.V., Rybina O.B., Tankevych S.Ye. Optimal architecture and equipment of distribution line monitoring systems. *Praci Institutu elektrodynamiky Natsionalnoi akademii nauk Ukrainy*. 2018, Iss. 50. Pp. 16–22. (Ukr)
11. Popov V., Tkachenko V., Kostiuk V.O., Yarmoliuk O., Frolov I. Optimal sectionalizing of distribution networks to meet reliability index regulations. *Proceedings of the 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2022. Pp. 95–100. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969256>
12. Volodymyr K., Oleksandr G., Oleksandr S., Savchenko V., Svitlana M. Optimization of sectionalization parameters of distribution electric networks. In: Handbook of Research on Smart Computing for Renewable Energy and Agro-Engineering., IGI Global, 2020, Pp. 78–105. DOI: <https://doi.org/10.4018/978-1-7998-1216-6.ch004>
13. Blinov I., Trach I., Parus Ye., Derevianko D., Khomenko V. Voltage regulation in distribution networks using distributed renewable energy sources. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022, No 2. Pp. 60–69. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.060>
14. Gai O., Novoseltsev O., Vorushylo A., Khomyak O., Gai H. Features of multi-agent evaluation of microgrid systems efficiency in parallel operation with power systems under reliability criteria. *Machinery & Energetics*, 2024, Vol. 15, No 3. Pp. 73–83. DOI: <https://doi.org/10.31548/machinery/3.2024.73>

Надійшла: 14.04.2026

Прийнята: 27.04.2026

Submitted: 14.04.2026

Accepted: 27.04.2026