

АНАЛІЗ РЕЖИМНОЇ НАДІЙНОСТІ ПРИ ПЛАНУВАННІ СТАЛОГО РОЗВИТКУ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

Отримано 21 жов. 2024 р.; рекомендовано до публікації 27 лист. 2024 р.
Доступно онлайн 11 груд. 2024 р.

Бардик Є. І.¹, Бондаренко О. Л.²,
Болотний М. П.³

Автор для кореспонденції: Бондаренко Олександр,
e-mail: bonduro@gmail.com

¹ канд. техн. наук, доцент
<http://orcid.org/0000-0002-5776-1500>

² д-р філософії, асистент
<http://orcid.org/0000-0001-9444-8428>

³ канд. техн. наук, доцент
<http://orcid.org/0000-0002-7366-2430>

Проведено аналіз стану сучасних ЕЕС промислово розвинених країн та встановлено, що забезпечення режимної надійності відбувається в умовах значного старіння парку електрообладнання, обмеженості матеріальних ресурсів для інвестиційних вкладень. Визначено особливості забезпечення режимної надійності ЕЕС для децентралізованих систем генерації на основі ВДЕ України та умов їх застосування в процесі керування усталеними та перехідними режимами в ЕЕС. Встановлено, що децентралізація управління ЕЕС через створення розумних мереж різноманітної конфігурації потребує дослідження забезпечення режимної надійності при плануванні низьковуглецевого розвитку електроенергетики. Показано, що найперспективнішим методом для оцінки режимної надійності ЕЕС при плануванні сталого розвитку ЕЕС, що містить об'єкти генерації традиційної і відновлюваної енергетики, є використання ймовірнісних методів та критерію «n – 1». Запропоновано алгоритм оцінки кількісних показників ризику порушення нормального режиму при відмовах і плановому виведенні з експлуатації електрообладнання підсистеми ЕЕС з ВДЕ.

Ключові слова: режимна надійність, відновлювані джерела енергії, електрообладнання, модель, відмова, ймовірно-статистичне, розподільна електрична мережа, регулювання частоти.

OPERATIONAL RELIABILITY ANALYSIS FOR SUSTAINABLE ENERGY SYSTEM PLANNING DEVELOPMENT

Received Oct. 21, 2024; accepted Nov. 27, 2024
Available online Dec. 11, 2024

Bardyk Ye.¹, Bondarenko O.²,
Bolotnyi M.³

Author for correspondence: Bondarenko Oleksandr,
e-mail: bonduro@gmail.com

¹ Cand. of Tech. Science (PhD), Assoc. Prof.
<http://orcid.org/0000-0002-5776-1500>

² PhD, Assist.
<http://orcid.org/0000-0001-9444-8428>

³ Cand. of Tech. Science (PhD), Assoc. Prof.
<http://orcid.org/0000-0002-7366-2430>

An analysis of the state of modern EPS in industrialized countries has been conducted and established that ensuring operational reliability occurs under conditions of significant aging of the electrical equipment park and limited material resources for investment. The features of ensuring operational reliability of EPS for decentralized generation systems based on RES in Ukraine and the conditions of their application in the process of managing stationary and transient modes in EPS have been determined. It has been established that the decentralization of EPS management through the creation of Smart Grids of various configurations requires research on ensuring operational reliability when planning low-carbon development of the power sector. It has been shown that the most promising method for assessing the operational reliability of EPS when planning sustainable development, which includes both traditional and renewable energy generation facilities, is the use of probabilistic methods and the «n – 1» criterion. An algorithm for

^{1, 2, 3} National Technical University of Ukraine
«Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»,
Kyiv, Ukraine

³ Institute of Renewable Energy of the National
Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine

evaluating quantitative indicators of the risk of violation of normal mode in case of failures and planned decommissioning of electrical equipment of the EPS subsystem with RES is proposed.

Keywords: operational reliability, renewable energy sources, electrical equipment, model, failure, probability-statistical, distribution electrical network, frequency control.

Перелік використаних скорочень та позначень:

АЕС – атомна електростанція

АРЗ – автоматичний регулятор збудження

АРЧО – автоматичний регулятор частоти обертання

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ВП – власні потреби

ГАЕС – гідроакumuлювальна електростанція

ГЕС – гідроелектростанція

ЕЕС – електроенергетична система

ЕО – електрообладнання

ЛЕП – лінія електропередачі

ПАА – протиаварійна автоматика

РЗА – релейний захист та автоматика

РПН – регулювання під навантаженням

ТЕС – тепла електростанція

ТЕЦ – теплоелектроцентрально

ТОіР – технічне обслуговування і ремонт

Вступ. Сучасна енергетика в промислово розвинених країнах характеризується кількома ключовими тенденціями [1–6]: стрімким старінням ЕО електростанцій і електричних мереж; зростанням навантажень та/або генерації; підвищенням екологічних вимог до об'єктів електроенергетики; високою щільністю електричних мереж різних класів напруги; об'єднанням електричних мереж в єдині національні ЕЕС; впровадженням ринкових відносин і лібералізацією в електроенергетиці; прагненням використовувати найдешевші джерела електроенергії; збільшенням використання ВДЕ; великими системними аваріями.

Під час переходу до ринкових відносин в електроенергетиці виявилось, що механізми конкуренції знижують мотивацію у введенні додаткових для підтримання надійності резервних потужностей, значно ускладнюється технологічне управління внаслідок протиріч між суб'єктами управління через конкуренцію, намагання енергокомпаній максимально використовувати наявний ресурс ЕО та недостатні інвестиції в модернізацію зношеного ЕО [4, 5].

Процеси лібералізації привели до зростання міжрегіональної гуртової торгівлі електроенергією між сусідніми енергокомпаніями та учасниками ринку [5]. Тенденції до лібералізації та необхідності збільшення передачі електроенергії, внаслідок зростання навантаження або розширення генерації, змусили сучасні енергокомпанії експлуатувати електричні мережі в критичних режимах, близьких до допустимих меж за надійністю [4]. Проникнення ВДЕ в енергетичну галузь призвело до зростання залежності від мінливого (дискретного) характеру відновлюваної генерації [6, 7].

Також зниження рівня підготовки та кваліфікації служб оперативного персоналу, неналежного контролю у цьому напрямку з боку керівництва енергокомпаній призводить до зростання помилкових дій до 40 % [9, 10].

Наростання рівня зношеного ЕО та відсутність можливості його відновлення вводить сучасні ЕЕС в зону підвищеного ризику, технологічних відмов та аварій не лише ЕО, а й систем автоматичного регулювання, пристроїв РЗА та ПАА. Внаслідок повномасштабного вторгнення та

ракетних атак в Україні зруйновано майже 25 % енергоблоків ТЕЦ і ТЕС [10].

На кінець 2021 року 12 енергоблоків АЕС в Україні відпрацьовували свій 30-річний ресурс [11]. Статистичні дані, які наведені в [12] показують, що найбільша частка у недовідпуску електроенергії на АЕС України через відмову ЕО припадає на турбогенератори, і цей недовідпуск постійно зростає.

Великі ГЕС і ГАЕС ПАТ «Укргідроенерго» збудовані в 1960–1970-х роках. Термін експлуатації понад 60 % гідрогенераторів ГЕС перевищив 30 років [13]. Надійність роботи ТЕС та безпека АЕС значною мірою залежать від надійності системи електропостачання ВП [14, 15]. Понад 60 % асинхронних електродвигунів системи електропостачання ВП (у деяких енергетичних компаніях їхня частка становить 80–90 %), експлуатуються понад 20 років.

Найзначніший рівень пошкоджуваності спостерігається на пилувугільних блоках через зростання числа пусків, які спричинені розущільненням графіків навантаження, використанням блоків ТЕС у режимах регулювання та частих зупинок на ніч [16]. Кількість аварійних обмежень потужності й відключень великих енергоблоків становить у середньому приблизно 150 випадків на рік [17]. Кількість повних скидань навантаження відбувається в середньому близько 70 разів на рік, з них приблизно третина – з утратою ВП електростанції [17].

У 2012 році на об'єктах ДП НЕК «Укренерго» зафіксовано 102 технологічні порушення, включно з 11 відмовами I категорії та 91 відмовою II категорії. Недовідпуск електроенергії становив 156,86 МВт·год. У 2016 році було зафіксовано 84 технологічних порушення, включно з 14 відмовами I категорії та 70 відмовами II категорії, з недовідпуском електроенергії в 148,48 МВт·год. У 2017 році було зафіксовано 112 технологічних порушень, включно з 13 відмовами I категорії та 99 відмовами II категорії, з недовідпуском електроенергії в 614,14 МВт·год [18–20].

Розподіл пошкоджуваності ЕО має такі значення: 58 % – ЛЕП; 14 % – РЗА та ПАА; 13 % – обхідні системи шин, обмежувачі перенапруг нелінійні, високочастотні загород-

жувачі; 7 % – високовольні вимикачі, 4 % – силові трансформатори, автотрансформатори та шунтувальні реактори; 3 % – вимірювальні трансформатори; 1 % – роз'єднувачі [18–20].

На рис. 1 представлено розподіл технологічних порушень в електроенергетиці України в 2012, 2016 та 2017 роках (відповідно до класифікаційних ознак організаційних причин*).

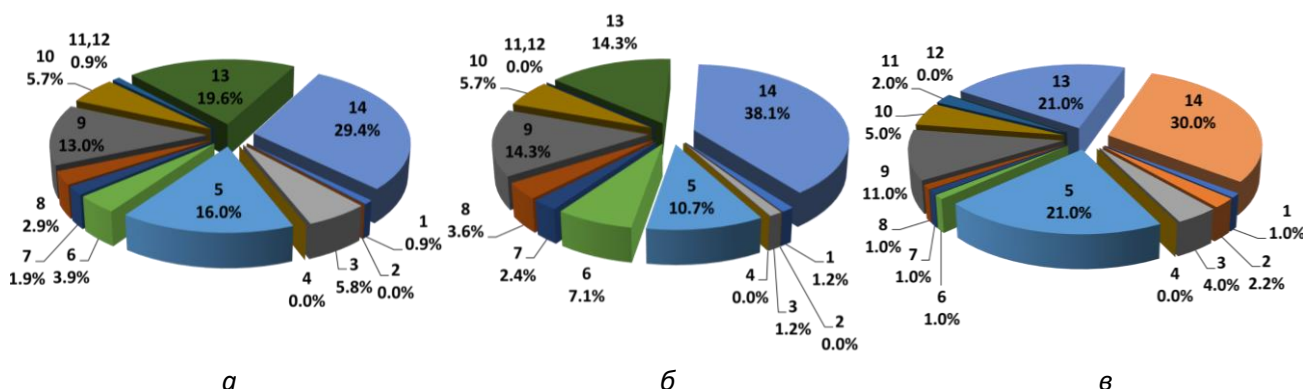


Рис. 1. Розподіл технологічних порушень відповідно до класифікаційних ознак організаційних причин в електроенергетиці: а – у 2012 р.; б – у 2016 р.; в – у 2017 р.

Fig. 1. Distribution of technological disruptions according to the classification features of organizational causes in the electric power industry: a – in 2012; b – in 2016; c – in 2017

* Класифікаційні ознаки: 1 – помилкові дії оперативного персоналу; 2 – помилкові дії керівного персоналу; 3 – помилкові дії персоналу служб, лабораторій, цехів, відділів; 4 – хибні дії ремонтного персоналу; 5 – незадовільне технічне обслуговування; 6 – незадовільна якість нормативної документації; 7 – дефекти проєктів; 8 – дефекти конструкції; 9 – дефекти виготовлення; 10 – дефекти монтажу та налагодження; 11 – дефекти ремонту; 12 – дефекти будівництва; 13 – стихійні явища; 14 – вплив сторонніх осіб та організацій

Проведений аналіз аварійності ЕО в сучасних ЕЕС показав, що сьогодні ймовірність виникнення аварійних режимів, які виникають внаслідок відмов силового і комутаційного обладнання, що супроводжуються порушенням електропостачання споживачів та втратою технологічної стійкості промислових об'єктів, повністю не виключена. Енергетичним компаніям під час прийняття обґрунтованих рішень щодо стратегії ТОiP парку необхідно враховувати ризик виникнення аварійної ситуації в ЕЕС в разі відмов, планового або аварійного виведення з роботи ЕО [21, 22].

Забезпечуючи реалізацію задекларованого Україною енергетичного переходу з використанням принципів промислової революції 4.0, системи генерації на основі ВДЕ, хоча й мають ще досить високу вартість, дедалі більше застосовуються в процесі керування усталеними й перехідними режимами в електроенергетичних системах [23].

Зазначені позитивні тенденції розвитку таких систем спонукають до дослідження їх режимів роботи та опрацювання технічних вимог для забезпечення подальшої успішної інтеграції цих систем на різних рівнях [11, 23].

На рис. 2 наведено структурну схему планування сталого розвитку інтегрованих ЕЕС.

Постановка завдання. Метою роботи є поглиблений аналіз умов функціонування сучасних ЕЕС та проблеми забезпечення режимної надійності підсистем з джерелами традиційної й відновлюваної енергетики, визна-

чення особливостей забезпечення режимної надійності ЕЕС для децентралізованих систем генерації на основі ВДЕ України відповідно до чинних вимог [24–29], обґрунтування і вибір методів для оцінки режимної надійності ЕЕС в умовах невизначеності вихідної інформації під час планування сталого розвитку енергосистеми, що містить об'єкти генерації традиційної та відновлюваної енергетики.

Виклад основного матеріалу

Загальна характеристика задачі аналізу режимної надійності при плануванні сталого розвитку ЕЕС. У загальному сенсі системна надійність ЕЕС визначається її здатністю стабільно забезпечувати електропостачання споживачів із задовільною якістю та безперервністю. Оскільки надійне функціонування ЕЕС є важливою передумовою сучасної економіки, енергокомпанії роблять значні інвестиції в ключові сектори ЕЕС для забезпечення потреб своїх клієнтів, зберігаючи при цьому прийнятний рівень надійності. Через відмови ЕО ЕЕС, насамперед внаслідок того, що в експлуатації перебуває значна частка зношеного ЕО, жодна ЕЕС не може бути абсолютно надійною [7, 30].

Висока гарантія безперервності електропостачання вимагає належного проєктування, експлуатації та технічного обслуговування, орієнтованого на надійність, що зрештою сприяє збільшенню інвестицій в ЕЕС. Підвищення надійності ЕЕС зазвичай досягається за допомогою збільшення інвестицій. Однак у якийсь момент

додаткові інвестиції в інфраструктуру ЕЕС не приводять до виправданого підвищення надійності [7, 31].

Отже, оцінка системної надійності ЕЕС є важливою під час прийняття оптимальних інвестиційних рішень з метою досягнення прийнятного рівня надійності електропостачання споживачів. Проте системну надійність ЕЕС можна розділити на балансову та режимну надійність.

Відповідно до [1, 32–34] режимна надійність характеризує здатність ЕЕС зберігати задані / допустимі режими функціонування при зміні умов та раптових збуреннях, як-от короткі замикання та незаплановані відключення (відмови) елементів, не допускаючи при цьому каскадного розвитку аварії. Забезпечення режимної надійності ЕЕС з електростанціями різних типів є однією з найважливіших задач системної надійності.



Рис. 2. Структурна схема планування сталого розвитку інтегрованих ЕЕС

Fig. 2. Structural diagram of planning the sustainable development of integrated EPS

В свою чергу режимну надійність можна розглядати у двох аспектах (табл. 1). По-перше, оперативна оцінка режимної надійності для короткочасного післяаварійного стану ЕЕС, що полягає в оцінці наслідків збурень при аналізі статичної та динамічної стійкості з урахуванням роботи пристроїв РЗА, протиаварійної автоматики та регуляторів генераторів АРЗ, АРЧО, джерел реактивної потужності, РПН силових

трансформаторів. По-друге, аналіз режимної надійності в аспекті тривалого післяаварійного стану ЕЕС полягає в оцінці наслідків збурень в ЕЕС з урахуванням реалізації режимних заходів протягом 20 хв., 40 хв. Зміна потужності генераторів здійснюється засобами первинного, вторинного та оперативного регулювання в обсязі первинного та вторинного резерву.

Таблиця 1. Забезпечення режимної надійності на різних інтервалах планування розвитку ЕЕС

Table 1. Ensuring operational reliability at various planning intervals for the development of EPS

Інтервал планування розвитку ЕЕС	Аспект забезпечення надійності	Вплив на планування розвитку ЕЕС
Середньострокове планування (1–10 років)	Режимна надійність тривалого післяаварійного стану ЕЕС	Планування електромережевого будівництва (ЛЕП, джерело реактивної потужності)
	Оперативна режимна надійність	Заходи щодо розвитку протиаварійного керування, та в окремих випадках щодо електромережевого будівництва (видача потужності АЕС, деяких ТЕС та електропостачання відповідальних споживачів)

Інтервал планування розвитку ЕЕС	Аспект забезпечення надійності	Вплив на планування розвитку ЕЕС
Короткострокове планування (до 1 року)	Режимна надійність тривалого післяаварійного стану ЕЕС	Планування ремонтної компанії електричних мереж та генерації
	Оперативна режимна надійність	Налаштування уставок РЗА, протиаварійної та режимної автоматики
Оперативне планування	Режимна надійність тривалого післяаварійного стану ЕЕС	Дозвіл (заборона) суміщених ремонтів, реалізація режимних заходів
	Оперативна режимна надійність	Реалізація режимних заходів

Робота джерел ВДЕ у складі ЕЕС характеризується ймовірнісним та дискретним характером генерації електричної енергії. Протягом доби спостерігаються часті та швидкі зміни в обсязі генерованої потужності в певному діапазоні, що може впливати на ефективність функціонування електричної мережі, а також погіршити якість електроенергії та послуг з електропостачання споживачам. Проблема зміни величини генерованої потужності стає особливо помітною під час несприятливих погодних умов [35, 36].

Потужність більшості об'єктів ВДЕ, які зводяться в Україні, зазвичай не перевищує 50 МВт, тому вони підключаються до розподільних мереж на напрузі від 0,4 до 35 (110) кВ.

Інтеграція значних обсягів об'єктів ВДЕ в ЕЕС вимагає додаткових резервних потужностей для компенсації змін у структурі генерувальних потужностей та генерації ВДЕ. Невизначеність у генерації ВДЕ може призвести до неоптимального складу генерувальних одиниць. При раптовій зміні робочої потужності ВДЕ, наприклад під час несприятливих погодних умов, електростанції, що працюють, повинні мати достатній резерв для оперативного реагування на такі зміни. Навіть при високій точності прогнозування потужності об'єктів ВДЕ вплив може бути суттєвим. Для забезпечення надійного електропостачання споживачів у таких умовах ЕЕС повинна бути досить гнучкою. Крім того, деякі джерела ВДЕ майже завжди генерують потужність, що є нижчою за встановлену [37].

Для забезпечення процесу первинного регулювання частоти необхідно дотримуватись статизму, який дорівнює 4-5 %. Верхня межа зони нечутливості первинного регулювання має перевищувати 50,1 Гц. У разі стрибкоподібного переходу частоти за верхню межу зони нечутливості первинного регулювання зниження активної потужності ВДЕ на величину необхідної первинної потужності має забезпечуватись через 10 с. Водночас зміна активної потужності при первинному регулюванні повинна відбуватися за час не більше 5 с і мати аперіодичний характер. Після зниження квазіусталеного значення частоти нижче 50,1 Гц має відбуватися відновлення потужності [38].

Напруга в електричній мережі змінюється залежно від навантаження та вироблення електроенергії в певний момент часу, вказівок диспетчера стосовно зміни режиму, аварійних ситуацій в ЕЕС (відключення генераторів, трансформаторів, ЛЕП). Відповідно до [39] при роботі зі зниженою напругою або виникненні тенденції щодо її зниження, вживаються заходи щодо обмеження передачі потужності по ЛЕП і енергоспоживання у вузлах зі зниженою напругою. А втім, в умовах каскадного розвитку аварійного процесу внаслідок відмов ЕО в потужній енергосистемі з виділенням підсистеми ЕЕС з генерувальними джерелами відновлюваної та традиційної енергетики на незбалансоване навантаження з порушенням допустимих меж по напрузі та вимушеним зменшенням потужності ВДЕ важливим є забезпечення надійного електропостачання споживачів електроенергією в таких режимах. Отже, збільшення частки ВДЕ в структурі генерувальних потужностей сучасних ЕЕС потребує врахування їх статичних і динамічних характеристик у забезпеченні режиму енергосистеми.

Методи аналізу режимної надійності підсистем ЕЕС. У режимній надійності ЕЕС можна виділити підвиди. До підвидів зазвичай відносять статичну і динамічну режимну надійність ЕЕС [40]. Оцінка статичної режимної ЕЕС надійності передбачає розрахунок послідовності установлених режимів при моделюванні аварійних ситуацій та характеризує післяаварійні режими за критерієм « $n - k$ », де n – загальна кількість елементів ЕЕС, а k – кількість елементів ЕЕС, що раптово відключились. Основою для оцінки динамічної режимної надійності ЕЕС є математичні моделі динаміки ЕЕС при раптових відключеннях елементів ЕЕС з можливим розвитком аварії, що реалізуються в межах різних методів повного та наближеного моделювання. Зазвичай в динамічній режимній надійності виділяють свої підвиди – надійність паралельної роботи та живучість.

Перша визначається стійкістю ЕЕС, друга – здатністю не допускати каскадного розвитку аварії з масовим порушенням електропостачання споживачів і відновлюванням нормального режиму роботи [41, 42].

Критерії оцінки режимної надійності можна розділити на детерміністичні та ймовірнісні. Перші дають змогу визна-

чити поточний рівень режимної надійності за заданими умовами, тоді як ймовірнісний підхід дозволяє якісно (кількісно) оцінити рівень режимної надійності [2].

Аналіз практики реалізації задач перспективного розвитку ЕЕС в Україні та світі виявив, що основним принципом для забезпечення режимної надійності є таке проектування, щоб аварійні ситуації, пов'язані з втратою елементів ЕЕС, не призводили до порушень якісного електропостачання споживачів, нормальної роботи електростанцій та забезпечення зменшення викидів.

Якісне електропостачання передбачає відсутність обмежень у споживанні електроенергії, перевантажень ЕО ЕЕС, а також відхилень напруги й частоти, що можуть бути небезпечними для ЕО операторів систем генерації, передачі, розподілу та споживачів. Цей підхід базується на принципі надлишковості та відомий як критерій « $n - 1$ » [2].

Хоча існує можливість побудови енергосистеми за критерієм « $n - k$ », але цей принцип реалізується рідко через додаткові інвестиції в інфраструктуру ЕЕС, які не сприяють виправданому підвищенню рівня режимної надійності [29, 30].

Традиційно загальноприйнятим критерієм режимної надійності є критерій « $n - 1$ », а в ряді випадків і « $n - k$ », що відповідає перебуванню ЕЕС у межах допустимих значень режимних параметрів при відмові одного елемента ЕЕС та врахуванню можливості розвитку аварій внаслідок перевантажень елементів, неприпустимого зниження напруг, роботи пристроїв РЗА та ПАА. Як елементи, що відмовляють відповідно до критерію « $n - 1$ », розглядають всі елементи ЕЕС: ЛЕП, трансформатори, джерела генерації. При цьому ймовірність відмови елемента може враховуватися або не враховуватися [41, 42].

Визначення режимної надійності ЕЕС у традиційному підході базується на аналізі заданих аварійних ситуацій за критерієм « $n - 1$ » та спрямоване на забезпечення надійної роботи ЕЕС завдяки аналізу наслідків утрати одного елемента ЕЕС.

Важливим аспектом при аналізі режимної надійності є моделювання спрацьовування пристроїв релейного захисту і ПАА. Втім, поки немає усталеного ставлення до цього питання [42]. Дехто вважає принциповим, щоб при нормативному збуренні не працювала ПАА, що діє на зміну (відключення) потужності споживачів і/або генераторів електростанцій, а дехто – що ПАА є одним із засобів забезпечення дотримання цього критерію. Звісно, що другий підхід правильніший, тому що ПАА є однією з підсистем ЕЕС і фактично завжди присутня при виникненні збурень в ЕЕС.

Очевидно, що неврахування ПАА під час аналізу режимної надійності призведе до більш песимістичних результатів, як з погляду стійкості, так і порушення технологічних обмежень по напрузі, струмам, перетокам потужності, частоті. Водночас неправильна робота ПАА

або її відмова теж можуть бути враховані в алгоритмах аналізу режимної надійності.

На думку авторів [42], застосування ПАА не заважає тому, що критерій « $n - 1$ » виконується, оскільки дозволяє забезпечити його виконання з меншими витратами. Відключення навантаження і/або джерел генерації при цьому узгоджено з відповідними суб'єктами та проводиться тільки у виключених визначених умовах і тільки на термін вторинного регулювання. Крім того, відключення навантаження можливе не тільки для первинного регулювання режиму дією ПАА, а може застосовуватись і для вторинного регулювання. З огляду на це задача критерію « $n - 1$ » полягає не тільки у визначенні засобів регулювання, а й у тому, щоб забезпечувалось функціонування енергосистеми в разі найвірогідніших відмов її елементів, а витрати можливо оптимізувати [43].

Таким чином, визначення надійності енергосистем, у межах традиційних уявлень, полягає в тому, щоб перевірити виконання критерію « $n - 1$ » при заданому режимі ЕЕС. Виходячи із зазначеного в [43] робиться висновок, що виконання критерію « $n - 1$ » означає короточасне планування і підтримання такого електроенергетичного режиму n , який у разі виникнення нормативного аварійного збурення забезпечує збереження стійкості з відхиленням режимних параметрів не більше гранично допустимих, а також можливість відновлення протягом 15–20 хв нормальних значень параметрів і готовності протидіяти нормативним збуренням.

Такий підхід до оцінки надійності підсистем ЕЕС є детерміністичним, оскільки він враховує тільки регламентований набір ситуацій і не враховує ймовірність їх появи для підсистем ЕЕС, що розглядається. Він характеризує ймовірність опосередковано, за ознаками відповідності нормативним вимогам і не дає кількісної характеристики надійності енергосистеми. Ці обставини сприяють розвитку ймовірнісних методів оцінки режимної надійності [44], оскільки детермінований критерій « $n - 1$ » не є досконалим.

Існує тісний зв'язок між поняттями «режимна надійність» та «ризик» у контексті енергетичних систем. Вищий ризик відповідає більш низькій режимній надійності, й навпаки. Ймовірнісна поведінка ЕЕС, яка характеризується випадковістю відмов елементів, невідомістю у прогнозуванні навантаження, волатильністю ринку електроенергії, інтеграцією ВДЕ, сприяє підвищенню ризику.

Використання інформаційних та комунікаційних технологій у розумних мережах, ще більше ускладнює роботу ЕЕС [45]. Наслідки раптових відмов елементів ЕЕС варіюються від локальних перебоїв у електропостачанні до системних аварій з втратою значної частки джерел генерації та споживачів. Економічні наслідки цих відмов не обмежуються зменшенням (втратою) прибутку енергокомпаній або підприємств-споживачів, але включають непрямі наслідки, які накладаються на населення та довкілля [46].

На сьогодні управління режимами ЕЕС на шляху переходу до концепції сталого розвитку енергетики стало складним завданням та важливим обов'язком енергокомпаній для забезпечення сценаріїв зменшення викидів.

Останнім часом для ефективного управління режимами ЕЕС у промислово розвинених країнах широко застосовується стратегія «ризик-менеджменту». Ця стратегія дозволяє проводити комплексний аналіз причинно-наслідкових зв'язків між технічним станом обладнання та аварійними режимами, а також отримувати інтегральний показник функціонування ЕЕС [47].

Наразі немає універсального загальноприйнятого визначення поняття ризик. Загалом, загальний інтегральний ризик аварійної ситуації в ЕЕС, яка містить k елементів, визначається як сума добутків двох параметрів, а саме ймовірності відмови та підсумкових наслідків відмови (серйозності відмови) конкретного елемента [9, 47]:

$$R = \sum_{i=1}^k p_i \cdot S_i,$$

де p_i – ймовірність відмови i -го елемента; S_i – сумарні наслідки (серйозність наслідків) через відмову i -го елемента.

На сьогодні дослідження в Україні у сфері «ризик-менеджменту» відстають від закордонних [9]. Ризик зазвичай розглядається як комбінація ймовірності події та її наслідків, існують загальні положення для аналізу ризиків виробничих об'єктів [48], а технічний ризик визначено як основний кількісний показник ризику аварій. Відповідно до [49] технічний ризик визначається як ймовірність відмови технічних пристроїв з наслідками певного рівня за повний період функціонування об'єкта. В Україні для оцінки ризику використовують такі підходи, як ймовірність виникнення події та добуток ймовірності настання події та її наслідків [50]. Основні компоненти ризику – це відмови ЕО, КЗ на ЛЕП і режим роботи ЕЕС на момент відмови.

Оцінка режимної надійності ЕЕС ймовірнісно-статистичним моделюванням. Аналіз виконаних досліджень показує, що наразі є істотні результати у сфері оцінки режимної надійності ЕЕС і обґрунтування заходів щодо її підвищення. Виявлено, що наявні напрацювання недостатньо враховують специфічні властивості сучасних ЕЕС, які обумовлені наявністю нових елементів і нових процедур реалізації схемно-режимних заходів, а також значним рівнем зношення силового й комутаційного ЕО ЕЕС [51].

На цей час найперспективнішим для оцінки режимної надійності ЕЕС є використання ймовірнісних методів. на основі яких проводяться розрахунки для оцінки режимної надійності ЕЕС в разі аварійних відключень елементів ЕЕС.

Цей підхід передбачає застосування ймовірнісно-статистичних методів для оцінки режимної надійності ЕЕС, які використовують статистичні оцінки для визначення

показників надійності елементів ЕЕС, а математична модель ЕЕС ґрунтується на теорії випадкових процесів. Оцінка режимної надійності ЕЕС здійснюється за допомогою аналітичних та статистичних методів.

Під час аналізу аналітичним методом розглядається простір випадкових станів ЕЕС з урахуванням складу ЕО, які перебувають в експлуатації. Визначаються стани, при яких аварійне відключення елемента, збіг декількох відключень, призводить до порушення режимної надійності або її відмови. Отримують кількісні показники режимної надійності, як-от невідпущена електроенергія, обмеження потужності навантаження та ймовірність відмови ЕЕС.

Виділення розрахункових подій може бути детально проведено для підсистем ЕЕС з невеликою кількістю елементів. У випадку простих радіальних схем електричних мереж можливо визначити ймовірнісні характеристики надійності методами ймовірнісного еквівалентування. Однак для складних систем, як-от ЕЕС з багатьма елементами, важко їх звести до послідовно – паралельного (паралельно – послідовного) з'єднання без прийняття низки припущень [52, 53].

Аналітичні методи використовують моделі відмов або відновлення на основі Марківських випадкових процесів, при цьому припускається, що подія відмови не має наслідків для ЕЕС. Це може впливати на точність результатів, оскільки ця властивість характерна для відносно надійних ЕЕС, які пройшли період припрацювання і не вичерпали свій ресурс.

У разі використання моделей відмов елементів ЕЕС, які враховують фактор нестаціонарності, аналітичний метод стає неефективним. Статистичне моделювання натомість дає можливість повно враховувати особливості функціонування складних ЕЕС (багатоеlementність, складна топологія та значний рівень зношення ЕО) під час розрахунків для оцінки ризику.

При розрахунку ЕЕС цим методом результати є випадковими реалізаціями. Цей метод передбачає багаторазове відтворення випадкового процесу з подальшим обробленням одержаних даних для знаходження об'єктивних і стійких характеристик. Результати є випадковими реалізаціями, і показник надійності ЕЕС оцінюється статистично за її математичним очікуванням після серії випробувань, що характерно для методу Монте-Карло.

У методі статистичного моделювання для оцінки надійності підсистем ЕЕС використовується імітація випадкового процесу зміни стану електричної мережі протягом розрахункового інтервалу часу (зазвичай рік). Для кожного стану ЕЕС, пов'язаного з відмовою її елемента, перевіряється можливість нормального функціонування, з розрахуванням відповідного післяаварійного режиму та здійсненням оптимального обмеження навантаження. Структура алгоритму визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемі ЕЕС при відмовах ЕО наведена на рис. 3.



Рис. 3. Структура алгоритму визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемі ЕЕС при відмовах ЕО

Fig. 3. The structure of the algorithm for determining the risk of disruption of the normal mode in the EPS subsystem during electrical equipment failures

До переваг цього методу відносять здатність повністю враховувати особливості функціонування складних ЕЕС, зокрема із залежними відмовами та різними законами розподілу часу до відмови або відновлення. Однак він має свої недоліки, як-от частковий характер результатів, залежність точності та числа випробувань від ступеня надійності елементів мережі, що особливо важливо при аналізі високонадійної електричної мережі.

Аналіз методів та математичних моделей оцінки режимної надійності ЕЕС на основі визначення показників ризику ймовірнісно-статистичного моделювання показав важливість забезпечення високого рівня достовірності визначення показників ризику. Найбільший вплив на достовірність визначення кількісних оцінок режимної надійності мають показники надійності окремих елементів ЕЕС, зокрема ймовірності їх відмови, які визначаються з математичних моделей відмов на основі статистичних даних та результатів оцінки технічного стану ЕО [9].

Висновки. Проведено аналіз умов функціонування ЕО сучасних ЕЕС України з електростанціями різних типів. Наразі існує високий ризик виникнення аварійних режимів в ЕЕС під час відмов силового й комутаційного обладнання внаслідок значного спрацьованого ресурсу та терористичних атак, які супроводжуються каскадним розвитком з порушенням електропостачання споживачів та втратою технологічної стійкості промислових об'єктів. Збільшення частки ВДЕ в структурі генерувальних потужностей сучасних ЕЕС потребує врахування їх статичних і динамічних характеристик у забезпеченні режиму енергосистеми. Обґрунтовано доцільність

застосування для оцінки режимної надійності ЕЕС показника ризику, що дає можливість отримати інтегральний показник функціонування ЕЕС на всій множині аварійних ситуацій внаслідок відмов ЕО. Запропоновано структуру алгоритму оцінки ризику порушення нормального режиму в підсистемі ЕЕС при відмовах ЕО. Обґрунтовано необхідність розробки нових і удосконалення існуючих моделей в режимах *Online* та *Offline* моніторингу об'єкта та моделювання підсистем ЕЕС для оцінки режимної надійності під час планування сталого розвитку в умовах невизначеності вихідної інформації.

ПОСИЛАННЯ

1. Бардик Є. І., Болотний М. П., Бондаренко О. Л. Визначення ризику порушення нормального режиму енергосистеми при плановому і аварійному виведенні з експлуатації електрообладнання. Вісник ВПІ. 2021. № 2. С. 54–62. URL: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-155-2-54-62>.
2. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л. Оцінка режимної надійності електроенергетичної системи на основі визначення індексу ризику при відмовах вузлів навантаження з відповідальними споживачами. Технічні науки та технології: науковий журнал. 2019. № 2(16). С. 105–117. URL: [https://doi.org/10.25140/2411-5363-2019-2\(16\)-105-117](https://doi.org/10.25140/2411-5363-2019-2(16)-105-117).
3. Kuchanskyy V. V., Malakhatka D. O., Blinov I. Efficiency Increase of Open Phase Modes in Bulk Electrical Networks. Studies in Systems, Decision and Control. Cham, 2021. P. 31–48. URL: https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9_2.

4. Shao W., Vittal V. Corrective Switching Algorithm for Relieving Overloads and Voltage Violations. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2005. Vol. 20, no. 4. P. 1877–1885. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2005.857931>.
5. Development of an intelligent system for preventing large-scale emergencies in power systems / M. Negnevitsky et al. 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, BC, 21–25 July 2013. 2013. URL: <https://doi.org/10.1109/pesmg.2013.6672099>.
6. Kosterev M. V., Bardyk E. I., Litvinov V. V. Preventive Risk-Management of Power System for Its Reliability Increasing. *WSEAS TRANSACTIONS on POWER SYSTEMS*. 2014. Vol. 10. P. 251–258.
7. Risk Assessment of Power Systems / ed. by W. Li. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2014. URL: <https://doi.org/10.1002/9781118849972>.
8. Кузнєцов М. П. Особливості комбінованих енергосистем з відновлюваними джерелами енергії: монографія. Київ: ІВЕ, 2022. 142 с.
9. Костерев М. В., Бардик Є. І. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем. Київ: НТУУ «КПІ», 2010. 131 с.
10. Енергетика, наука та інженерія: сучасний стан і виклики розвитку / О. В. Кириленко та ін. Вісник НАН України. 2023. № 4. С. 3–20. URL: <https://doi.org/10.15407/visn2023.04.003>.
11. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>.
12. Shevchenko. V., Lizan I. Y. Proposals on the prevention and elimination of defects in the cores of turbogenerators stators. *Scientific works of Donetsk National Technical University, the series "Electrical Engineering and Power Engineering"*. 2015. No. 1(17). P. 139–144.
13. Суходоля О. М., Сидоренко А. А., Бегун С. В., Білуха А. А. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України: аналітична доповідь. К.: НІСД, 2014. 112 с.
14. Бардик Є. І. Моделі оцінки надійності схем електропостачання власних потреб АЕС від незалежних джерел при нечітко заданих параметрах відмов електрообладнання. *Праці ІЕД НАНУ*. 2014. № 37. С. 34–38.
15. Бардик Є. І. Моделювання і оцінка ризику відмови системи електропостачання власних потреб АЕС від зовнішніх незалежних джерел живлення. *Наукові вісті НТУУ «КПІ»*. 2015. № 2. С. 7–18.
16. Кенсицький О. Г., Левицький А. С., Зайцев Є. О. Відновлення та модернізація турбогенераторів електростанцій України в повоєнний період. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2023. № 65. С. 139–144. URL: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.139>.
17. Черноусенко О. Ю., Пешко В. А. Вплив роботи енергоблоків ТЕС в маневреному режимі на вичерпання ресурсу енергетичного обладнання. *Вісник НТУ «ХПІ»*. 2016. № 10(1182). С. 6–16.
18. Огляд технологічних порушень в мережах НЕК «Укренерго» за 2012 рік. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго». Відділ протиаварійної роботи, 2013. 25 с.
19. Огляд технологічних порушень в мережах НЕК «Укренерго» за 2016 рік. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго». Відділ протиаварійної роботи, 2017. 34 с.
20. Огляд технологічних порушень в мережах НЕК «Укренерго» за 2017 рік. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго». Відділ протиаварійної роботи, 2018. 57 с.
21. Operational Risk Assessment and control: A probabilistic approach / E. Ciapessoni et al. 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), Gothenburg, Sweden, 11–13 October 2010. 2010. URL: <https://doi.org/10.1109/isgteurope.2010.5638975>.
22. McDonald J. D. F., Pal B. C. Representing the risk imposed by different strategies of distribution system operation. 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Que., Canada, 18–22 June 2006. 2006. URL: <https://doi.org/10.1109/pes.2006.1709550>.
23. Стратегія низьковуглецевого розвитку України до 2050 року. Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України. Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України: офіційний сайт. URL: <https://mepr.gov.ua/diyalnist/napryamky/zmina-klimatu/pom-yakshennya-zminy-klimatu/strategiya-nyzkovugletseвого-rozvytku-ukrayiny-do-2050-roku/>.
24. СОУ НЕК 03.120.4-14:2021. Норми якості електричної енергії в магістральних та міждержавних електричних мережах НЕК «УКРЕНЕРГО». Забезпечення контролю і дотримання показників якості електричної енергії у процесі її передачі. 2021. 30 с. URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/02/Standart_normy-yakosti-el.energiyi-protokol-05_2021-vid-03_02_2021.pdf.
25. СОУ-Н ЯЕК 04.156:2009. Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. 2009. 56 с.
26. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.159:2009. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках АЕС. 2009. 39 с.
27. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.160:2009. Методики і рекомендації щодо перевірки готовності ТЕС, ГЕС і АЕС до участі у регулюванні частоти та потужності в ОЕС України. 2009. 67 с.
28. ГНД 34.20.567-2003. Правила застосування системної протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження або підвищення частоти в енергосистемах. Науково-технічний центр електроенергетики «НЕК «Укренерго». 2003. 40 с. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1177-03#Text>.

29. Постанова НКРЕКП 14.03.2018 № 309. Кодекс систем передачі. Оперативно-диспетчерське управління. Регулювання частоти і перетоків активної потужності. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text>.
30. Development modes analysis of renewable energy power generation in North Africa / L. Zhao et al. Global Energy Interconnection. 2020. Vol. 3. No. 3. P. 237–246. URL: <https://doi.org/10.1016/j.gloi.2020.07.005>.
31. Sustainable Energy Systems Planning, Integration, and Management / A. Anvari-Moghaddam et al. Applied Sciences. 2019. Vol. 9. No. 20. P. 4451. URL: <https://doi.org/10.3390/app9204451>.
32. Rosero-Z L., Pavas A., Duran I. C. Analysis of Maintenance in Transformers Based on a Fuzzy Logic Method. 2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA), Lima, 18–21 September 2018. 2018. URL: <https://doi.org/10.1109/tdc-la.2018.8511772>.
33. Sand K., Wangenstein I., Nordgård D. Risk assessment methods applied to electricity distribution system asset management. Reliability, Risk, and Safety. 2009. URL: <https://doi.org/10.1201/9780203859759.ch60>.
34. Wallnerström C. J., Hilber P., Stenberg S. Asset management framework applied to power distribution for cost-effective resource allocation. International Transactions on Electrical Energy Systems. 2013. Vol. 24. No. 12. P. 1791–1804. URL: <https://doi.org/10.1002/etep.1826>.
35. IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. 2011. 54 p. URL: <https://doi.org/10.1109/IEE-ESTD.2011.5960751>.
36. Ioannou A., Angus A., Brennan F. Risk-based methods for sustainable energy system planning: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017. Vol. 74. P. 602–615. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.082>.
37. СОУ НЕК 20.571:2018. Визначення необхідних умов і алгоритмів врахування ВЕС та СЕС при налаштуванні протиаварійних автоматичних пристроїв, призначених для запобігання порушенню стійкості (АЗПС) у перетинах ОЕС України, на режим роботи яких вони мають вплив. Методичні рекомендації. Київ: ДП НЕК Укренерго. 2018. 53 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/09/AZPS.pdf>.
38. Остапчук О. В., Болотний М. П. Оцінка ефективності роботи фотоелектричної станції в умовах первинного регулювання частоти. Відновлювана енергетика. 2024. № 2(77). С. 58–72. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2\(77\).58-72](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2(77).58-72).
39. Reliability analysis of a grid-connected hybrid renewable energy system using hybrid Monte-Carlo and Newton Raphson methods / W. Fendzi Mbasso et al. Frontiers in Energy Research. 2024. Vol. 12. URL: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1435221>.
40. Shahzad U. Probabilistic Security Assessment in Power Transmission Systems: A Review. Journal of Electrical Engineering, Electronics, Control and Computer Science. 2021. Vol. 7. P. 25–32.
41. A probabilistic risk-based security assessment tool allowing contingency forecasting / E. Ciapessoni et al. 2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Boise, ID, 24–28 June 2018. 2018. URL: <https://doi.org/10.1109/pmaps.2018.8440526>.
42. Overview of power system operational reliability / Yuanzhang Sun et al. 2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Singapore, Singapore, 14–17 June 2010. 2010. URL: <https://doi.org/10.1109/pmaps.2010.5528993>.
43. Zima M., Andersson G. On security criteria in power systems operation. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005, San Francisco, CA, USA. URL: <https://doi.org/10.1109/pes.2005.1489533>.
44. Li W. Framework of probabilistic power system planning. CSEE Journal of Power and Energy Systems. 2015. Vol. 1. No. 1. P. 1–8. URL: <https://doi.org/10.17775/cseejpes.2015.00001>.
45. Болотний М. П., Бондаренко О. Л., Коваль Я. С. Забезпечення надійності електропостачання в сучасних локальних електричних мережах. XXIII міжнарод. наук.-практ. конф. Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті, Київ, 2022, С. 229–232.
46. Bardyk E. I., Bolotnyi N. Improved Power Transformer Condition Assessment under Uncertainty using Fuzzy Logic. 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 12–14 October 2022. 2022. URL: <https://doi.org/10.1109/ess57819.2022.9969327>.
47. Бардик Є. І., Костерев М. В., Болотний М. П. Підвищення надійності функціонування енергокомпаній на основі оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмові електрообладнання. Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. 2014. № 39. С. 13–19.
48. Bardyk E. I., Bolotnyi N. P. Electric power system simulation for risk assessment of power transformer failure under external short-circuit conditions. 2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON), Kiev, 29 May – 2 June 2017. 2017. URL: <https://doi.org/10.1109/ukrcon.2017.8100527>.
49. Костерев М. В., Літвінов В. В. Розроблення аналітичного методу оцінювання ризику виникнення аварійної ситуації в енергосистемі. Східно-Європейський журнал передових технологій. 2015. № 4(2). С. 44–50.
50. Бардик Є. І., Костерев М. В., Болотний М. П. Імовірнісно-статистичне моделювання ЕЕС для оцінки ризику відмови силового трансформатора при короткому замиканні в електричній мережі. Вісник ВПІ. 2016. № 2. С. 105–109.
51. Justo C. D., Tafula J. E., Moura P. Planning Sustainable Energy Systems in the Southern African Development Community: A Review of Power Systems Planning Approaches. Energies. 2022. Vol. 15. No. 21. P. 7860. URL: <https://doi.org/10.3390/en15217860>.
52. Review on Risk Assessment of Power System / Y. Shiwen et al. Procedia Computer Science. 2017. Vol. 109. P. 1200–

1205.

URL: <https://doi.org/10.1016/j.procs.2017.05.399>.

53. Janjic A. D., Popovic D. S. Selective Maintenance Schedule of Distribution Networks Based on Risk Management Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2007. Vol. 22. No. 2. P. 597–604. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2007.894863>.

REFERENCES

- Bardyk, Ye. I., Bolotnyi, M. P., & Bondarenko, O. L. (2021). Vyznachennia ryzyku porushennia normal'noho re-zhymu enerhosystemy pry planovomu i avarijnomu vyvedenni z ekspluatatsii elektroobladnannia [Determination of Disruption Risk of the Normal Regime of the Electric Power System under Planned and Emergency Decommissioning of Electrical Equipment]. *Visnyk VPI*, 2, 54–62. <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-155-2-54-62> [in Ukrainian].
- Bardyk, Ye. I., & Bondarenko, O. L. (2019). Otsinka rezhymnoi nadijnosti elektroenerhetychnoi systemy na osnovi vyznachennia indeksu ryzyku pry vidmovakh vuzliv navantazhennia z vidpovidal'nymy spozhyvachamy [Assessment of regime reliability of electric power system based on the definition of risk index in case of failure of the load with responsible consumers]. *Technical Sciences and Technologies*, 2(16), 105–117. [https://doi.org/10.25140/2411-5363-2019-2\(16\)-105-117](https://doi.org/10.25140/2411-5363-2019-2(16)-105-117) [in Ukrainian].
- Kuchanskyy, V. V., Malakhata, D. O., & Blinov, I. (2021). Efficiency Increase of Open Phase Modes in Bulk Electrical Networks. In *Studies in Systems, Decision and Control* (pp. 31–48). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9_2.
- Shao, W., & Vittal, V. (2005). Corrective Switching Algorithm for Relieving Overloads and Voltage Violations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(4), 1877–1885. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2005.857931>.
- Negnevitsky, M., Voropai, N., Kurbatsky, V., Tomin, N., & Panasetky, D. (2013). Development of an intelligent system for preventing large-scale emergencies in power systems. In *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/pesmg.2013.6672099>.
- Kosterev, M. V., Bardyk, E. I., & Litvinov, V. V. (2014). Preventive Risk-Management of Power System for Its Reliability Increasing. *WSEAS TRANSACTIONS on POWER SYSTEMS*, 10, 251–258.
- Li, W. (Ed.). (2014). *Risk Assessment of Power Systems*. John Wiley & Sons, Inc. <https://doi.org/10.1002/9781118849972>.
- Kuznietsov, M. P. (2022). Osoblyvosti kombinovanykh enerhosystem z vidnovliuvanymy dzherelamy enerhii [Features of combined energy systems with renewable energy sources]. Kyiv: IVE [in Ukrainian].
- Kosteriev, M. V., & Bardyk, Ye. I. (2010). Pytannia pobudovy nechitkykh modelej otsinky tekhnichnoho stanu ob'ektiv elektrychnykh system [The issue of building fuzzy models for assessing the technical condition of objects of electrical systems]. Kyiv: NTUU «KPI» [in Ukrainian].
- Kyrylenko, O. V., Sniezkin, Yu. F., Basok, B. I., & Bazieiev, Ye. T. (2023). Enerhetyka, nauka ta inzheneriia: suchasny stan i vyklyky rozvytku [Energy, science and engineering: current state and development challenges]. *Visnyk NAN Ukrainy*, 4, 3–20. <https://doi.org/10.15407/visn2023.04.003> [in Ukrainian].
- Proekt Planu vidnovlennia Ukrainy. Materialy robochoi hrupy "Enerhetychna bezpeka". (2022). Retrieved from <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf> [in Ukrainian].
- Shevchenko, V., & Lizan, I. Y. (2015). Proposals on the prevention and elimination of defects in the cores of turbo-generators statots. *Scientific works of Donetsk National Technical University, the series "Electrical Engineering and Power Engineering"*. 21(17), 139–144.
- Sukhodolia, O. M., Sydorenko, A. A., Biehn, S. V., & Bilukha, A. A. (2014). Suchasny stan, problemy ta perspektyvy rozvytku hidroenerhetyky Ukrainy [The current state, problems and prospects for the development of hydro-power in Ukraine]. Kyiv: NISD [in Ukrainian].
- Bardyk, Ye. I. (2014). Modeli otsinky nadijnosti skhem elektropostachannia vlasnykh potreb AES vid nezaleznykh dzherel pry nechitko zadanykh parametrah vidmov elektroobladnannia [Models of reliability assessing of electricity supply of auxiliary NPP from external sources with fuzzy defined parameters of failures of equipments]. *Pratsi IED NANU*, 37, 34–38.
- Bardyk, Ye. I. (2015). Modeliuvannia i otsinka ryzyku vidmovy systemy elektropostachannia vlasnykh potreb AES vid zovnishnykh nezaleznykh dzherel zhyvlennia [Modeling and Assessment of Risk of Failure Auxiliaries Supply System of Nuclear Power Plant from External Independent Sources]. *Naukovi visti NTUU "KPI"*, 2, 7–18.
- Kensytskyi, O. H., Levytskyi, A. S., & Zaitsev, I. O. (2023). Vidnovlennia ta modernizatsiia turbogeneratoriv elektrostantsii Ukrainy v povoiennyi period [Reconstruction and modernisation ukraine power-stations turbogenerators in post-war period]. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsional'noi akademii nauk Ukrainy*, 65, 139–144. <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.139> [in Ukrainian].
- Chernousenko, O. Yu., & Peshko, V. A. (2016). Vplyv roboty enerhoblokiv TES v manevrenomu rehymy na vycherpannia resursu enerhetychnoho obladnannia [Influence Produced by the Operation of the Power Units of Thermal Power Plants in the Maneuver Load Mode on the Reliability and Accident Rate of Power Equipment]. *Visnyk NTU "KhPI"*. 10, 6–16 [in Ukrainian].
- Ohliad tekhnolohichnykh porushen' v merezhakh DP "NEK "Ukrenerho" za 2012 rik [Review of technological violations in the networks of SE "NEC "Ukrenergo" for 2012]. (2013). Kyiv: Ministerstvo enerhetyky ta vuhil'noi promyslovosti Ukrainy. Derzhavne pidpriemstvo Natsional'na enerhetychna kompaniia "Ukrenerho". Viddil protyavarijnoi roboty [in Ukrainian].
- Ohliad tekhnolohichnykh porushen' v merezhakh DP "NEK "Ukrenerho" za 2016 rik [Review of technological violations in the networks of SE "NEC "Ukrenergo" for 2016]. (2017). Kyiv: Ministerstvo enerhetyky ta vuhil'noi promyslovosti Ukrainy. Derzhavne pidpriemstvo Natsional'na

- enerhetychna kompaniia "Ukrenerho". Viddil protyavarijnoi roboty [in Ukrainian].
20. Ohliad tekhnolohichnykh porushen' v merezhakh DP "NEK "Ukrenerho" za 2017 rik [Review of technological violations in the networks of SE "NEK "Ukrenergo" for 2017]. (2018). Kyiv: Ministerstvo enerhetyky ta vuhil'noi promyslovosti Ukrainy. Derzhavne pidpriemstvo Natsional'na enerhetychna kompaniia "Ukrenerho". Viddil protyavarijnoi roboty [in Ukrainian].
 21. Ciapessoni, E., Cirio, D., Grillo, S., Massucco, S., Pitto, A., & Silvestro, F. (2010). Operational Risk Assessment and control: A probabilistic approach. In 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe). IEEE. <https://doi.org/10.1109/isgteurope.2010.5638975>.
 22. McDonald, J. D. F., & Pal, B. C. (2006). Representing the risk imposed by different strategies of distribution system operation. In 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting. IEEE. <https://doi.org/10.1109/pes.2006.1709550>.
 23. Stratehiia nyz'kovuhletsevoho rozvytku Ukrainy do 2050 roku – Ministerstvo zakhystu dovkillia ta pryrodnykh resursiv Ukrainy (n.d.). Ofitsijnyj sajт Ministerstva zakhystu dovkillia ta pryrodnykh resursiv Ukrainy [Official site of Ministry of Environmental Protection and Natural Resources]. <https://mepr.gov.ua/diyalnist/napryamky/zmina-klimatu/pom-yakshennya-zminy-klimatu/strategiya-nyz-kovuhletsevo-go-rozvytku-ukrayiny-do-2050-roku/>.
 24. Normy iakosti elektrychnoi enerhii v mahistral'nykh ta mizhderzhavnykh elektrychnykh merezhakh "NEK "UKRENERHO". Zabezpechennia kontroliu i dotrymannia pokaznykiv iakosti elektrychnoi enerhii u protsesi ii peredachi [Norms of electrical energy quality in transmission and interconnection electrical networks "NEK "Ukrenergo". Ensuring control and compliance with quality indicators of electric energy in its transmission process]. (2021). SOU NEK 03.120.4-14: 2021 from 3rd January 2021. https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/02/Standart_normy-yakosti-el.energiyi-protokol-05_2021-vid-03_02_2021.pdf [in Ukrainian].
 25. Osnovni vymohy schodo rehuliuвання chastyoty ta potuzhnosti v OES Ukrainy [Basic requirements for frequency and power regulation in IPS of Ukraine]. (2009). SOU-N EE YaEK 04.156: 2009 from 23rd May 2009.
 26. Metodyky i rekomendatsii schodo orhanizatsii pervynnoho ta vtorynnoho rehuliuвання chastyoty ta potuzhnosti na enerhoblokakh AES [Methods and recommendations for organization of frequency and power primary and secondary regulation at NPP power units]. (2009). SOU-N EE YaEK 04.159: 2009 from 23rd May 2009.
 27. Metodyky i rekomendatsii schodo perevirky hotovnosti TES, HES i AES do uchasti u rehuliuванні chastyoty ta potuzhnosti v OES Ukrainy [Methods and recommendations for checking the readiness of TPPs, HPPs and NPPs to participate of frequency and power regulation in IPS of Ukraine]. (2009). SOU-N EE YaEK 04.160: 2009 from 23rd May 2009.
 28. Pravyla zastosuvannya systemnoi protyavarijnoi avtomatyky zapobihannya ta likvidatsii nebezpechnoho znyzhennia abo pidvyschennia chastyoty v enerhosystemakh [Using rules of system emergency automation for prevention and elimination of dangerous decrease or increase in power systems frequency]. (2003). HND 34.20.567-2003 from 12th December 2012. Kyiv: DP NEK Ukrenerho. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1177-03#Text> [in Ukrainian].
 29. Resolution NCRECP from March 14 2008, № 309. Transmission systems code. Operational and dispatching management. Frequency and active power flows regulation. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> [in Ukrainian].
 30. Zhao, L., Yu, R., Wang, Z., Yang, W., Qu, L., & Chen, W. (2020). Development modes analysis of renewable energy power generation in North Africa. *Global Energy Interconnection*, 3(3), 237–246. <https://doi.org/10.1016/j.gloi.2020.07.005>.
 31. Anvari-Moghaddam, A., Mohammadi-ivatloo, B., Asadi, S., Guldstrand Larsen, K., & Shahidepour, M. (2019). Sustainable Energy Systems Planning, Integration, and Management. *Applied Sciences*, 9(20), 4451. <https://doi.org/10.3390/app9204451>.
 32. Rosero-Z, L., Pavas, A., & Duran, I. C. (2018). Analysis of Maintenance in Transformers Based on a Fuzzy Logic Method. In 2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA). IEEE. <https://doi.org/10.1109/tdc-la.2018.8511772>.
 33. Sand, K., I. Wangensteen, & Nordgård, D. (2009). Risk assessment methods applied to electricity distribution system asset management. In *Reliability, Risk, and Safety*. CRC Press. <https://doi.org/10.1201/9780203859759.ch60>.
 34. Wallnerström, C. J., Hilber, P., & Stenberg, S. (2013). Asset management framework applied to power distribution for cost-effective resource allocation. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 24(12), 1791–1804. <https://doi.org/10.1002/etep.1826>.
 35. IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. (2011). <https://doi.org/10.1109/IEEE-ESTD.2011.5960751>.
 36. Ioannou, A., Angus, A., & Brennan, F. (2017). Risk-based methods for sustainable energy system planning: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74, 602–615. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.082>.
 37. Vyznachennia neobkhidnykh umov i alhorytmiv vrakhuvannya VES ta SES pry nalashtuvanni protyavarijnykh avtomatychnykh prystroiv, pryznachennykh dlia zapobihannya porushenniu stijkosti (AZPS) u peretynakh OES Ukrainy, na rezhym roboty iakykh vony maiut' vplyv [Determination of the necessary conditions and algorithms of WPP and SPP accounting when setting up emergency automatic devices designed to prevent stability violation (AFPS) at the intersections of the environmental protection system of UES of Ukraine, the mode of operation of which they have an impact]. (2018). SOU NEK 20.571: 2018 from 30th August 2017. Kyiv: DP NEK Ukrenerho [in Ukrainian].
 38. Ostapchuk O. V., & Bolotnyj M. P. Otsinka efektyvnosti roboty fotoelektrychnoi stantsii v umovakh pervynnoho rehuliuвання chastyoty [Efficiency evaluation of photovoltaic power plant under primary frequency regulation conditions]. *Vidnovliuvana enerhetyka*, 2(77), 58–72.

- [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2\(77\).58-72](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2(77).58-72) [in Ukrainian].
39. Fendzi Mbasso, W., Molu, R. J. J., Ambe, H., Dzone Naoussi, S. R., Alruwaili, M., Mobarak, W., & Aboelmagd, Y. (2024). Reliability analysis of a grid-connected hybrid renewable energy system using hybrid Monte-Carlo and Newton Raphson methods. *Frontiers in Energy Research*, 12. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1435221>.
 40. Shahzad, U. (2021). Probabilistic Security Assessment in Power Transmission Systems: A Review. *Journal of Electrical Engineering, Electronics, Control and Computer Science*, 7, 25–32.
 41. Ciapessoni, E., Cirio, D., Pitto, A., & Sforza, M. (2018). A probabilistic risk-based security assessment tool allowing contingency forecasting. In 2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS). IEEE. <https://doi.org/10.1109/pmaps.2018.8440526>.
 42. Yuanzhang Sun, Lin Cheng, Xiaohui Ye, Jian He, & Peng Wang. (2010). Overview of power system operational reliability. In 2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS). IEEE. <https://doi.org/10.1109/pmaps.2010.5528993>.
 43. Zima, M., & Andersson, G. (n.d.). (2005). On security criteria in power systems operation. In IEEE Power Engineering Society General Meeting. IEEE. <https://doi.org/10.1109/pes.2005.1489533>.
 44. Li, W. (2015). Framework of probabilistic power system planning. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 1, 1–8. <https://doi.org/10.17775/cseejpes.2015.00001>.
 45. Bolotnyj, M. P., Bondarenko, O. L., & Koval', Ya. S. (2022). Zabezpechennia nadijnosti elektropostachannia v suchasnykh lokal'nykh elektrychnykh merezhakh [Ensuring reliability of electricity supply in modern local electrical networks], XXIII mizhnarod. nauk.-prakt. konf. Vidnovliuvana ener-hetyka ta enerhoefektyvnist' u XXI stolitti [23th International Scientific and Practical Online-Conference "Renewable Energy and Energy Efficiency of the XXIst century"]. Kyiv [in Ukrainian].
 46. Bardyk, E. I., & Bolotnyi, N. (2022). Improved Power Transformer Condition Assessment under Uncertainty using Fuzzy Logic. In 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ess57819.2022.9969327> [in Ukrainian].
 47. Bardyk, Ye. I., Kosteriev, M. V., & Bolotnyj, M. P. (2014). Pidvyschennia nadijnosti funktsionuvannia enerhokompanij na osnovi otsinky ryzyku vynyknennia avarijnykh sytuatsij pry vidmovakh elektroobladnannia [Improving reliability of operation of power companies on the basis of risk assessment of emergency situations at the failures of electrical equipment]. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsional'noi akademii nauk Ukrainy*, 39, 13–19 [in Ukrainian].
 48. Bardyk, E. I., & Bolotnyi, N. P. (2017). Electric power system simulation for risk assessment of power transformer failure under external short-circuit conditions. In 2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON). <https://doi.org/10.1109/ukrcon.2017.8100527>.
 49. Kosteriev, M. V., & Litvinov, V. V. (2015). Rozroblennia analitychnoho metodu otsiniuvannia ryzyku vynyknennia avarijnoi sytuatsii v enerhosystemi [Development of an analytical method for assessing the risk of an emergency situation in the energy system]. *Skhidno-Yevropejs'kyj zhurnalпередovyykh tekhnologij*, 4(2), 44–50 [in Ukrainian].
 50. Bardyk, Ye. I., Kosteriev, M. V., & Bolotnyj, M. P. (2016). Imovirnisno-statystychni modeliuvannia EES dlia otsinky ryzyku vidmovy sylovoho transformatora pry korotkomu zamykanni v elektrychnij merezhi [Probabilistic and Statistical Modeling of Electric Power System for Risk Assessment of Power Transformer Failure in Power Grid under Short-Circuit Conditions]. *Visnyk Vinnyts'koho politekhnichnogo instytutu*, 2, 105–109 [in Ukrainian].
 51. Justo, C. D., Tafula, J. E., & Moura, P. (2022). Planning Sustainable Energy Systems in the Southern African Development Community: A Review of Power Systems Planning Approaches. *Energies*, 15(21), 7860. <https://doi.org/10.3390/en15217860>.
 52. Shiwen, Y., Hui, H., Chengzhi, W., Hao, G., & Hao, F. (2017). Review on Risk Assessment of Power System. *Procedia Computer Science*, 109, 1200–1205. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2017.05.399>.
 53. Janjic, A. D., & Popovic, D. S. (2007). Selective Maintenance Schedule of Distribution Networks Based on Risk Management Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(2), 597–604. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2007.894863>.