

АНАЛІЗ МЕТОДІВ І АЛГОРИТМІВ ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМНОЇ НАДІЙНОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМ В УМОВАХ КАСКАДНОГО РОЗВИТКУ ВІДМОВ

Отримано 01 сер. 2023; рекомендовано до публікації 20 вер. 2023
Доступно онлайн 25 вер. 2023

Є. І. Бардик, О. Л. Бондаренко, І. В. Заклюка,

Автор для кореспонденції: Євген Бадрик,
e-mail: bardik1953@gmail.com

Проаналізовано причини виникнення і механізми ескалації найбільш відомих системних аварій і каскадних відмов, що відбулися в різних країнах світу в останні десятиліття. Виділено три градації можливих змін станів в електроенергетичних системах (ЕЕС) з точки зору ризику виникнення аварії. За результатами аналізу послідовностей подій в умовах розвитку системних аварій сформований узагальнений сценарій каскадного процесу розвитку аварії. Запропоновано комплексний імовірісно-статистичний підхід і алгоритм для дослідження режимної надійності ЕЕС при відмовах електрообладнання і каскадного розвитку відмов, який ґрунтується на використанні ризику в якості показника надійності, що дає можливість визначити ресурс працездатності та імовірність відмови обладнання на інтервалі часу спостереження, оцінювати ризик розвитку каскадної аварії та рівень важкості кінцевих станів системи в умовах невизнаності інформації.

Ключові слова: режимна надійність, каскадна аварія, ризик, енергосистема, імовірність, статистичне моделювання.

канд. техн. наук, доцент.

<http://orcid.org/0000-0002-5776-1500>

аспірант.

<http://orcid.org/0000-0001-9444-8428>

аспірант.

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря
Сікорського», м. Київ.

ANALYSIS OF METHODS AND ALGORITHMS FOR STUDYING THE REGIME RELIABILITY OF POWER SYSTEMS IN CONDITIONS OF CASCADE FAILURE PROGRESSION

Received 01 Aug. 2023; accepted 20 Sept. 2023
Available online 25 Sept. 2023

Ye. Bardyk, O. Bondarenko, I. Zakliuka

Author for correspondence: Yevgen Badryk,
e-mail: bardik1953@gmail.com

The causes and escalation mechanisms of the most prominent systemic accidents and cascading failures that occurred in different countries around the world in the last decade have been analyzed.

Three gradations of possible state changes in electric power systems (EPS) from the perspective of the risk of accidents have been identified. Based on the results of the analysis of sequences of events in the conditions of the progression of system accidents, a generalized scenario of the cascading process of the progression of the accident was formed. Based on the results of the analysis of sequences of events in the conditions of the system failures progression, a generalized scenario of the cascading failure process has been formulated. A comprehensive probabilistic-statistical approach and algorithm for studying the regime reliability of EPS in the event of equipment failures and the progression of cascading failures have been proposed. This approach is grounded on the use of risk as a reliability indicator, enabling the determination of the operational resource and the probability of equipment failure within the observation time interval. It also allows for the assessment

Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof.

<http://orcid.org/0000-0002-5776-1500>

PhD student.

<http://orcid.org/0000-0001-9444-8428>

PhD student.

Institute of renewable energy, NAS Ukraine, Kyiv;
National Technical University of Ukraine «Igor
Sikorsky, Kyiv.

of the risk of cascading accidents and the severity level of the system's final states in conditions of information uncertainty.

Keywords: regime reliability, cascade failure, risk, power system, probability, statistical modeling.

Перелік використаних скорочень та позначень:

ЕЕС – електроенергетична система

АЕС – атомна електрична станція

КЗ – коротке замикання

ПЛ – повітряна лінія

ПС – підстанція

Вступ. Сучасні електроенергетичні системи України містять значну кількість різнотипного з різними характеристиками, режимами роботи та терміном експлуатації електрообладнання. При цьому частина одиниць електрообладнання може мати дефекти зі значним розвитком або великий загальний спрацьований ресурс працездатності. Це призводить до того, що існує висока імовірність їх відмови та в залежності від схемно-режимних умов функціонування до різних збитків внаслідок відмов електрообладнання. Аварійні ситуації, що виникають при відмовах електрообладнання, призводять до порушення динамічної стійкості енергосистем та вузлів навантаження ЕЕС за напругою, каскадному розвитку аварій і, як наслідок, до порушення технологічних процесів підприємств-споживачів та АЕС, що супроводжуються значними збитками [1 – 7]. Особливо небезпечними є знеструмлення споживачів власних потреб АЕС, оскільки може призвести до порушення ядерної безпеки станції [2]. Важливим фактором, що суттєво впливає на надійність функціонування ЕЕС також є збільшення терористичних атак на об'єкти енергетики, що на сьогодні є головною причиною каскадного розвитку аварій.

У зв'язку з цим важливими є питання на основі аналізу каскадних системних аварій, які відбулись за останні десятиріччя, визначення причин та механізмів розвитку каскадних процесів для вибору методів і розробки моделей дослідження режимної надійності ЕЕС.

Постановка завдання. Метою роботи є обґрунтування і вибір методу та розробка алгоритму аналізу режимної надійності ЕЕС при каскадному сценарію розвитку відмов. Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- проаналізувати фактори, які спричиняють каскадний розвиток аварій в ЕЕС та визначити причинно-наслідкові зв'язки подій і змінень стану ЕЕС в умовах каскадного розвитку подій;

- за результатами аналізу причин і послідовностей подій в умовах розвитку системних аварій, що відбулися в останні десятиріччя в ЕЕС різних країн сформувати узагальнені сценарії і схему каскадного процесу розвитку аварій;

- розробити структурну схему алгоритму розрахунку статичної режимної ЕЕС при складному характері розвитку аварійної ситуації;

- обґрунтувати та вибрати метод і математичну модель дослідження статичної режимної надійності ЕЕС на основі положень теорії ризику.

Виклад основного матеріалу. Сучасні ЕЕС повинні забезпечувати безперебійне електропостачання споживачів, котре іноді порушується за тими чи іншими причинами. До найбільш тривалих і важких наслідків можуть призвести аварії в результаті каскадних процесів, за яких виникає послідовне відключення елементів енергосистеми, викликаючи відключення одного або декількох елементів системи. В сучасних складних багатоелементних ЕЕС виникають тисячі та більше збурень за рік, які викликаються різними причинами: короткими замиканнями (КЗ) на електрообладнанні, відключення або перевантаження лінії електропередач, несправність систем управління та захисту, удари блискавки в обладнання енергосистеми, відмовами електрообладнання внаслідок незадовільного технічного стану, помилки обслуговуючого персоналу, лавина напруги, вихід з ладу обладнання, кібератаки, зниження частоти та інші [1, 5, 7]. Значна частка цих збурень усувається дією засобів релейного захисту і протиаварійної автоматики. Внаслідок відмов цих засобів, помилок персоналу та інших внутрішніх і зовнішніх факторів може виникати каскадний розвиток аварійної ситуації.

Задачі локалізації та ліквідації останньої покладаються на систему більш високого рівня. У випадку недостатньої ефективності останньої та за інших супутніх причин існує висока імовірність виникнення системної аварії іноді з катастрофічними наслідками для ЕЕС і споживачів (*blackout*) [7, 8].

Наразі об'єктивно існує невідповідність між зміненням структурних властивостей сучасних потужних електричних систем, що визначає змінення умов функціонування і динамічних властивостей з одного боку, і старими принципами та засобами управління з іншого [9, 10]. Динамічні властивості ЕЕС – це такі властивості, які в сукупності визначають характер її поведінки в аварійних режимах.

Нарощування такої невідповідності призводить до виникнення «слабких місць» в енергосистемі, погіршенню її керованості, зниженню надійності та ефективності функціонування. Вирішення цих протиріч потребує удосконалення принципів і систем керування, перш за все систем протиаварійного керування, а також розробки і реалізації принципів превентивного керування електрообладнанням та енергосистемою в цілому [9, 10].

У табл. 1 показано кількість відключень електропостачання, зареєстрованих по всьому світу у 2011 році [9-12]. Середня тривалість кожного відключення наведена в годинах в тій же таблиці. З табл. 1 видно, що попри меншу кількість відключень, зареєстрованих в Латинській Америці та Карибському басейні, середній час, витрачений на кожне відключення, було набагато більше, ніж в інших регіонах. У Південній Азії сталося близько 1200 відключень електропостачання з набагато меншою тривалістю.

Таблиця 1. Кількість відключень електропостачання, зафіксованих у різних частинах світу у 2011 році [9 – 12]

Table 1. Number of power outages recorded in different parts of the world in 2011 [9 – 12]

Регіон	Кількість відключень	Тривалість кожного відключення, (год.)
Східна Азія та Тихий океан	200	6,00
Східна Європа та Центральна Азія	100	6,50
Латинська Америка та Кариби	40	8,00
Близький Схід та Північна Африка	50	4,00
Південна Азія	1200	2,50
Африка південніше Сахари	210	7,50
Решта країн	250	5,00

На рис. 1 наведена статистика системних аварій в США за період 1991 – 2005 рр. звідки видно, що з часом кількість важких системних аварій і масштаби наслідків для споживачів з часом зростають [9]. Це підтверджує

актуальність аналізу подібних аварій і потребує розробки заходів для їх попередження, переривання розвитку й ліквідації.

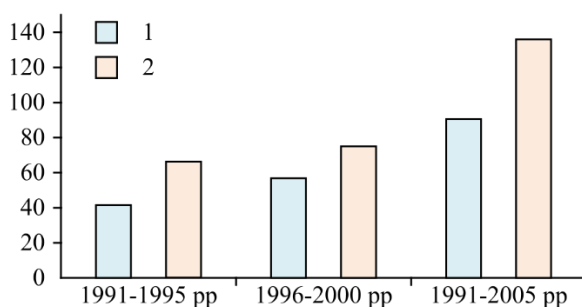


Рис. 1. Кількість важких системних аварій, що зачіпають 50000 і більше споживачів (1) і мають рівень аварійного споживачів, що відключаються, сумарною потужністю 100 МВт (2), в США за 1991 – 2005 рр.

Fig. 1. The number of severe systemic failures affecting 50,000 or more consumers (1) and having a cumulative power outage level of 100 MW (2) in the United States during 1991-2005

Зазвичай каскадні аварії мають системний характер і дії протиаварійної автоматики, оперативного персоналу направлені таким чином, щоби протистояти небажаному каскадному розвитку аварійної ситуації. Ретроспективний аналіз аварійних ситуацій, які супроводжуються великою кількістю різних за походженням подій, показує, що зазвичай можна виділити деякий ланцюг подій, який визначальним чином впливає на виникнення і розвиток аварійної ситуації.

Причини виникнення великих системних аварій. У табл. 2 наведені найбільш відомі системні аварії та каскадні відмови в цьому десятилітті. Крім того, наведена тривалість відсутності електропостачання в годинах для кожної системної аварії. Видно, що системна аварія, що сталася в Бангладеш 1 листопада 2014 року, має найбільшу тривалість – 24 год. [12]. Через відключення електропостачання в Індії 30 липня 2012 року постраждало найбільше число людей за всю історію (620 мільйонів). Більшість причин відключення електроенергії пов'язані з роботою, управлінням і захистом системи передачі.

Таблиця 2. Зафіксовані найсерйозніші порушення електропостачання в світі за це десятиліття

Table 2. Recorded most serious power supply disruptions worldwide over this decade

Країна / Регіон	Дата	Тривалість, (год.)	Постраждалі люди, (млн.)	Причини
Мексика та США	8 вересня 2011 р.	12	2,7	Відключення ПЛ

Бразилія	4 лютого 2011 р.	16	53	Відмова ПЛ і коливання потужності
Індія	30 липня 2012 р.	15	620	Перевантаження ПЛ
В'єтнам	22 травня 2013 р.	10	10	Кранівник
Філіппіни	6 серпня 2013 р.	12	8	Лавина напруги
Таїланд	2013	10	8	Удар блискавки
Бангладеш	1 листопада 2014 р.	24	150	Відключення ПС постійного струму
Пакистан	26 січня 2015 р.	2	140	Технічна несправність електростанції
Голландія	27 березня 2015 р.	1,5	1	Погані погодні умови
Туреччина	31 березня 2015 р.	4	70	Аварія в енергосистемі
Україна	21 листопада 2015 р.	6	1,2	Аварія в енергосистемі
Україна	23 грудня 2015 р.	6	230	Кібер-атака
Кенія	7 Червня 2016 р.	4	10	КЗ на вводах трансформатора через тварину
Шрі-Ланка	3 березня 2016 р.	16	10	Сильна гроза
Південна Австралія	28 вересня 2016 р.	6,1	1,7	Пошкодження штормом інфраструктури передачі та каскадні відмови
США (Нью-Йорк)	1 березня 2017 р.	11	21	Каскадна відмова в системі передачі
Уругвай	26 серпня 2017 р.	4	3,4	Погані погодні умови які призвели до каскадних відмов
США (південний схід)	10 вересня 2017 р.	5	7,6	Каскадні відмови
Судан	10 січня 2018 р.	24	41,5	Каскадні відмови
Азербайджан	3 липня 2018 р.	8	8	Несподівано високі температури
Бразилія	21 березня 2018 р.	1	10	Відмова ПЛ
Канада	20 грудня 2018 р.	4	0,6	Вітер швидкістю 100 (км/год.)

Аналіз практики експлуатації ЕЕС країн [13 – 18] показує, що всі найбільші системні аварії останнього часу, які відбулися в США (1997 р.), Канаді (2003 р.), Італії (2003 р.), викликані неповною відповідністю наявної системи підтримки надійності функціонування енергооб'єктів та енергооб'єднань новим ринковим умовам.

З точки зору ризику виникнення аварії можна виділити три градації змінення станів в ЕЕС, пов'язаних з процесом перерозподілу потоків активної та реактивної потужності, які залежать в основному від змінення напруги у вузлах: погіршення, покращення, незначне змінення стану, яке виявляється в зниженні, підвищенні та незначному змінненні запасів пропускної здатності основної мережі та резервів генеруючої потужності [9]. Кожна подія, а саме деякій причині, яка викликає або перешкоджає змінненню стану ЕЕС характеризується: імовірністю появи події; направленістю події на покращення або погіршення стану ЕЕС; системним ефектом події (силу впливу її на стан ЕЕС), тобто кількісну міру змінення стану ЕЕС під впливом події. Відповідно до вищевизначеного всі події, які відбуваються в ЕЕС можуть бути розділені на три групи [9, 13 – 16]. Кожна подія відповідає деякій причині, яка викликає або перешкоджає змінненню стану ЕЕС.

Випадкові події (група 1) до яких слід віднести:

– збурення – короткі замикання на ПЛ, а також обривання ліній, незаплановані комутації елементів ЕЕС, скидання/накидання навантаження чи генерації. Зазначені збурення викликають змінення стану ЕЕС;

– неправильні дії – хибне спрацювання релейного захисту і протиаварійної автоматики, помилкові перемикання виконані персоналом. Неправильні дії викликають погіршення стану ЕЕС;

– відмови – не спрацювання релейного захисту і протиаварійної автоматики, неприйняття персоналом необхідних дій для змінення стану ЕЕС. Відмови перешкоджають змінненню стану ЕЕС на яке направлені керуючі впливи (події групи 2).

Керуючі впливи (група 2, цілеспрямовані події). До цієї групи подій слід віднести правильні і успішні керуючі впливи при плановому змінненні стану ЕЕС або як відгук на події груп 1 і 3, які викликають покращення стану ЕЕС. В даному випадку виявляється локальний ефект події (змінення потужності елемента) оскільки керуючі впливи виробляються шляхом комутації конкретних генеруючих, навантажувальних і передавальних елементів ЕЕС. Як і випадкова подія, керуючі впливи опосередковано (через подію групи 3) співвідносяться зі змінненям стану ЕЕС в цілому в чому і проявляється її системний ефект.

Закономірні (природні) події (група 3) до яких відносять дії фізичних законів в ЕЕС, які виявляються у вигляді природної реакції ЕЕС на сукупність усіх попередніх подій. Закономірні події можуть викликати як погіршення, так і покращення стану ЕЕС, а також незначне зміння її стану. В якості прикладу локального ефекту природної

події може слугувати перевантаження ПЛ, прикладом системного ефекту – зміння напруги у вузлах ЕЕС.

На рис. 2 наведено причинно-наслідкові взаємозв'язки між описаними вище групами подій.

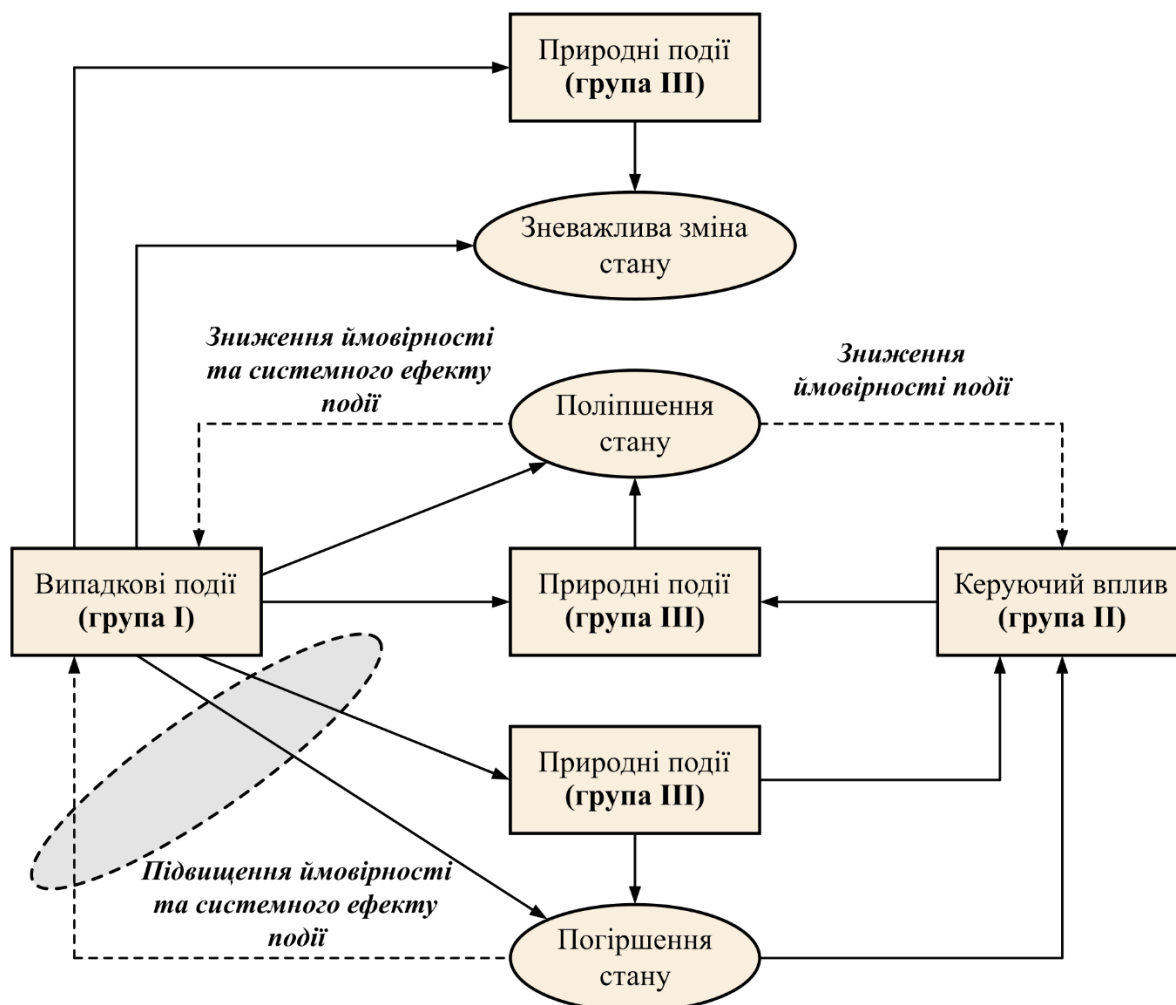


Рис. 2. Причинно-наслідкові зв'язки подій і змінень стану ЕЕС

Fig. 2. Cause-and-effect relationships between events and state changes in the EPS

Як видно з рис. 2 найбільш небезпечним (що збільшує ризик виникнення аварії) є сполучення подій групи 1 і погіршуючи стан ЕЕС події групи 3. Тобто тільки за такого сполучення можлива поява причинно-наслідкового циклу подій, який в часі і є процесом каскадного погіршення стану ЕЕС (тобто каскадного розвитку аварійної ситуації).

Виникнення такого небезпечного циклу означає, що послідовність подій в деякий час функціонування призвела ЕЕС до деякого граничного стану, коли чергова подія стає тригерною – тобто подією, яка ініціює некерований каскадний процес подальших подій з катастрофічними наслідками, що і є системною аварією. Розглянута

тригерна подія розділяє період розвитку ситуації на дві частини: накопичення подій (не обов'язково таких, що викликають каскадну аварію) і послідовність (ланцюг) подій, направлених на погашення ЕЕС [9, 13 – 16].

За результатами аналізу послідовностей подій в умовах розвитку системних аварій, що відбулися в останні десятиріччя в ЕЕС різних країн сформований узагальнений сценарій каскадного процесу розвитку аварії, який містить циклічно повторюване зміння стану системи [12 – 15] (рис. 3). Для короткого пояснення кожного з позначених на рис. 3 станів та переходів між ними, як приклад нижче наведено дані джерел відносно деяких недавніх аварій в енергосистемах світу.

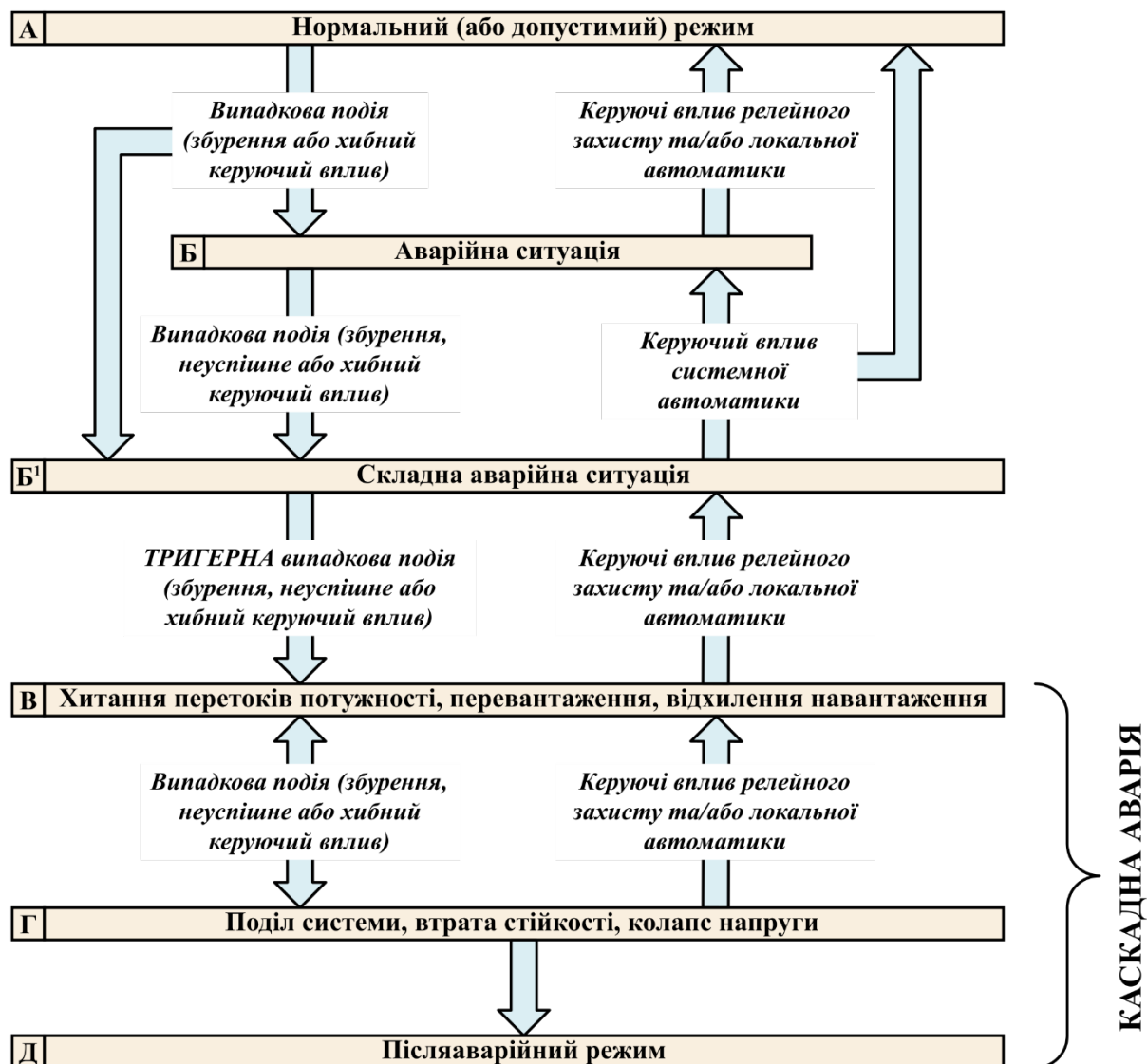


Рис. 3. Узагальнений сценарій розвитку аварії в ЕЕС

Fig. 3. Generalized scenario of accident progression in the EPS

- італійська – аварія в ЕЕС Італії 28 вересня 2003 р. [19];
- американська – аварія в ЕЕС США і Канади 14 серпня 2003 р. [17, 18, 20];
- скандинавська – аварія в ЕЕС південної частини Швеції та західної частини Данії 23 вересня 2003 р. [21];
- московська – аварія в московському енерговузлі 24-25 травня 2005 р. [9].

Нормальний (доаварійний) або допустимий стан системи. В таких станах параметри режиму знаходяться в допустимих межах. Разом з цим для недавніх аварій в системах в доаварійному режимі спостерігались помітні відхилення параметрів, які не були аварійними, але потенційно ослабляли систему.

Такими відхиленнями були:

- для італійської аварії – незаплановане перевищення передачі потужності зі Швейцарії в Італію;
- для американської аварії – високе електроспоживання, великі потоки потужності, зниження напруги, а також змінення частоти;

– для московської аварії – підвищене електроспоживання (повітряними кондиціонерами) внаслідок незвичайно спекотної погоди.

Крім того, в американському та італійському сценаріях в день аварії виконувались планові ремонти генераторів і обладнання ліній електропередачі.

Аварійна ситуація. Перед початком аварій енергосистеми були додатково послаблені в результаті низки подій, а саме:

- для італійської аварії – відключення лінії 380 кВ Метлен-Лаворго у Швейцарії;
- для американської аварії – відключення лінії електропередачі в Індіані, енергоблока на електростанції Істлейк-5 і лінії 345 кВ Стюарт-Атланта в Огайо;

– для скандинавської аварії – відключення енергоблока атомної електростанції Оскаршамі;

– для московської аварії – функціонування підстанції Чагіно зі зниженою потужністю внаслідок аварійних ремонтів основного обладнання.

В певний момент розвитку аварійної ситуації виникла тригерна подія. Для розглядаємих аварій такими подіями є:

– для італійської аварії – відключення лінії Сільц-Соазза;

– для американської аварії – відключення лінії 345 кВ Хардінг-Чамберлін в Огайо;

– для скандинавської аварії – відключення двох систем шин на підстанції 400 кВ Horred;

– для московської аварії – відключення ліній, які відходять від підстанції Очаково.

Тригерна подія відділяє період акумулювання багаторазових «непрямих» (не викликаючи безпосередньо аварію) факторів від послідовності подій, представляючи безпосередньо хід аварії та маючих явну причинно-наслідковий зв'язок з послідовними фазами аварії. На початкових стадіях каскадний процес розвивається відносно повільно, а в ході розвитку аварії – прискорюється.

Тригерне і наступні події каскадного розвитку аварії викликають значні коливання (хитання) потужності, що передається по лініях, перевантаження ліній і проблеми з напругою. Це в свою чергу викликає подальші події аварійної послідовності (включаючи відхилення частоти на наступних стадіях розвитку аварії). Пристрої релейного

Наразі існує достатня кількість досліджень, присвячених розробці та дослідженню цих моделей і відповідного програмного забезпечення, що дозволяє достатньо детально відтворювати в часі реальні аварійні процеси в складних ЕЕС [1, 2, 22 – 24]. Відмови основного силового і комутаційного обладнання, відмови РЗ і ПА, а також помилки диспетчерського та оперативного персоналу мають об'єктивну імовірнісну природу [1, 2, 23, 24]. Тому доцільним є задавати їх при дослідженні аварійних ситуацій каскадного характеру відповідними імовірнісними характеристиками. Слід зазначити, що в умовах реальної відсутності статистики помилок диспетчерського та оперативного персоналу можливо два підходи до моделювання цього фактора: сценарного і з представленням імовірностей таких помилок діапазоном значень.

Відповідно до [1, 2, 23] режимна надійність ЕЕС розуміється як властивість системи зберігати задані режими функціонування при зміні умов, відмовах елементів і раптових збуреннях.

Розрізняють статичну і динамічну режимну надійність [1, 2, 23, 24]. При оцінці статичної режимної надійності не враховуються динамічні перехідні процеси в ЕЕС, модель системи обмежується рівняннями сталих режимів.

захисту діють як безпосередньо (при високих перетоках потужності або низьких напругах внаслідок КЗ), так і опосередковано – коли проблеми системи приводять до реальних коротких замикань або нестійкості. Релейний захист ізолює елемент (або групу елементів) системи від решти її частин (наприклад відключає лінії, трансформатори, генератори). Цей процес може супроводжуватись втратою деякого навантаження, що в свою чергу, знову викличе хитання потужності, перевантаження, проблеми з напругою і т.д. На подальших стадіях процесу розвитку аварії може виникати неконтрольоване розділення системи, втрата динамічної стійкості та колапс напруги та частоти. В результаті може бути втрачено значну частку навантаження. Пройшовши низку послідовних фаз цей режим є відправною точкою відновлення системи.

З урахуванням актуальності аналізу каскадних аварій в ЕЕС і визначення заходів щодо зниження ризику їх небажаного розвитку важливою задачею є адекватне врахування основних факторів впливу при моделюванні таких аварій. На рис. 4 наведено узагальнену схему розвитку каскадних системних аварій в сучасних ЕЕС.

Динаміка поведінки ЕЕС в аварійних ситуаціях каскадного характеру всякий раз носить індивідуальні особливості, які залежать від властивостей конкретної системи, її режимів, місць і важкості збурень, ефективності систем керування. З урахуванням викладених вище особливостей каскадного розвитку аварійних процесів можна сформулювати вимоги до математичних моделей для дослідження таких складних процесів.

В межах розглядаємої роботи розглядаються питання, які стосуються статичної режимної надійності ЕЕС.

Поширеним критерієм режимної надійності є критерій $n - 1$ [1, 24 – 26], відповідно до якого виконується оцінка наслідків відмови будь-якого силового елемента ЕЕС – генератора, лінії, трансформатора та ін. При цьому ймовірність відмови силового елемента може враховуватися або не враховуватися. У закордонній практиці критерії $n - 1$ або $n - 2$ розглядаються зазвичай без урахування дії протиаварійної автоматики; для умов України внаслідок наявності довгих ліній з обмеженою пропускною здатністю більш прийнятним є трактування цих критеріїв з урахуванням дії протиаварійної автоматики [24 – 26]. У [26] розглядається облік невизначеності навантажень у вузлах ЕЕС при використанні критеріїв $n - 1$ або $n - 2$, і завдання вирішується шляхом моделювання станів системи методом Монте-Карло.

У загальному випадку при моделюванні первинних збурень відповідно до критеріїв $n - 1$ або $n - 2$ враховується можливість розвитку аварії внаслідок перевантажень елементів, неприпустимого зниження напруг і роботи захисту та автоматики внаслідок зазначених причин. Ймовірності відмов пристроїв захисту та автоматики можуть не враховуватися або враховуватися. Викладені фактори розглядаються при дослідженні як статичної, так і динамічної режимної надійності.

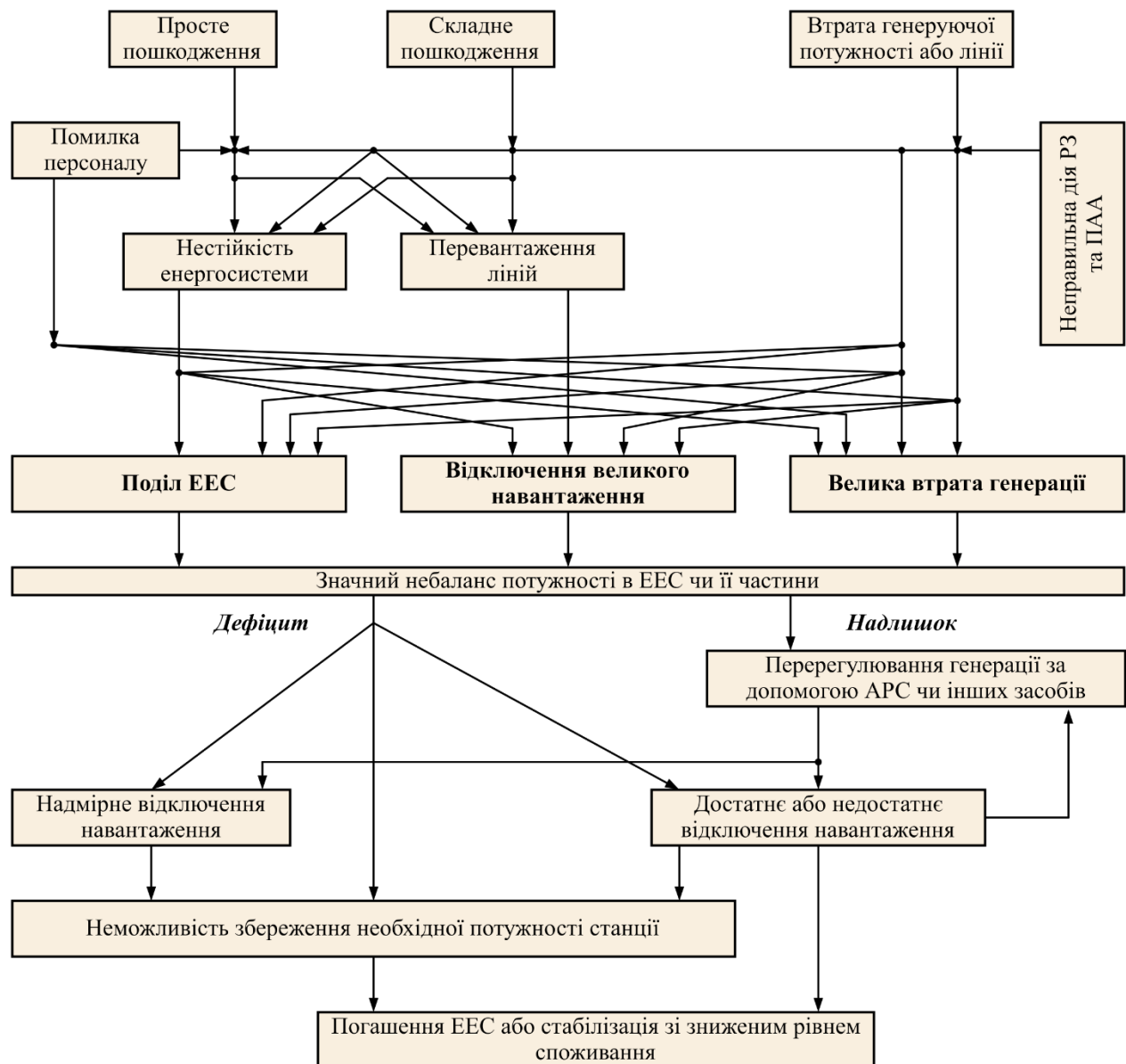


Рис. 4. Узагальнена схема розвитку аварії в ЕЕС

Fig. 4. Generalized scheme of accident progression in the EPS

Одним з підходів до оцінки статичної режимної надійності ЕЕС є підхід, пов'язаний з розрахунком послідовності сталих режимів при моделюванні каскадного розвитку відмов [1 – 3]. Розглянемо алгоритм такої послідовності розрахунків на прикладі роботи [1 – 3] у вигляді наступних кроків.

1. При вихідному сталому режимі відбувається відмова одного з мережевих елементів (лінії, трансформатора, відкритого розподільного пристрою підстанції з відключенням всіх приєднаних до нього елементів). Якщо при цьому не відбувається порушення статичної стійкості ЕЕС, або перевантаження по струму елементів які залишилися в роботі, або неприпустимого зниження напруги в окремих вузлах мережі, то така первинна відмова не викликає каскадного відключення інших елементів мережі.

2. Первинна відмова одного з мережевих елементів призводить до порушення статичної стійкості ЕЕС, або перевантаження будь-яких елементів які залишилися в роботі, або глибокого зниження напруги. В цьому випадку моделюється каскадне відключення перевантажених ліній і вузлів з неприпустимо низькою напругою, з відключенням частини навантажень і генеруючих потужностей.

3. Після відключення цих елементів мережі проводиться новий розрахунок усталеного режиму з оцінкою його статичної або термічної стійкості та при їх порушенні – відключення перевантажених елементів мережі з втратою частини навантажень і генерації подібно попередньому.

4. Розрахунки повторюються до тих пір, поки система не розділиться на ізолювано що працюють частини, і

залишилися в роботі елементи не будуть працювати в допустимому режимі.

В якості інтегрального показника функціонування об'єктів енергетики часто використовують показник ризику [1, 27 – 30]. В останні десятиріччя для прийняття ефективних рішень щодо стратегії управління режимами ЕЕС в промислово розвинених країнах використовують стратегію ризик-менеджменту [1, 2, 28].

$$p_l(D_l) = \sum_{i,j} q_i \prod_{j \neq i} p_j, \quad l = \overline{1, L}, \quad (1)$$

де $p_l(D_l)$ – ймовірність дефіциту потужності величиною D_l в розглянутому стані l системи; q_i – ймовірність відмови елемента або захисту; p_j – ймовірність безвідмовної роботи елемента або захисту; i, j – номери елементів ЕЕС.

У загальному випадку при каскадному розвитку первинної відмови враховуються ймовірності відмов захистів, що відключають елементи мережі при неприпустимих параметрах їх режиму [2]. При цьому ймовірності станів системи в результаті каскадних відмов з урахуванням незалежності відповідних випадкових подій визначаються за формулою [30]:

Як показник для оцінки режимної надійності в даному випадку часто використовується показник ризику, який визначається за формулою [26, 30]:

$$R_k = \sum_{l=1}^L p_l(D_l) \cdot D_l, \quad k = \overline{1, K}, \quad (2)$$

де K – кількість первинних відмов.

В [1, 2] дана модифікація оцінки ризику з урахуванням питомого збитку від раптовості дефіциту потужності для конкретних споживачів:

$$R_{ky} = \sum_{l=1}^L p_l(D_l) \cdot \sum_{i=1}^n D_l \cdot y_{vni}, \quad k = \overline{1, K}, \quad (3)$$

де n – число вузлів схеми розподільної електричної мережі, решта позначень відповідають.

Висновки. 1. Проаналізовано причини та механізми розвитку найбільш важких системних аварій, які виникали в сучасних ЕЕС.

2. За результатами аналізу послідовностей подій в умовах розвитку системних аварій, що відбулися в останні десятиріччя в ЕЕС різних країн сформований узагальнений сценарій каскадного процесу розвитку аварії.

3. Для оцінки статичної режимної надійності ЕЕС запропоновано підхід, пов'язаний з розрахунком статистичним моделюванням за критерієм $n - 1$ послідовності сталих режимів при моделюванні каскадного розвитку відмов обладнання.

4. Наведено аналітичні залежності для визначення ймовірності станів системи в результаті каскадних відмов та ризику як інтегрального показника оцінки режимної надійності.

ПОСИЛАННЯ

1. 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*. 2019. № 2(16). С. 105-117.

2. Костерев М. В., Бардик Є. І. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем. Київ : НТУУ «КПІ», 2010. 131 с.

3. An integrated framework for power and ICT system risk-based security assessment / E. Ciapessoni et al. 2013 *IEEE Grenoble PowerTech*, Grenoble, 16–20 June 2013. 2013. URL: <https://doi.org/10.1109/ptc.2013.6652182>.

4. 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>.

5. 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>.

6. Dobson I., Newman D. E. Cascading blackout overall structure and some implications for sampling and mitigation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2017. Vol. 86. P. 29–32. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.09.006>.

7. Distributed Accommodation for Distributed Generation – From the View of Power System Blackouts / B. Liu et al. *Communications in Computer and Information*

- Science*. Singapore, 2018. P. 236–246.
URL: https://doi.org/10.1007/978-981-13-2381-2_22.
8. Wu Y.-K., Chang S. M., Hu Y.-L. Literature Review of Power System Blackouts. *Energy Procedia*. 2017. Vol. 141. P. 428–431. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.055>.
9. 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>.
10. Phuangpornpitak N., Tia S. Opportunities and Challenges of Integrating Renewable Energy in Smart Grid System. *Energy Procedia*. 2013. Vol. 34. P. 282–290. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.756>.
11. Marwat I., Khan F., Rehman A. Avoidance of blackout using Automatic node switching technique through ETAP. *Int. J. Sci. Eng. Res.* 2017. Vol. 10. P. 715–720.
12. Frequency transient analysis of countrywide blackout of Bangladesh Power System on 1st November, 2014 / M. A. Kabir et al. *2015 International Conference on Advances in Electrical Engineering (ICAEE)*, Dhaka, 17–19 December 2015. 2015. URL: <https://doi.org/10.1109/icaee.2015.7506847>.
13. Veloza O. P., Santamaria F. Analysis of major blackouts from 2003 to 2015: Classification of incidents and review of main causes. *The Electricity Journal*. 2016. Vol. 29, no. 7. P. 42–49.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2016.08.006>.
14. Pourbeik P., Kundur P. S., Taylor C. W. The anatomy of a power grid blackout - Root causes and dynamics of recent major blackouts. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2006. Vol. 4, no. 5. P. 22–29.
URL: <https://doi.org/10.1109/mpae.2006.1687814>.
15. Atputharajah A., Saha T. K. Power system blackouts - literature review. *2009 International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS)*, Peradeniya, Sri Lanka, 28–31 December 2009. 2009.
URL: <https://doi.org/10.1109/iciinf.2009.5429818>.
16. Atputharajah A., Saha T. K. Power system blackouts - literature review. *2009 International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS)*, Peradeniya, Sri Lanka, 28–31 December 2009. 2009.
URL: <https://doi.org/10.1109/iciinf.2009.5429818>.
17. Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic Performance / G. Andersson et al. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2005. Vol. 20, no. 4. P. 1922–1928. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2005.857942>.
18. U.S.-Canada Power System Outage Task Force. Final report on the August 14, 2003 blackout in the United States and Canada: Causes and recommendations. Ottawa : Natural Resources Canada, 2004. 228 p.
19. Berizzi A. The Italian 2003 blackout. *2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Denver, CO, USA. URL: <https://doi.org/10.1109/pes.2004.1373159>.
20. Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic Performance / G. Andersson et al. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2005. Vol. 20, no. 4. P. 1922–1928. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2005.857942>.
21. Larsson S., Ek E. The black-out in southern Sweden and eastern Denmark, September 23, 2003. *2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Denver, CO, USA. URL: <https://doi.org/10.1109/pes.2004.1373158>.
22. A Survey on Power System Blackout and Cascading Events: Research Motivations and Challenges / H. Haes Alhelou et al. *Energies*. 2019. Vol. 12, no. 4. P. 682. URL: <https://doi.org/10.3390/en12040682>.
23. Dobson I., Newman D. E. Cascading blackout overall structure and some implications for sampling and mitigation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2017. Vol. 86. P. 29–32.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.09.006>.
24. 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>.
25. 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>.
26. Goerdin S. A. V., Smit J. J., Mehairjan R. P. Y. Monte Carlo simulation applied to support risk-based decision making in electricity distribution networks. *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, Netherlands, 29 June – 2 July 2015. 2015. URL: <https://doi.org/10.1109/ptc.2015.7232494>.
27. Li W. Risk assessment of power systems: Models, methods, and applications. Piscataway, NJ : IEEE Press, 2005. 325 p.
28. Escalera A., Hayes B., Prodanović M. A survey of reliability assessment techniques for modern distribution networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 91. P. 344–357.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.031>.
29. 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>.
30. A Review of Risk Assessment Methods for Power System / L. Zhao et al. *MATEC Web of Conferences*. 2017. Vol. 139. P. 00175. URL: <https://doi.org/10.1051/matecconf/201713900175>.
- ## REFERENCES
1. Bardyk Ye, and Bondarenko O. Otsinka rezhymnoi nadiinosti elektroenerhetychnoi systemy na osnovi vyznachennia indeksu ryzyku pry vidmovakh vuzliv navantazhennia z vidpovidalnymy 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*. 2019. no. 2(16). pp. 105–117.
 2. Bardyk E. I., Kosterev M. V. Pytannia pobudovy nechitkykh modelei 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», 2010, 131 pp.
 3. An integrated framework for power and ICT system risk-based security assessment / E. Ciapessoni et al. 2013 *IEEE Grenoble PowerTech*, Grenoble, 16–20 June 2013. 2013. URL: <https://doi.org/10.1109/ptc.2013.6652182>.
 4. Review on Risk Assessment of Power System / Y. Shiuwen et al. *Procedia Computer Science*. 2017. Vol. 109. P. 1200–1205. URL: <https://doi.org/10.1016/j.procs.2017.05.399>.
 5. 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>.
 6. Dobson I., Newman D. E. Cascading blackout overall structure and some implications for sampling and mitigation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2017. Vol. 86. P. 29–32. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.09.006>.
 7. Distributed Accommodation for Distributed Generation – From the View of Power System Blackouts / B. Liu et al. *Communications in Computer and Information Science*. Singapore, 2018. P. 236–246. URL: https://doi.org/10.1007/978-981-13-2381-2_22.
 8. Wu Y.-K., Chang S. M., Hu Y.-L. Literature Review of Power System Blackouts. *Energy Procedia*. 2017. Vol. 141. P. 428–431. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.055>.
 9. 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>.
 10. Phuangpornpitak N., Tia S. Opportunities and Challenges of Integrating Renewable Energy in Smart Grid System. *Energy Procedia*. 2013. Vol. 34. P. 282–290. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.756>.
 11. Marwat I., Khan F., Rehman A. Avoidance of blackout using Automatic node switching technique through ETAP. *Int. J. Sci. Eng. Res*. 2017. Vol. 10. P. 715–720.
 12. Frequency transient analysis of countrywide blackout of Bangladesh Power System on 1st November, 2014 / M. A. Kabir et al. 2015 *International Conference on Advances in Electrical Engineering (ICAEE)*, Dhaka, 17–19 December 2015. 2015. URL: <https://doi.org/10.1109/icaee.2015.7506847>.
 13. Veloza O. P., Santamaria F. Analysis of major blackouts from 2003 to 2015: Classification of incidents and review of main causes. *The Electricity Journal*. 2016. Vol. 29, no. 7. P. 42–49. URL: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2016.08.006>.
 14. Pourbeik P., Kundur P. S., Taylor C. W. The anatomy of a power grid blackout - Root causes and dynamics of recent major blackouts. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2006. Vol. 4, no. 5. P. 22–29. URL: <https://doi.org/10.1109/mpae.2006.1687814>.
 15. Atputharajah A., Saha T. K. Power system blackouts - literature review. 2009 *International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS)*, Peradeniya, Sri Lanka, 28–31 December 2009. 2009. URL: <https://doi.org/10.1109/iciinfs.2009.5429818>.
 16. Atputharajah A., Saha T. K. Power system blackouts - literature review. 2009 *International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS)*, Peradeniya, Sri Lanka, 28–31 December 2009. 2009. URL: <https://doi.org/10.1109/iciinfs.2009.5429818>.
 17. Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic Performance / G. Andersson et al. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2005. Vol. 20, no. 4. P. 1922–1928. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2005.857942>.
 18. U.S.-Canada Power System Outage Task Force. Final report on the August 14, 2003 blackout in the United States and Canada: Causes and recommendations. Ottawa : Natural Resources Canada, 2004. 228 p.
 19. Berizzi A. The Italian 2003 blackout. 2004 *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Denver, CO, USA. URL: <https://doi.org/10.1109/pes.2004.1373159>.
 20. Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic Performance / G. Andersson et al. *IEEE*

- Transactions on Power Systems*. 2005. Vol. 20, no. 4. P. 1922–1928. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2005.857942>.
21. Larsson S., Ek E. The black-out in southern Sweden and eastern Denmark, September 23, 2003. *2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Denver, CO, USA. URL: <https://doi.org/10.1109/pes.2004.1373158>.
22. A Survey on Power System Blackout and Cascading Events: Research Motivations and Challenges / H. Haes Alhelou et al. *Energies*. 2019. Vol. 12, no. 4. P. 682. URL: <https://doi.org/10.3390/en12040682>.
23. Dobson I., Newman D. E. Cascading blackout overall structure and some implications for sampling and mitigation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2017. Vol. 86. P. 29–32. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.09.006>.
24. 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>.
25. Overview of power system operational reliability / Yuzhang 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>.
26. Goerdin S. A. V., Smit J. J., Mehairjan R. P. Y. Monte Carlo simulation applied to support risk-based decision making in electricity distribution networks. *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, Netherlands, 29 June – 2 July 2015. 2015. URL: <https://doi.org/10.1109/ptc.2015.7232494>.
27. Li W. Risk assessment of power systems: Models, methods, and applications. Piscataway, NJ : IEEE Press, 2005. 325 p.
28. Escalera A., Hayes B., Prodanović M. A survey of reliability assessment techniques for modern distribution networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 91. P. 344–357. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.031>.
29. 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>.
30. A Review of Risk Assessment Methods for Power System / L. Zhao et al. *MATEC Web of Conferences*. 2017. Vol. 139. P. 00175. URL: <https://doi.org/10.1051/mateconf/201713900175>.