

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Міністерство освіти і науки України

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Заклюка Ігор В'ячеславович

УДК 621.311

ДИСЕРТАЦІЯ

**Управління експлуатаційним ризиком у підсистемі електроенергетичної
системи в умовах змінення технічного стану електрообладнання та
повітряних ліній**

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

14 – Електрична інженерія

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

_____ І. В. Заклюка

Науковий керівник: Бардик Євген Іванович, канд. техн. наук, доцент

Київ – 2026

АНОТАЦІЯ

Заклюка І.В. Управління експлуатаційним ризиком у підсистемі електроенергетичної системи в умовах змінення технічного стану електрообладнання та повітряних ліній. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, 2026.

У цій дисертаційній роботі розглядаються питання зі створення нових та покращення наявних математичних моделей та методик для діагностики технічного стану і визначення ресурсу працездатності повітряних ліній енергосистем, прийняття рішень щодо визначення пріоритету виведення з експлуатації ПЛ, розробки моделей розподілу річного виділеного енергокомпанією ремонтно-експлуатаційного фонду для задач управління експлуатацією і сегментації парку обладнання енергосистеми.

У першому розділі проведено аналіз особливостей функціонування та поточного етапу реформ вітчизняної електроенергетичної сфери, розглянуті проблеми та завдання подальшого розвитку електромережевого комплексу України на фоні швидкого старіння електрообладнання та повітряних ліній, а також перспективи переходу до інтелектуальних технологій в енергетиці.

Встановлено, що з розвитком ринкових відносин у сфері електроенергетики ключовим завданням є підтримання необхідного рівня надійності електропостачання споживачів. Виявлено, що в умовах новітніх реалій, на надійність електроенергетичної системи (ЕЕС) України найбільше впливають такі ключові фактори, як лібералізація електроенергетики та важкий режим роботи електрообладнання, яке працює в умовах ринкових відносин; значне зростання частки обладнання з виробленим ресурсом працездатності і низькими темпами

його оновлення; збільшення частки відновлювані джерела енергії; збільшення ймовірності терористичних атак зовні на ключові об'єкти електроенергетики, які можуть призвести до порушення стабільності енергосистем та каскадного розвитку аварій.

Наведено узагальнену характеристику стану та технологічних порушень силового і комутаційного обладнання, а також повітряних ліній енергосистем. Аналіз статистичних даних відмов електрообладнання та ПЛ виявив, що суттєва частина обладнання має великий термін напрацювання, що збільшує ймовірність його відмов. З'ясовано те, що повітряні лінії мають найвищу частку відмов, що значною мірою впливає на ризик порушення нормальної роботи, зокрема, втрати стійкості енергосистеми. Це вимагає першочергового знаходження ресурсу працездатності та складання прогнозу щодо ризику можливих відмов.

Проаналізовано особливості режимів роботи ЕЕС України і світу при відмовах електрообладнання і ПЛ в умовах каскадного розвитку аварій. На основі аналізу причин і сценаріїв розвитку системних аварій, які трапилися у світі протягом минулих десятиріч, встановлено основні причини їх виникнення. Виділено етапи можливих змін станів в ЕЕС з точки зору ризику виникнення аварії та запропоновано і наведено узагальнений сценарій розвитку аварії в ЕЕС.

Проведено поглиблений аналіз сучасних стратегій ТО, які застосовуються в світовій практиці. Орієнтуючись на вище розглянуті стратегії встановлено, що новим напрямком в розвитку системи ТО та ремонту електрообладнання і ПЛ України слід вважати розробку підходів, які засновані на індивідуальному спостереженні за реальними змінами ТС в процесі експлуатації і врахуванні схемно-режимних умов роботи. Обґрунтована необхідність розробки методів та засобів отримання діагностичної інформації, а також моделей оцінки ТС ПЛ.

Розглянуто питання застосування стратегії ризик-менеджменту для управління експлуатацією ЕЕС. Встановлено, що використання цієї стратегії дає змогу здійснити детальний аналіз причинно-наслідкових зв'язків між технічним станом електричного обладнання та аварійними режимами в електроенергетичній системі, а також визначити загальний показник ефективності роботи

електроенергетичної системи у різноманітних аварійних ситуаціях, які спричинені відмовами обладнання.

Обґрунтовано використання показника ризику як основного критерію для аналізу аварійних режимів енергосистем. Враховуючи важливість показника індексу ризику функціонування ЕЕС в частині виділення коштів на ТО і Р чи оновлення обладнання як одного з критеріїв, проведено аналіз і наведено опис методів оцінки ймовірності появи аварійних ситуацій в системі внаслідок відмов або виведенні з роботи електричного обладнання, зокрема застосування критерію « $n - 1$ ».

У другому розділі представлено комплексну лінгвістичну математичну модель повітряної лінії для оцінки ресурсу працездатності і ймовірності відмови. Використовуючи проведений аналіз, було обґрунтовано потребу у розробці моделей для оцінки технічного стану, спрацьованого ресурсу та ймовірності відмов електрообладнання для розв'язання задач оцінки ризику порушення нормального функціонування ЕЕС, оптимального розподілу коштів на ТО і Р та заміну обладнання, зокрема повітряних ліній.

Встановлено, що при розробці моделей і методів для достовірної оцінки й прогнозування ТС повітряних ліній електропередачі найбільш ефективними підходами є такі, які ґрунтуються на використанні штучного інтелекту. Застосування штучного інтелекту під час оцінки і прогнозування ТС ґрунтується на сполученні теорії нечіткої логіки, статистичних і ймовірнісних методів, нейронних мереж та генетичних алгоритмів. Тому, застосування нечіткої логіки для розробки комплексної математичної моделі, яка дозволяє визначити ресурс працездатності та ймовірності відмови ПЛ є досить обґрунтованим і необхідним.

Враховуючи, що задачі побудови комплексних математичних моделей діагностування технічного стану об'єктивно відносяться до категорії погано формалізованих та слабо структурованих задач, доведено потребу у створенні та застосуванні таких нових моделей ПЛ. Ці моделі повинні дозволяти інтеграцію різноманітної інформації про об'єкт, включаючи суб'єктивні дані експертів, в єдину форму.

Розроблено комплексну лінгвістичну математичну модель повітряної лінії для оцінки ресурсу працездатності та ймовірності відмови, що базуються на застосуванні інформації про ключові параметри ТС та ступеня важливості індивідуальних функціональних вузлів. Презентовані лінгвістичні математичні моделі ПЛ дозволяють визначити ймовірність відмови на інтервалі часу спостереження та визначити ризик порушення нормального режиму енергосистеми при відмовах та виводі електрообладнання і повітряних ліній з роботи.

У третьому розділі представлено математичні моделі розподілу ремонтно-експлуатаційних та інвестиційних витрат на заміну електрообладнання і ПЛ енергокомпанії. Визначено, що технічне обслуговування та ремонт електрообладнання електричних мереж енергосистем є одним з головних засобів для забезпечення надійності електропостачання споживачів, при цьому, стратегія профілактичного обслуговування є однією з найбільш ефективних стратегій ТО і Р.

Встановлено, що на сьогоднішній день не існує єдиного методичного підходу щодо розподілу ремонтно-експлуатаційних та інноваційних витрат на заміну обладнання енергокомпанії з урахуванням усіх найбільш важливих експлуатаційних факторів, що не дозволяє визначити ефективність прийнятої стратегії управління експлуатацією обладнання та розробити способи її корегування.

Обґрунтована необхідність розробки комплексної математичної моделі та відповідного програмного забезпечення для оптимального розподілу річного виділеного енергокомпанією ремонтно-експлуатаційного і інвестиційного фонду для задач управління експлуатацією ЕЕС з урахуванням найбільш важливих факторів впливу. Для вирішення даних задач побудована узагальнена балансова модель рознесення витрат за групами і одиницями електрообладнання, визначені фактори впливу та отримані моделі для розрахунку коефіцієнтів часткової участі електрообладнання у формуванні витрат на його ремонт, експлуатацію і можливу заміну за кожним з виділених факторів.

Для агрегованої оцінки ступеню значущості одиниць і груп електрообладнання в частині розподілу ремонтно-експлуатаційних та інвестиційних витрат на заміну обладнання енергокомпанії розроблена лінгвістична математична модель. Побудовані математичні моделі і алгоритми оптимального вибору варіантів розподілу витрат на ТО і Р та заміну обладнання енергокомпанії.

За допомогою розробленого математичного та програмного забезпечення проведено розрахунок розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат енергокомпанії відповідно до поточних технічних характеристик обладнання та проведена оцінка ефективності оновлення обраного парку обладнання.

В четвертому розділі вирішуються задачі сегментації експлуатуємого парку електрообладнання та повітряних ліній енергокомпанії. Проведений аналіз показав, що мінімізація ризику порушення нормального режиму ЕЕС при відмовах обладнання в межах ЕЕС енергокомпанії, яка містить сотні одиниць різнорідного електрообладнання і ПЛ різних класів напруг, можлива, за рахунок, в першу чергу оптимального розподілу виділених обмежених інвестиційних ресурсів на обслуговування, ремонт та заміну обладнання. Обґрунтовано необхідність сегментації наявного парку електрообладнання і повітряних ліній енергокомпаній за терміном експлуатації та за оціненим фактичним технічним станом. Встановлено, що питання розподілу фінансів на ТО і Р, а також прийняття рішень щодо виведення з експлуатації обладнання повинно ґрунтуватись на комплексному підході з урахуванням результатів як оцінки та ранжування технічного стану так і впливу відмови чи виведення з експлуатації об'єкта на режим роботи енергосистеми.

Сформовано перелік ознак за якими визначався по нечіткій моделі комплексний агрегований показник, що характеризує значущість об'єкта в задачі оптимального розподілу витрат на ТО і Р та заміну електрообладнання і за яким необхідно виконати групування наявного парку електрообладнання. Проаналізовано існуючі підходи і методи групування наявного парку електрообладнання та обґрунтована доцільність і ефективність застосування

методів штучного інтелекту, зокрема, кластерного аналізу для вирішення задач сегментації об'єктів підсистеми ЕЕС. Розглянуто основні особливості застосування алгоритмів чіткої і нечіткої кластеризації парку електрообладнання методом k-середніх.

Виконана оцінка ризику виникнення аварійної ситуації в підсистемі ЕЕС енергокомпанії у випадку відмов, планового чи позапланового виводу з роботи електрообладнання і ПЛ. З використанням розроблених спеціальних програмних засобів була проведена сегментація парку електрообладнання підсистеми ЕЕС і визначені групи електрообладнання і ПЛ з підвищеним ризиком експлуатації.

У п'ятому розділі розглядається задачі моделювання та аналізу режимної надійності підсистем енергетичної системи, зокрема моделювання і оцінка ризику порушення нормального режиму, при відмовах та виведенні з роботи ПЛ та оптимального розподілу обмежених виділених річних коштів на ТО і Р та заміну обладнання енергокомпанії.

Показано, що отримання достовірної кількісної оцінки ризику виникнення аварійної ситуації в енергосистемі при відмовах електрообладнання можливе лише за умови існування адекватних моделей для діагностики ТС, визначення ресурсу працездатності та ймовірності відмови об'єкта, у тому числі і для повітряних ліній. Встановлено, що об'єктивно існуюча неповнота і невизначеність вихідної інформації, щодо технічного стану не дозволяє отримати всеохоплюючу математичну модель комплексної оцінки ТС, знаходження ресурсу працездатності ПЛ. Для розв'язання даних проблем запропоновано декілька типів моделей знаходження ресурсу працездатності та ймовірності відмови ПЛ.

Для вибору оптимальних рішень відносно пріоритету виведення з роботи повітряних ліній за заданими критеріями використано метод оптимізації Парето та ймовірнісно-статистичне моделювання Монте-Карло з метою оцінення ризику появи аварійних ситуацій в енергосистемі. Розроблені математична модель і алгоритм дозволяють знайти найбільш ефективне превентивне рішення відносно черговості виводу з роботи повітряних ліній.

Обґрунтовано необхідність і доцільність використання суб'єктивних

суджень експертів для нечіткої оцінки ступеня важливості електрообладнання і ПЛ. Запропоновано підхід для визначення ступеня важливості обладнання щодо пріоритету розподілу витрат на оновлення за результатами суб'єктивних експертних оцінок та наведено загальну схему отримання узагальненої нечіткої оцінки важливості варіанту для виділення коштів на ТО і Р та заміну обладнання.

Для схеми (додаток А) електричної мережі енергопостачальної компанії на основі вище представленого підходу були отримані нечіткі експертні оцінки ступеню важливості оновлення обладнання та виконано розрахунки оптимального розподілу обмежених інвестицій між окремими виділеними групами обладнання нечітким булевим програмуванням.

Результати роботи впроваджено в ТОВ «Науково-виробниче підприємство «Укренергоналадкавимірювання» та використано в курсах навчальних дисциплін «Інтелектуальні системи діагностики електрообладнання та прийняття рішень» і «Моделі технічного стану і режимів електрообладнання електричних станцій», а також при виконанні кваліфікаційних та науково-дослідних робіт магістрів кафедри відновлюваних джерел енергії факультету електроенергетичної та автоматики КПІ ім. Ігоря Сікорського.

Ключові слова: стійкість енергосистеми, відновлювані джерела енергії, залишковий ресурс, повітряна лінія електропередачі, дальня лінія електропередачі, відмова, лінгвістичні моделі, нечітка логіка, надійність електропостачання, електричні мережі, модель, електроенергетична система, аварійний режим, діагностування, технічний стан.

Список публікацій здобувача

1. Бардик Є. І., **Заклюка І. В.** Комплексне моделювання технічного стану і режимів регулювання напруги пристроїв регулювання під навантаженням силових трансформаторів. *Технічні науки та технології: науковий журнал*. 2022, № 1(27), С. 161–171.

[https://doi.org/10.25140/2411-5363-2022-1\(27\)-161-171](https://doi.org/10.25140/2411-5363-2022-1(27)-161-171).

Співавтор Бардик Є. І. – розробка нечіткої бази знань лінгвістичної моделі визначення класу ТС і прийняття рішень щодо стратегії експлуатації пристроїв РПН СТ. Особистий внесок – розробка нечіткого алгоритму і програмного забезпечення для регулювання напруги у вузлах навантаження пристроями РПН СТ; проведення дослідження режимів регулювання напруги з урахуванням ресурсних обмежень пристроїв РПН СТ.

2. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л., і **Заклюка І. В.** Аналіз методів і алгоритмів дослідження режимної надійності енергосистем в умовах каскадного розвитку відмов. *Відновлювана енергетика*. 2023. № 3(74). С. 6–17.

[https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3\(74\).6-17](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3(74).6-17).

Співавтор Бардик Є. І. – розробка моделі для визначення ймовірності станів системи в результаті каскадних відмов та ризику як інтегрального показника оцінки режимної надійності. Співавтор Бондаренко О. Л. – розробка алгоритму для дослідження режимної надійності ЕЕС у разі відмов ЕО і каскадному розвитку процесу. Особистий внесок – аналіз причин і механізмів розвитку найбільш масштабних аварій в електроенергетичних системах світу; побудова узагальненої схеми розвитку аварій в ЕЕС.

3. Бардик Є. І., **Заклюка І. В.** Оптимальний розподіл інвестиційних витрат енергокомпанії на заміну обладнання з урахуванням економічних обмежень та експлуатаційних ризиків в енергосистемі. *Відновлювана енергетика*. 2024. № 2(77). С. 41–51.

[https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2\(77\).41-51](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2(77).41-51).

Співавтор Бардик Є. І. – визначення методологічного підходу щодо

розподілу витрат на ремонт, експлуатацію та оновлення обладнання енергопостачальної компанії. Особистий внесок – формування переліку ознак та отримання моделей для розрахунку параметрів лінгвістичних моделей, що визначають значущість об'єкта в задачі оптимального розподілу витрат на оновлення обладнання; розробка моделі і алгоритму оптимального вибору варіантів розподілу витрат на оновлення обладнання енергопостачальної компанії.

4. Бардик Є. І., **Заклюка І. В.** Підвищення ефективності функціонування енергокомпаній оптимальним розподілом витрат на технічне обслуговування і ремонт обладнання. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2024. № 4(78). С. 52–62.

<https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2024.315575>.

Співавтор Бардик Є. І. – визначення основних факторів впливу на кількісні характеристики витрат на технічне обслуговування і ремонт обладнання енергопостачальної компанії; розробка математичної моделі для розрахунку коефіцієнтів дольової участі за кожним з виділених факторів. Особистий внесок – розробка нечіткої бази знань лінгвістичної математичної моделі оптимального розподілу витрат на технічне обслуговування і ремонт обладнання енергопостачальної компанії.

5. Бардик Є. І., **Заклюка І. В.** Нечітко-статистичне моделювання повітряних ліній для оцінки ймовірності відмови в задачах аналізу експлуатаційного ризику енергосистем. *Відновлювана енергетика*. 2025. № 2(81). С. 44–57.

[https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.2\(81\).44-57](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.2(81).44-57).

Співавтор Бардик Є. І. – Визначення основних критеріїв для діагностування технічного стану та основних принципів побудови лінгвістичної моделі визначення ресурсу працездатності ПЛ. Особистий внесок – розробка нечіткої бази правил математичної моделі визначення ресурсу працездатності повітряних ліній за результатами моніторингу визначальних експлуатаційних параметрів; розрахунок кількісних показників ризику порушення нормального режиму в ЕЕС в разі виведення з експлуатації ПЛ.

6. Бардик Є. І., **Заклюка І. В.** Оцінка технічного стану пристроїв

регулювання під навантаженням силових трансформаторів енергосистем нечітким моделюванням. *Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики»*, Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022, С. 147–152. Режим доступу: <http://jour.fea.kpi.ua/article/view/279389>.

Співавтор Бардик Є. І. – обґрунтування врахування технічного стану при реалізації алгоритмів регулювання напруги у вузлах навантаження; розробка структурної схеми функціональних зв'язків оцінки ТС пристроїв РПН СТ. Особистий внесок – розробка нечіткої моделі оцінки ТС і прийняття рішень щодо стратегії експлуатації пристроїв РПН СТ.

7. Бардик Є. І., **Заклюка І. В.** Формування критеріїв в задачах оптимізаційного розподілу інвестиційних вкладень на ремонт та заміну обладнання енергосистем. *Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики»*, Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2024, С. 113–118. Режим доступу: <http://jour.fea.kpi.ua/article/view/328333>.

Співавтор Бардик Є. І. – формування критеріїв переваги і факторів впливу, які визначають витрати на ТО і Р та оновлення силового і комутаційного обладнання енергосистем. Особистий внесок – розробка алгоритму і програмного забезпечення для розподілу витрат на ТО і Р обладнання енергокомпанії; виконання розрахунків розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат енергопостачальної компанії за поточними технічними характеристиками обладнання.

8. Бардик Є. І., **Заклюка І. В.** Нечітке моделювання процесів регулювання напруги в підсистемах ЕЕС з розподіленою генерацією пристроями РПН силових трансформаторів. *XXVI міжнарод. наук.-практ. конф. Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті*, Київ, 2025, С. 71–73. Режим доступу: <https://doi.org/10.36296/renewable.conf.21-2305.2025>.

Співавтор Бардик Є. І. – формування вхідних визначальних параметрів нечіткої моделі оцінки ТС пристроїв РПН. Особистий внесок – розробка нечіткої моделі визначення ресурсу працездатності пристроїв РПН СТ; нечітке

модельовання і дослідження режимів регулювання напруги в підсистемах ЕЕС з розподіленою генерацією.

9. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л., і **Заклюка І. В.** Сегментація парку обладнання методами кластерного аналізу. *VI Міжнародна наук.-тех. конф. Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2025)*, Вінниця, 2025, С. 56–57.

Режим

доступу:

<https://press.vntu.edu.ua/index.php/vntu/catalog/view/924/1612/2930-2>.

Співавтор Бардик Є. І. – формування переліку ознак для групування парку електрообладнання енергокомпанії. Співавтор Бондаренко О. Л. – вибір і обґрунтування методу кластеризації об'єктів електричної системи. Особистий внесок – визначення оперативно значущих ознак обладнання; сегментація парку електрообладнання і ПЛ кластеризацією алгоритмом k-середніх.

ABSTRACT

Zakliuka I. Operational risk management in the subsystem of the electric power system in conditions of changing technical condition of electrical equipment and overhead lines. – Manuscript.

Thesis for the Doctor of Philosophy degree in specialty 141 – ‘Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics’, National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, Kyiv, 2026.

This dissertation addresses the issues of creating new and improving existing mathematical models and methods for diagnosing the technical condition (TC) and determining the service life of overhead power lines, making decisions on determining the priority of decommissioning overhead lines, developing models for distributing the annual repair and maintenance fund allocated by the power company for the tasks of operation management and segmentation of the power system equipment fleet.

In the first section analyzes the features of the functioning and the current stage of reforms of the domestic power sector, considers the problems and tasks of further development of the power grid complex of Ukraine against the background of rapid aging of electrical equipment and overhead lines, as well as the prospects for the transition to intelligent technologies in the energy sector.

It has been established that with the development of market relations in the field of electricity, the key task is to maintain the required level of reliability of electricity supply to consumers. It has been found that in the conditions of modern realities, the reliability of the electric power system (EPS) of Ukraine is most influenced by such key factors as the liberalization of the electric power industry and the difficult operating mode of electrical equipment operating under market conditions; a significant increase in the share of equipment with a developed service life and low rates of its renewal; an increase in the share of renewable energy sources; an increase in the probability of terrorist attacks from outside on key electric power facilities, which can lead to a disruption of the stability of power systems and the cascading development of accidents.

A generalized characteristic of the state and technological failures of power and switching equipment, as well as overhead lines of power systems, is given. Analysis of statistical data on failures of electrical equipment and overhead lines revealed that a significant part of the equipment has a long service life, which increases the probability of its failures. It was found that overhead lines have the highest proportion of failures, which significantly affects the risk of disruption of normal operation, in particular, loss of stability of the power system. This requires the primary determination of the service life and the preparation of a forecast of the risk of possible failures.

The peculiarities of the operating modes of the Ukrainian and world electric power systems during failures of electrical equipment and overhead lines in conditions of cascading accident development are analyzed. Based on the analysis of the causes and scenarios of the development of system accidents that have occurred in the world over the past decades, the main reasons for their occurrence are established. The stages of possible changes in the states of the electric power system are highlighted from the point of view of the risk of an accident, and a generalized scenario of the development of an accident in the electric power system is proposed and presented.

An in-depth analysis of modern maintenance strategies used in world practice is carried out. Based on the strategies considered above, it is established that a new direction in the development of the maintenance and repair system of electrical equipment and overhead lines in Ukraine should be considered the development of approaches based on individual observation of real changes in the equipment during operation and taking into account the circuit and operating conditions. The need to develop methods and means of obtaining diagnostic information, as well as models for assessing overhead line equipment, is substantiated.

The issue of applying a risk management strategy to manage the operation of the electric power system is considered. It has been established that the use of this strategy makes it possible to carry out a detailed analysis of the cause-and-effect relationships between the technical condition of electrical equipment and emergency modes in the power system, as well as to determine the overall efficiency of the power system in various emergency situations caused by equipment failures.

The use of the risk indicator as the main criterion for the analysis of emergency modes of power systems is justified. Taking into account the importance of the risk index indicator of the functioning of the electric power system in terms of allocating funds for M&A or equipment renewal as one of the criteria, an analysis is conducted and a description is given of methods for assessing the probability of emergency situations in the system due to failures or shutdown of electrical equipment, in particular the application of the “ $n - 1$ ” criterion.

In the second section presents a complex linguistic mathematical model of an overhead line for assessing the service life and probability of failure. Using the analysis conducted, the need for developing models for assessing the technical condition, service life and probability of failure of electrical equipment was substantiated to solve the problems of assessing the risk of disruption of the normal functioning of the electrical system, optimal allocation of funds for M&A and replacement of equipment, in particular overhead lines.

It has been established that when developing models and methods for reliable assessment and forecasting of overhead power lines, the most effective approaches are those based on the use of artificial intelligence. The use of artificial intelligence in the assessment and forecasting of overhead power lines is based on a combination of the theory of fuzzy logic, statistical and probabilistic methods, neural networks and genetic algorithms. Therefore, the use of fuzzy logic to develop a complex mathematical model that allows determining the service life and probability of failure of overhead lines is quite justified and necessary.

Considering that the tasks of building complex mathematical models for diagnosing the technical condition objectively belong to the category of poorly formalized and poorly structured tasks, the need for the creation and application of such new models of overhead lines has been proven. These models should allow the integration of various information about the object, including subjective data of experts, into a single form.

A complex linguistic mathematical model of an overhead line has been developed to assess the service life and probability of failure, based on the use of information

about the key parameters of the TC and the degree of importance of individual functional units. The presented linguistic mathematical models of overhead lines allow determining the probability of failure in the observation time interval and determining the risk of disruption of the normal mode of the power system in the event of failures and removal of electrical equipment and overhead lines from operation.

In the third section presents mathematical models for the distribution of repair, maintenance and investment costs for the replacement of electrical equipment and overhead lines of the power company. It is determined that maintenance and repair of electrical equipment of power grids is one of the main means of ensuring the reliability of electricity supply to consumers, while the preventive maintenance strategy is one of the most effective strategies for M&A.

It has been established that today there is no single methodological approach to the distribution of repair, maintenance and innovation costs for replacing the equipment of a power company, taking into account all the most important operational factors, which does not allow determining the effectiveness of the adopted equipment operation management strategy and developing methods for its adjustment.

The need to develop a comprehensive mathematical model and appropriate software for the optimal distribution of the annual repair, maintenance and investment fund allocated by the power company for the tasks of managing the operation of the power plant, taking into account the most important factors of influence, is substantiated. To solve these tasks, a generalized balance model of cost distribution by groups and units of electrical equipment is built, the influence factors are determined and models are obtained for calculating the coefficients of partial participation of electrical equipment in the formation of costs for its repair, operation and possible replacement for each of the selected factors.

For an aggregate assessment of the degree of significance of units and groups of electrical equipment in terms of the distribution of repair, maintenance and investment costs for the replacement of the power company's equipment, a linguistic mathematical model is developed. Mathematical models and algorithms for the optimal choice of options for the distribution of costs for M&A and replacement of the power company's

equipment are built.

Using the developed mathematical and software, the distribution of the energy company's repair and operating costs was calculated in accordance with the current technical characteristics of the equipment and the effectiveness of updating the selected equipment fleet was assessed.

In the fourth section addresses the segmentation problems of the operated fleet of electrical equipment and overhead lines of the power company. The analysis showed that minimizing the risk of disruption of the normal regime of the power system in the event of equipment failures within the power company's power system, which contains hundreds of units of heterogeneous electrical equipment and overhead lines of different voltage classes, is possible, primarily due to the optimal distribution of allocated limited investment resources for maintenance, repair and replacement of equipment. The need to segment the existing fleet of electrical equipment and overhead lines of power companies by service life and by the estimated actual technical condition is substantiated. It is established that the issue of distributing finances for M&A, as well as making decisions on decommissioning equipment, should be based on an integrated approach, taking into account the results of both the assessment and ranking of the technical condition and the impact of the failure or decommissioning of the facility on the operation mode of the power system.

A list of features was formed by which a complex aggregated indicator was determined using a fuzzy model, characterizing the significance of the object in the task of optimal distribution of costs for M&A and replacement of electrical equipment and by which it is necessary to group the existing electrical equipment fleet. Existing approaches and methods for grouping the existing electrical equipment fleet were analyzed and the feasibility and effectiveness of using artificial intelligence methods, in particular, cluster analysis, to solve the problems of segmenting objects of the electrical power subsystem were substantiated. The main features of the application of algorithms for precise and fuzzy clustering of the electrical equipment fleet using the k-means method were considered.

An assessment of the risk of an emergency situation in the electrical power

subsystem of the power company in the event of failures, planned or unplanned shutdown of electrical equipment and overhead lines was performed. Using the developed special software, the segmentation of the electrical equipment fleet of the electrical power subsystem was carried out and groups of electrical equipment and overhead lines with increased risk of operation were identified.

In the fifth section considers the problems of modeling and analysis of the regime reliability of the subsystems of the power system, in particular, modeling and assessment of the risk of violation of the normal regime, in case of failures and decommissioning of overhead lines and optimal distribution of limited allocated annual funds for M&A and replacement of equipment of the power company.

It is shown that obtaining a reliable quantitative assessment of the risk of an emergency situation in the power system in case of failures of electrical equipment is possible only under the condition of the existence of adequate models for diagnostics of the TC, determination of the service life and probability of failure of the object, including for overhead lines. It is established that the objectively existing incompleteness and uncertainty of the initial information regarding the technical condition does not allow obtaining a comprehensive mathematical model of a comprehensive assessment of the TC, finding the service life of overhead lines. To solve these problems, several types of models for finding the service life and probability of failure of overhead lines are proposed.

To select optimal solutions regarding the priority of decommissioning overhead lines according to the given criteria, the Pareto optimization method and probabilistic-statistical Monte Carlo modeling were used to assess the risk of emergency situations in the power system. The developed mathematical model and algorithm allow finding the most effective preventive solution regarding the priority of decommissioning overhead lines.

The necessity and expediency of using subjective expert judgments for a fuzzy assessment of the degree of importance of electrical equipment and overhead lines are substantiated. An approach is proposed for determining the degree of importance of equipment regarding the priority of distribution of costs for renewal based on the results

of subjective expert assessments and a general scheme for obtaining a generalized fuzzy assessment of the importance of the option for allocating funds for M&A and equipment replacement is given.

For the scheme (Appendix A) of the power supply company's electrical network, based on the approach presented above, fuzzy expert assessments of the degree of importance of equipment renewal were obtained and calculations of the optimal distribution of limited investments between separate selected equipment groups were performed using fuzzy Boolean programming.

The results of the work have been implemented: in Scientific-Production Enterprise “UkrEnergoNaladkaVymiryuvannya” LLC and used in courses of academic disciplines “Intelligent systems of diagnostics of electrical equipment and decision-making” and “Models of technical condition and modes of electrical equipment of power plants” and also in the qualification and research works of masters of the Department of Renewable Energy Sources of the Faculty of Electrical Engineering and Automation.

Keywords: power system stability, renewable energy sources, residual resource, overhead power line, long-distance power line, failure, linguistic models, fuzzy logic, power supply reliability, electrical networks, model, power system, emergency mode, diagnostics, technical condition.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ.....	23
ВСТУП.....	24
1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ НАДІЙНОСТІ ОБЛАДНАННЯ І РЕЖИМНОЇ НАДІЙНОСТІ СУЧАСНИХ ЕЕС.....	30
1.1 Загальна характеристика технічного стану і умов експлуатації електрообладнання і повітряних ліній ЕЕС	30
1.2 Статистичний аналіз відмов і технологічних порушень електрообладнання і повітряних ліній ЕЕС	35
1.3 Особливості режимів роботи ЕЕС при відмовах електрообладнання і ПЛ в умовах каскадного розвитку аварій.....	42
1.4 Ризик-орієнтований підхід щодо управління експлуатацією електроенергетичних об'єктів. Існуючі стратегії ТО і Р електрообладнання сучасних ЕЕС.....	50
1.5 Загальна характеристика методів оцінки ризику порушення нормального режиму ЕЕС при виведенні з експлуатації електрообладнання і ПЛ.....	55
Висновки до розділу 1	58
2 НЕЧІТКЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ДЛЯ ОЦІНКИ ТС ТА ІМОВІРНОСТІ ВІДМОВИ.....	61
2.1 Обґрунтування підходу щодо побудови математичної моделі оцінки технічного стану ПЛ	61
2.2 Ієрархія структури математичної моделі оцінки технічного стану повітряних ліній за параметрами окремих функціональних вузлів.....	69
2.3 Комплексна лінгвістична математична модель повітряної лінії для визначення ресурсу працездатності та ймовірності відмови	73
2.4 Формування функцій розподілу ймовірності відмови повітряних ліній за статистичними даними по відмовам з урахуванням рівня спрацьованого ресурсу	82

2.5 Визначення ймовірності відмови повітряних ліній на інтервалі часу спостереження з урахуванням терміну напрацювання та спрацьованого ресурсу.....	85
Висновки до розділу 2	89
3 МОДЕЛІ РОЗПОДІЛУ РЕМОНТНО-ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ТА ІНВЕСТИЦІЙНИХ ВИТРАТ ДЛЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ І ПЛ ЕНЕРГОКОМПАНІЇ	92
3.1 Загальна (балансова) модель розподілу витрат енергокомпанії за групами і одиницями обладнання	92
3.2 Фактори впливу, що відтворюють переваги для прийняття рішень щодо розподілу витрат на ТО і Р та оновлення обладнання.....	94
3.3 Лінгвістична математична модель агрегованої оцінки ступеню значущості обладнання в формуванні витрат на його ремонт, експлуатацію і оновлення	97
3.4 Математичні моделі і алгоритми оптимального розподілу витрат енергопостачальної компанії на ТО і Р та заміну електрообладнання і ПЛ.....	103
3.4.1 Модель і алгоритм розподілу витрат на ТО і Р на основі агрегованого показника значущості обладнання.....	103
3.4.2 Модель і алгоритм оптимального розподілу витрат на заміну обладнання на основі цілочисельного програмування	109
Висновки до розділу 3	123
4 СЕГМЕНТАЦІЯ ЕКСПЛУАТУЄМОГО ПАРКУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ І ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕНЕРГОКОМПАНІЇ	126
4.1 Існуючі підходи і методи (алгоритми) групування експлуатуємих одиниць обладнання з різними термінами напрацювання.....	126
4.2 Методи і алгоритми кластерного аналізу для задач сегментації парку електрообладнання і ПЛ в підсистемі ЕЕС	130
4.3 Визначення груп сегментованого електрообладнання і ПЛ підсистеми ЕЕС енергокомпанії методами чіткої та нечіткої кластеризації с-середніх	136
Висновки до розділу 4	145

5 МОДЕЛЬНО-ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ ПІДСИСТЕМИ ЕЕС ДЛЯ ОЦІНКИ РИЗИКУ ПОРУШЕННЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ ПРИ ВІДМОВАХ І ВИВЕДЕННІ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ І ПЛ	147
5.1 Нечітке моделювання повітряних ліній для визначення кількісних показників ризику виникнення аварійних ситуацій в підсистемі ЕЕС при відмовах обладнання	147
5.2 Визначення пріоритету виведення з експлуатації високовольтних повітряних ліній	159
5.3 Результати розрахунку оптимального розподілу витрат на оновлення електрообладнання і ПЛ енергопостачальної компанії	168
5.3.1 Визначення ступеня важливості обладнання щодо пріоритету розподілу витрат на оновлення за результатами суб'єктивних експертних оцінок	168
5.3.2 Результати оптимального вибору варіантів розподілу виділених коштів на оновлення груп електрообладнання і ПЛ	170
Висновки до розділу 5	173
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	177
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	180
ДОДАТКИ.....	199

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

АЕС	– атомна електростанція
АТ	– автотрансформатор
ВВ	– високовольтний вимикач
ВДЕ	– відновлювані джерела енергії
ВП	– власні потреби електростанції
ГАЕС	– гідроакumuлювальна електростанція
ГЕС	– гідроелектростанція
ЕЕС	– електроенергетична система
ЕО	– електрообладнання
КЗ	– коротке замикання
КРУЕ	– комплектно розподільчий пристрій з элегазовою ізоляцією
НЛВ	– нечіткий логічний висновок
ОЕС	– об'єднана електроенергетична система
ПАА	– протиаварійна автоматика
ПЛ	– повітряна лінія
ПС	– електрична підстанція
РЗА	– релейний захист та автоматика
СТ	– силовий трансформатор
ТЕС	– теплова електростанція
ТЕЦ	– теплоелектроцентрально
ТО	– технічне обслуговування
ТОіР	– технічне обслуговування і ремонт
ТС	– технічний стан
ФВ	– функціональний вузол

ВСТУП

Еволюція конкурентних відносин у сфері електроенергетики та зростання числа масштабних аварій, які трапляються в країнах з ринковою економікою, роблять питання забезпечення надійності енергетичних систем особливо актуальним. Основними факторами, які мають суттєвий вплив на рівень надійності енергетичної системи України в сучасних умовах, є наступними: значне зношення основних фондів у галузі електроенергетики та повільні темпи їх оновлення; збільшення частоти появи негативних метеорологічних явищ; важкий режим роботи електрообладнання в умовах ринку електроенергії; збільшення вимог споживачів щодо забезпечення стабільно високого рівня надійності та дотримання стандартів якості електроенергії; високий ризик терористичних атак на енергетичну інфраструктуру.

Перераховані фактори призводять до збільшення кількості аварійних ситуацій, які супроводжуються відключеннями електропостачання важливих енергетичних об'єктів, що в свою чергу викликає серйозні наслідки. Це засвідчується численними системними аваріями в енергосистемах України, Європи, Північної Америки та інших регіонах за минулі десятиріччя.

Тому, для енергетичних систем особливо важливими стають питання підвищення ефективності її експлуатації та керування надійністю електропостачання для всіх категорій споживачів.

Для забезпечення надійності функціонування електричної системи енергокомпанії важливою задачею є забезпечення високого рівня працездатності обладнання шляхом оцінки його стану, визначення ресурсу працездатності за результатами моніторингу та встановлення міжремонтного ресурсу обладнання і об'ємів ремонтних робіт по усуненню наявних виявлених дефектів. Суттєвого значення при цьому набувають питання оцінки і мінімізації ризику порушення нормального режиму енергосистеми. Реалізація вищезазначених задач в межах ЕЕС енергокомпанії, яка містить сотні одиниць різноманітного електрообладнання і ПЛ різних класів напруг, можлива, в першу чергу, за рахунок оптимального

розподілу виділених обмежених інвестиційних ресурсів на обслуговування, ремонт та заміну обладнання.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами, грантами. Дослідження за темою дисертаційної роботи виконувалися на кафедрі відновлюваних джерел енергії Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» за наступними ініціативними темами: «Комплексне моделювання технічного стану і режимів електрообладнання для аналізу ризику експлуатації підсистем електроенергетичних систем з електростанціями різних типів», державний реєстраційний номер № 0118U000587; «Моделювання силових масляних трансформаторів для оцінки ризику відмови за наявності дефекту і дії збурень в зовнішній електричній мережі», державний реєстраційний номер № 0119U001519.

Мета. Мета роботи полягає в розробленні методів і моделей оцінки ТС обладнання, оптимального розподілу обмежених витрат на ТО і Р та оновлення електрообладнання і ПЛ для підвищення ефективності функціонування енергокомпаній зниженням ризику виникнення аварійних ситуацій в підсистемі ЕЕС при відмовах обладнання.

Для досягнення поставленої мети необхідно було вирішити такі основні задачі:

- проаналізувати сучасний стан і умови функціонування, існуючі стратегії ТО і Р електрообладнання енергосистеми України, методи і моделі оцінки технічного стану ПЛ, методи дослідження режимів порушення нормального режиму ЕЕС;
- отримати моделі для визначення коефіцієнтів дольового внеску електрообладнання і ПЛ в формуванні витрат на їх ТО і Р та оновлення з урахуванням найбільш суттєвих факторів впливу;
- розробити лінгвістичну математичну модель ПЛ для визначення ресурсу працездатності та ймовірності відмови;

– розробити комплексну лінгвістичну математичну модель агрегованої оцінки ступеню значущості одиниць і груп електрообладнання і ПЛ для визначення пріоритету виділення коштів на їх ТО і Р та заміну;

– розробити математичні моделі оптимального розподілу витрат на ТО і Р та вибору варіантів заміни електрообладнання і ПЛ енергокомпанії в умовах обмежених фінансових ресурсів і невизначеності інформації;

– отримати математичні моделі сегментації парку обладнання для визначення груп електрообладнання і ПЛ з підвищеним ризиком експлуатації на основі алгоритмів кластеризації;

– обґрунтувати і вибрати метод прийняття рішення щодо визначення пріоритету виведення з експлуатації ПЛ у підсистемі ЕЕС енергокомпанії;

– розробити програмно-апаратне забезпечення для визначення ресурсу працездатності і ризику відмови ПЛ, формування ефективних рішень щодо розподілу фінансових ресурсів на ТО і Р та оптимального вибору варіантів заміни електрообладнання, визначення пріоритету виведення з експлуатації ПЛ та формування обґрунтованих превентивних заходів щодо зниження ризику виникнення аварійних ситуацій в енергосистемі.

Об'єкт дослідження – аварійні процеси і ремонтно-експлуатаційні заходи в підсистемах ЕЕС із силовим і комутаційним електрообладнанням та повітряними лініями.

Предмет дослідження – методи і математичні моделі для оцінки технічного стану, вибору оптимальних варіантів розподілу витрат на ТО і Р та заміну електрообладнання і ПЛ енергокомпанії, аналізу експлуатаційних ризиків в підсистемі ЕЕС при відмовах обладнання.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у наступному:

1. Запропоновано підхід щодо розподілу інвестиційних витрат на ТО і Р та заміну обладнання ЕЕС, який, на відміну від існуючих, ґрунтується на використанні як індивідуальних показників надійності об'єкта, так і параметрів, що визначають важливість його для енергосистеми, що дає можливість комплексно за результатами оцінки ТС електрообладнання і ПЛ та імовірнісно-

статистичного моделювання режимів ЕЕС в умовах невизначеності інформації підвищити ефективність розподілу обмежених інвестиційних коштів на ТО і Р і заміну обладнання та достовірність оцінки режимної надійності ЕЕС.

2. Розроблено лінгвістичну математичну модель розподілу річного виділеного енергокомпанією річного фонду на ТО і Р та інвестиційного фонду на оновлення обладнання енергосистеми, що на відміну від існуючих дає можливість з урахуванням інтегрованої оцінки рівня значущості визначити оптимальні варіанти розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат для електрообладнання і ПЛ енергокомпаній в умовах невизначеності інформації.

3. Розроблена нова лінгвістична математична модель високовольтної повітряної лінії для оцінки технічного стану, яка на відміну від існуючих дозволяє на основі моніторингового контролю визначальних параметрів ТС основних ФВ визначити ресурс працездатності та ймовірність відмови, що дає можливість на основі використання кількісної і якісної інформації підвищити достовірність діагностування ТС ПЛ та кількісні показники ризику виникнення аварійних ситуацій у системі при відмовах електрообладнання і ПЛ.

4. Побудовано математичну модель формування класів різноманітного обладнання енергопостачальної компанії за сукупністю визначальних ознак на основі використання алгоритмів кластерного аналізу, що дає можливість в межах кожної вікової групи електрообладнання і ПЛ сформувати списки об'єктів, які потребують першочергових видів ТО і Р, заміни або виведення з експлуатації.

5. Запропоновано метод прийняття рішень щодо визначення пріоритету виведення з експлуатації ПЛ, який, на відміну від існуючих, ґрунтується на комплексному врахуванні ймовірності відмови ПЛ та ризику порушення нормального режиму при відмовах обладнання, що дає можливість сформувати обґрунтовані превентивні заходи щодо зниження ризику при виведенні з експлуатації ПЛ шляхом багатокритеріального вибору варіантів на основі нечіткого відношення переваги в умовах невизначеної інформації.

Практичне значення отриманих результатів:

Результати отримані в дисертації спрямовані на:

- оцінку ТС та ймовірності відмови повітряних ліній та іншого силового і комутаційного обладнання енергосистем та прийняття обґрунтованих рішень щодо їх стратегії експлуатації;
- формування ефективних рішень щодо оптимального розподілу обмежених фінансових ресурсів енергокомпанії на ТО і Р та заміну обладнання;
- сегментацію парку обладнання енергокомпанії шляхом визначення груп електрообладнання і ПЛ з підвищеним ризиком експлуатації;
- виконання достовірної оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах та плановому і позаплановому виведенні з експлуатації електрообладнання і ПЛ;
- підтримку прийняття рішень оперативним персоналом енергокомпаній щодо мінімізації ризику виникнення аварійних ситуацій в енергосистемі.

Особистий внесок здобувача. Наукові положення, що ввійшли до дисертаційної роботи, отримані автором самостійно. У роботах, які входять до переліку основних публікацій, опублікованих у співавторстві, здобувачеві належать такі результати: у [1] – розробка нечіткого алгоритму і програмного забезпечення для регулювання напруги у вузлах навантаження пристроями РПН СТ; проведення дослідження режимів регулювання напруги з урахуванням ресурсних обмежень пристроїв РПН СТ; [2] – аналіз причин і механізмів розвитку найбільш масштабних аварій в електроенергетичних системах світу; побудова узагальненої схеми розвитку аварій в ЕЕС; [3] – формування переліку ознак та отримання моделей для розрахунку параметрів лінгвістичних моделей, що визначають значущість об'єкта в задачі оптимального розподілу витрат на оновлення обладнання; розробка моделі і алгоритму оптимального вибору варіантів розподілу витрат на оновлення обладнання енергопостачальної компанії; [4] – розробка нечіткої бази знань лінгвістичної математичної моделі оптимального розподілу витрат на технічне обслуговування і ремонт обладнання енергопостачальної компанії; [5] – розробка нечіткої бази правил математичної

моделі визначення ресурсу працездатності повітряних ліній за результатами моніторингу визначальних експлуатаційних параметрів; розрахунок кількісних показників ризику порушення нормального режиму в ЕЕС в разі виведення з експлуатації ПЛ.

Апробація матеріалів дисертації. Основні положення, наукові й практичні результати дисертаційної роботи доповідалися і обговорювалися на:

Міжнародній науково-технічній конференції молодих вчених, аспірантів та студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики» (м. Київ, 2022, 2024 рр.), XXVI міжнародній науково-практичній конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті» (м. Київ, 2025 р.), VI Міжнародній науково-технічній конференції «Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2025)» (м. Вінниця, 2025 р.).

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається із вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел (187 найменувань) і 9 додатків. Основний зміст викладений на 156 сторінках друкованого тексту, містить 39 рисунків і 35 таблиць. Загальний обсяг дисертації – 253 сторінки.

1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ НАДІЙНОСТІ ОБЛАДНАННЯ І РЕЖИМНОЇ НАДІЙНОСТІ СУЧАСНИХ ЕЕС

1.1 Загальна характеристика технічного стану і умов експлуатації електрообладнання і повітряних ліній ЕЕС

Наразі сучасний розвиток енергетики України і інших промислово-розвинених країн характеризується такими ключовими тенденціями [2, 5 – 14]: суттєвий рівень старіння ЕО електричних станцій, підстанцій і електричних мереж; зростання електричних навантажень та генерації; зростанням екологічних вимог до об'єктів електроенергетики; висока щільність електричних мереж різних класів напруги; впровадженням ринкових відносин і лібералізацією в енергетичній галузі; збільшенням частки ВДЕ в структурі потужностей генерації; значне збільшення числа великих системних аварій в останні десятиріччя.

Намагання власників енергетичних компаній використати на максимум існуючий ресурс ЕО та недостатні фінансові вливання в модернізацію зношеного ЕО спричинили зростання аварійності в ЕЕС [8, 9, 10]. Крім того, переходячи до ринкових відносин, механізми конкуренції знижують стимулювання щодо впровадження додаткових резервних потужностей, що мають на меті забезпечення необхідного рівня надійності, ускладнюють технологічне управління енергооб'єктами [8 – 10].

Процеси лібералізації, потреба у збільшенні обсягів передачі електроенергії через зростання генерації або навантаження, призвели до того, що сучасні енергокомпанії змушені підтримувати електричні мережі в таких режимах, які за своїми параметрами є дуже близькими до допустимих меж за стійкістю і надійністю [6].

Збільшення розміру долі ВДЕ в структурі генеруючих потужностей спричинило ще більшу залежність умов функціонування ЕЕС від мінливого (дискретного) характеру джерел ВДЕ [15, 17].

Також, згідно з [10, 15] існує значне зростання помилкових дій

оперативного персоналу (до 40 %) внаслідок зниження рівня підготовки та кваліфікації оперативного персоналу.

Збільшення частки зношеного ЕО та відсутність можливості його відновлення спричиняє таку ситуацію, у якій сучасні ЕЕС часто опиняються в зоні підвищеного ризику виникнення технологічних відмов та аварій. До основних причин появи зношеного ЕО в енергетиці у першу чергу слід віднести [15, 18, 19]: низькі темпи демонтажу та списання застарілих виробничих основних фондів; помилковість та нереалізованість довгострокових прогнозів розвитку; збільшення витрат на ремонт та підтримання зношеного ЕО у функціональному стані; суттєве відставання фінансування для оновлення ЕО від темпів його старіння.

На сьогоднішній день рівень зношення основного ЕО в Україні сягає 50 – 60 % [20], що є одним з основних чинників зростання аварійності в ЕЕС

В табл. 1.1 представлені дані щодо загального рівня старіння ЕО ДП НЕК «Укренерго» станом на 01.01.2021 р. [23].

Таблиця 1.1 – Технічний стан ЕО ДП НЕК «Укренерго»

Роки Найменування	Σ	до 25, (шт.)	25-30, (шт.)	30-40, (шт.)	за 40, (шт.)	до 25, (%)	25-30, (%)	30-40, (%)	за 40, (%)
1. Автотрансформатори:									
– 220 кВ	66	3	8	29	26	4,55	12,12	43,94	39,39
– 330 кВ	217	39	37	102	39	17,97	17,05	47,00	17,97
– 400 кВ	6	3	0	0	3	50,00	0,00	0,00	50,00
– 500 кВ	13	6	3	4	0	46,15	23,08	30,77	0,00
– 750 кВ	57	25	1	21	10	43,86	1,75	36,84	17,54
Всього:	359	76	49	165	48	21,17	13,65	43,45	21,73
2. Трансформатори силові:									
– 35 кВ	24	1	2	6	15	4,17	8,33	25,00	62,50
– 110 кВ	42	17	4	7	14	40,48	9,52	16,67	33,33
– 154 кВ	13	2	4	3	4	15,38	30,77	23,08	30,77
– 220 кВ	27	4	2	10	11	14,81	7,41	37,04	40,74
Всього:	106	24	12	26	44	22,64	11,32	24,53	41,51
3. Реактори шунтуючі:									
– 35 кВ	37	34	0	0	3	91,89	0,00	0,00	8,11
– 500 кВ	3	0	0	3	0	0,00	0,00	100,00	0,00
– 750 кВ	69	54	4	11	0	78,26	5,80	15,94	0,00
Всього:	109	88	4	14	3	80,73	3,67	12,84	2,75

Кінець таблиці 1.1

Роки Найменування	Σ	до 25, (шт.)	25-30, (шт.)	30-40, (шт.)	за 40, (шт.)	до 25, (%)	25-30, (%)	30-40, (%)	за 40, (%)
4.1. Вимикачі елегазові:									
– 35 кВ	32	32	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
– 110 кВ	339	339	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
– 150 кВ	89	89	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
– 220 кВ	56	56	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
– 330 кВ	259	253	6	0	0	97,68	2,32	0,00	0,00
– 400 кВ	4	4	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
– 500 кВ	12	12	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
– 750 кВ	80	80	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
Всього:	871	865	6	0	0	100,00	99,31	0,69	0,00
4.2. Вимикачі вакуумні:									
– 35 кВ	174	174	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
Всього:	174	174	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
4.3. Вимикачі оливні:									
– 35 кВ	521	25	58	186	252	4,80	11,13	35,70	48,37
– 110 кВ	627	44	104	213	266	7,02	16,59	33,97	42,42
– 150 кВ	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
– 220 кВ	41	6	6	20	9	14,63	14,63	48,78	21,95
Всього:	1189	75	168	419	527	6,31	14,13	35,24	44,32
4.4. Вимикачі повітряні:									
– 35 кВ	4	0	0	2	2	0,00	0,00	50,00	50,00
– 110 кВ	358	7	18	121	212	1,96	5,03	33,80	59,22
– 150 кВ	216	0	5	69	142	0,00	2,31	31,94	65,74
– 220 кВ	211	4	39	60	108	1,90	18,48	28,44	51,18
– 330 кВ	293	8	22	105	158	2,73	7,51	35,84	53,92
– 400 кВ	6	0	0	0	6	0,00	0,00	0,00	100,00
– 500 кВ	4	1	2	1	0	25,00	50,00	25,00	0,00
– 750 кВ	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Всього:	1092	20	86	358	628	1,83	7,88	32,78	57,51
Загальна сума:	3900	1322	325	973	1280	33,9	8,33	24,95	32,82

Аналізуючи статистичні дані, які приведені в табл. 1.1, можна побачити те, що велика частина ЕО знаходиться в експлуатації терміном понад 30 років. Частка ПЛ (110 – 800 кВ), які експлуатуються понад 30 років – 88,35 %, АТ (220 – 750 кВ) – 65,18 %, СТ (110 – 220 кВ) – 59,76 %, шунтуючі реактори (500 – 750 кВ) – 19,44 % та ВВ напругою 110 – 750 кВ – 57,42 %.

У той же час, частка від сумарної кількості технологічних порушень у роботі ЕО ТЕС для комутаційного обладнання становить 22,2 %, силових трансформаторів – 11,3 % а частка економічних збитків від технологічних порушень на ТЕС, пов'язаних з пошкодженням комутаційного обладнання,

становить 19 %, а силових трансформаторів – 11 % від загального економічного збитку.

Дані, які наведені на рис. 1.1 – 1.2 [24, 25], свідчать, що кількість технологічних порушень у роботі повітряних ліній в електричних мережах напругою 110 кВ і вище складає 56,1 %, у роботі комутаційного обладнання – 25,7 % від сумарної кількості технологічних порушень. У той же час частки економічних збитків від таких несприятливих режимів складають 50,8 і 20,3 % від сумарного обсягу відповідно.

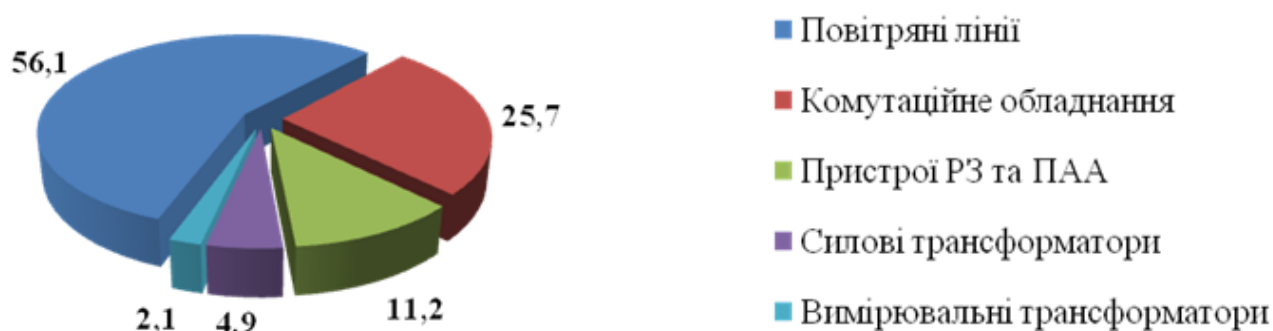


Рисунок 1.1 – Розподіл кількості технологічних порушень у роботі ЕО в електричних мережах напругою 110 кВ та вище

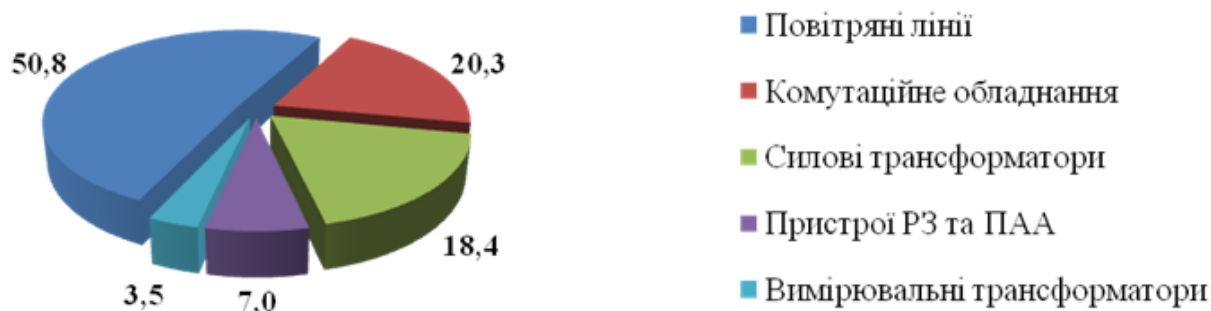


Рисунок 1.2 – Співвідношення економічних збитків від технологічних порушень в електричних мережах напругою 110 кВ та вище, пов'язаних із пошкодженням ЕО

Більшість турбогенераторів потужністю 150 – 800 МВт в електростанціях України були збудовані та введені в експлуатацію в період з 1959 по 1988 роки, а 90% з них вже вичерпали свій розрахунковий ресурс [25, 26].

Наразі внаслідок повномасштабного вторгнення та ракетних атак по енергетичним об'єктам в Україні зруйновано близько 30 % енергоблоків ТЕЦ та ТЕС, а саме 13 ТЕЦ та 7 ТЕС [23].

На кінець 2024 року більша частина енергоблоків АЕС в Україні вичерпала свій 30-річний ресурс експлуатації [27-29]. У то же час на турбогенератори припадає найбільша доля у недовідпуску електричної енергії на АЕС України внаслідок відмов ЕО [29] і ця частка постійно зростає.

Потужні ГЕС і ГАЕС компанії ПАТ «Укргідроенерго» були збудовані в 1960-1970-х роках і станом на сьогодні, термін експлуатації більш ніж 60 % гідроенергетиків потужних ГЕС і ГАЕС ПАТ «Укргідроенерго» вже перевищив 30 років [30].

У середньому, близько 70 разів на рік, має місце повне скидання навантаження, приблизно третина з цієї кількості – із втратою ВП електростанції [30].

У 2012, 2016 і 2017 роках на об'єктах ДП НЕК «Укренерго» зафіксовано 10284 і 112 технологічних порушень відповідно.

Розподіл пошкоджуваності ЕО можна охарактеризувати наступними значеннями: 58 % – ПЛ; 14 % – РЗА та ПАА; 13% – обхідні системи шин, обмежувачі перенапруг нелінійні, високочастотні загороджувачі; 7 % – ВВ, 4 % – СТ, АТ та шунтуючі реактори; 3 % – вимірювальні трансформатори; 1 % – роз'єднувачі [31 – 33].

Розподіл технологічних порушень, які супроводжуються пошкодженням основного обладнання ПС і ПЛ за період з 2004 по 2016 рр. [40] (без впливу сторонніх осіб та стихії) має наступні значення: 7,7 % – АТ, реактори; 9,2 % – вимірювальні трансформатори; 13,2 % – ВВ; 3,7 % – роз'єднувачі; 8,8 % – ошикування; 2,5 % – розрядники, обмежувачі перенапруг нелінійні, конденсатори зв'язку, високочастотні загороджувачі; 1,9 % – РЗА та ПАА; 35,5 % – ПЛ; 10,9 % – інше.

Розподіл технологічних порушень при експлуатації ЕО в електричних мережах ДП НЕК «Укренерго» представлено в табл. 1.2 [34 – 40].

Таблиця 1.2 – Розподіл технологічних порушень при експлуатації ЕО

Рік	Кількість відмов, (шт.)			Недовідпуск електроенергії, (МВт·год)
	Σ	Категорія відмов		
		I категорії	II категорії	
2003	1758	957	801	15857,0
2004	1757	899	858	8571,1
2010	107	9	98	13161,1
2011	87	3	84	262,12
2012	102	11	91	156,86
2013	82	4	78	640,64
2016	84	14	70	148,48
2017	112	13	99	614,14
2018	75	8	67	102,46

Для розв'язання задач аналізу експлуатаційної надійності ЕЕС при відмовах ЕО необхідна розробка математичних моделей оцінки технічного стану та ймовірності відмов електрообладнання і ПЛ, що потребує статистичної обробки статистичних даних щодо відмов генеральної сукупності об'єктів певного типу і класу напруги.

1.2 Статистичний аналіз відмов і технологічних порушень електрообладнання і повітряних ліній ЕЕС

Повітряні лінії електропередачі. ПЛ є найменш надійними елементами ЕЕС. Вони складають значну частину від загальної кількості ЕО [41, 42]. Експлуатаційними організаціями ведеться облік подій та порушень, що призводять до відмов ПЛ.

Згідно з статистичними даними ДП НЕК «Укренерго» у 2018 р. виникло 147 автоматичних відключень ПЛ 220 кВ, що на 15 %. менше ніж в попередньому році. З лінійних причин виникло 136 відключень проти 167 у попередньому році – кількість відключень зменшилась на 15,5 %

Автоматичні відключення у 2018 р. [43] виникли через наступні причини: 40 шт. – грозові перенапруги; 30 шт. – вплив птахів; 12 шт. – низові пожежі; 8 шт. – сильний вітер; 13 шт. – порушення правил охорони; 7 шт. – ожеледь та галопування проводів; 3 шт. – старіння матеріалів; 1 шт. – недоліки експлуатації; 8 шт. – пошкодження обладнання ПС; 3 шт. – помилкова робота РЗА 1 шт. – помилки оперативного персоналу; 18 шт. – причину не встановлено.

Причини відмов ПЛ можна розділити на декілька групи враховуючи особливості режиму роботи та умови експлуатації: перевищення розрахункових навантажень і впливів; низька якість проектування, виготовлення, монтажу, експлуатації; непередбачені причини. Структура відмов за трьома групами з відповідними даними наведена в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Структура відмов ПЛ на сталевих опорах

Причина відмови	Повне руйнування		Часткове руйнування		Всього	
	Число випадків	%	Число випадків	%	Число випадків	%
1. Навантаження та вплив:						
– вітри вищі за розрахункові	336,5	43,87	46,5	6,06	383	49,93
– ожеледь вища за розрахункову	17,5	2,28	17	2,21	34,5	4,49
– одночасно вітри і ожеледь	21,5	2,8	8	1,04	29,5	3,84
– осідання фундаментів та вспучування ґрунтів	4,5	0,59	14,5	1,89	19,0	2,48
– температурні фактори	1,5	0,2	0,5	0,06	2,0	0,26
Разом:	381,5	49,76	86,5	11,26	468	61
2. Якість:						
– проектування	16	2,08	7	0,91	23	2,99
– матеріалу	6,5	0,85	1,5	0,2	8	1,08
– вироблення	15,55	2,02	3	0,39	18,5	2,41
– монтажу	53	6,91	4	0,53	57	7,44
– експлуатації	25,5	3,34	4	0,53	29,5	3,87
Разом:	116,5	15,2	19,5	2,56	136	17,76
3. Непередбачувані причини:						
Разом:	126	16,42	137	4,82	163	21,24
Всього:	624	81,36	163	18,64	767	100

Більша частина відмов опор (58,26 %) викликано дією ожеледне-вітрових навантажень на дроти, троси та будівельні конструкції, що перевищують розрахункові. Понад 50 % усіх відключень ПЛ 35 – 500 кВ відбувається через вплив навантажень і впливів, що перевищують розрахункові та в результаті атмосферних перенапруг.

Згідно з даними ДП НЕК «Укренерго» [20, 41], станом на 01.01.2021 р. 88,0 % довжини усіх ПЛ знаходиться в експлуатації понад 30 років з яких 69,4 % довжини усіх ПЛ знаходяться в експлуатації понад 40 років, що свідчить про масове старіння об'єктів електромережі. Це призводить до зростання аварійності і суттєвого збільшення витрат на забезпечення функціонування ПЛ і ПС, зокрема

на планові та позапланові огляди та аварійні ремонти. Значна частина ПЛ є вразливими до впливу підвищених кліматичних навантажень, переважно восени та взимку. Сполучення збільшення навантажень та впливів стихійних явищ (штормовий вітер, ожеледі, вібрація та галопування проводів) часто є причиною значного збільшення кількості пошкоджень елементів ПЛ і прискорення їх зносу. На сьогоднішній день найбільше застарілих ПЛ в енергосистемах України знаходиться в мережах напруги 220 та 330 кВ.

Силові трансформатори. СТ належать до найбільш відповідального та вартісного електрообладнання сучасних ЕЕС. Відмова, чи планове виведення з роботи СТ призводить до перевантаження інших елементів ЕЕС з можливим аварійним їх відключенням.

Статистичні дані ДП НЕК «Укренерго» [20], свідчать, що значна частина СТ перебуває в експлуатації більш ніж 25 років. Найбільше відмов СТ спостерігаються в період експлуатації до 5 – 10 років, що пов'язано з проявом у ньому прихованих заводських дефектів, та після 37 – 40 років експлуатації, що обумовлено суттєвим зниженням ресурсу працездатності [45].

Наведені в табл. 1.4 статистичні дані щодо причин відмов СТ, свідчать, що найпоширенішими причинами відмов СТ є старіння, дефекти конструкції й виготовлення та недоліки експлуатації [121].

Таблиця 1.4 – Причини відмов СТ

Причина відмов СТ	Частка відмов, %
Зміни властивостей матеріалів (старіння)	21,6
Дефекти конструкції й виготовлення	19,4
Недоліки експлуатації	16,8
Сторонні впливи	10,3
Нерозраховані режими в мережі	5,8
Дефекти ремонту	4,2
Кліматичні й зовнішні впливи	3,5

Згідно з [16] розподіл пошкоджень СТ по вузлах та класах напруг є таким: 66,5 %- СТ напругою 110 кВ; 26,8 % – 220 кВ; 2,6 % – 330 кВ; 4,0 % – 500 кВ; 0 % – 750 кВ.

Можна побачити, найбільш пошкоджуваними елементами є високовольні вводи – 26,0 %, РПН – 18,0 % та обмотки – 11,0 %.

Суттєвий внесок в загальну кількість пошкоджень СТ вносять внутрішні КЗ. Проведений в [45] аналіз показав, що частка пошкоджень, які супроводжуються внутрішніми КЗ, та мали місце при зношенні ізоляції обмоток становить 24 %; пробої ізоляції вводів, порушенні контактного з'єднання вводу обмотки, обриві частини провідників гнучкого зв'язку, замиканні на ярмову балку магнітопроводу та корпус бака – 21 %; пробої внутрішньої ізоляції високовольтних вводів – 21 %; недостатній стійкості при КЗ – 10 %; пошкодження РПН – 10 %.

Головними факторами, що викликають на виникнення технологічних порушень і не супроводжувалися внутрішніми КЗ, але призводять до відключення дією захистів або відключення персоналом за аварійною заявкою, є [45]: порушення в роботі РПН – 20 %; протікання оливи з вводу – 16 %; протікання оливи з СТ через порушення зварних з'єднань та гумових ущільнень – 13 %; пошкодження двигунів оливозасосів системи охолодження – 4 %; підвищення тиску в високовольтних герметичних вводах – 3 %; пошкодження оболонки плівкового захисту – 10%.

Комутаційне обладнання. Надійна робота електричних станцій, ПС і електричних мереж суттєво залежить від безвідмовної роботи високовольтних вимикачів. Ці комутаційні апарати повинні надійно виконувати свої функції та постійно бути готовими до миттєвого виконання комутаційних операцій, особливо в аварійних та післяаварійних ситуаціях. Відмови у виконанні своїх функцій та пошкодження ВВ часто стають причиною серйозних системних аварій [48 – 54].

Проведений аналіз показав, що частка ВВ в загальній пошкоджуваності елементів енергосистем становить від 40 % до 60 % [10, 18, 13, 48 – 54]. Таке зростання кількості відмов ВВ викликане в першу чергу старінням їх парку та недостатнім оновленням. Зазвичай відмови ВВ розділяють на кілька груп: відмови у приводі, в системі керування, внутрішні та зовнішні пошкодження [42 – 44, 45, 46].

Розподіл відмов 669 основних типів ВВ за рівнем напруг від 110 до 750 кВ ОЕС України [55] і значень параметра потоку відмов з приводом наведено в

табл. 1.5.

Таблица 1.5 – Розподіл відмов ВВ за рівнем напруг від 110 до 750 кВ

Вимикачі	Тип вимикача	Загальна кількість розглянутих вимикачів	Розподілення відмов за рівнями напруг, кВ					ω , рік ⁻¹
			110	220	330	500	750	
Повітряні	ВНВ-750	9	–	–	–	–	6	0,061
	ВВБ-750	5	–	–	–	–	1	0,018
	ВНВ-500	7	–	–	–	5	–	0,065
	ВВБК-500	30	–	–	–	17	–	0,052
	ВВБ-500	15	–	–	–	6	–	0,036
	ВВ-500(Б)	76	–	–	–	31	–	0,037
Елегазові	ВГУ-500	8	–	–	–	3	–	0,075
	FXT-17	15	–	–	–	1	–	0,013
Повітряні	ВНВ-330	9	–	–	8	–	–	0,081
	ВВ-300Б	22	–	–	5	–	–	0,021
	ВВН-330	13	–	–	1	–	–	0,007
Повітряні	ВВБК-220	14	–	1	–	–	–	0,006
	ВВД-220	53	–	4	–	–	–	0,007
	ВВБ-220	85	–	4	–	–	–	0,004
	ВВН-220	58	–	10	–	–	–	0,016
Елегазові	ВГУ-220	5	–	3	–	–	–	0,055
Повітряні	ВВУ-110	17	1	–	–	–	–	0,005
	ВВШ-110	22	2	–	–	–	–	0,008
	ВВН-110	87	10	–	–	–	–	0,010
	ВВБМ-110Б	29	2	–	–	–	–	0,006
Малооливні	ВМТ-110	14	3	–	–	–	–	0,019
	У-110	31	4	–	–	–	–	0,012
	МКП-110	16	3	–	–	–	–	0,017
	МКП-110М	27	2	–	–	–	–	0,007
Елегазові	ВГТ-110	2	3	–	–	–	–	0,3
Разом:		669	30	22	14	63	7	–

З табл. 1.5 видно, що параметр потоку відмов ВВ змінюється в широкому діапазоні, залежно від їх типу. Видно, що на початкових етапах експлуатації сучасних елегазових ВВ аварійність може бути вищою, а освоєння вимагає часу.

На рис. 1.3 показано структуру відмов повітряних ВВ за даними [56].

Найбільша кількість відмов у повітряних ВВ виникає внаслідок витоків стисненого повітря, особливо в з'єднаннях трубопроводів і ущільненнях. Також спостерігаються випадки відмов через несправності в механізмах приводу, що може призвести до невиконання команд на включення або відключення.

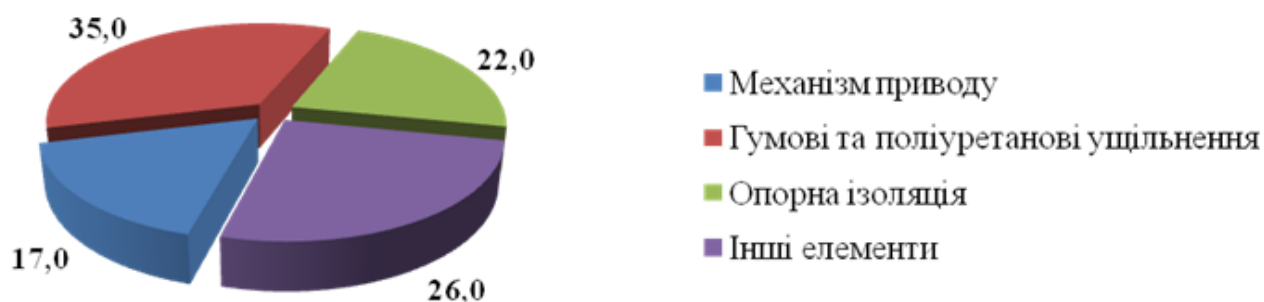


Рисунок 1.3 – Причини відмов повітряних ВВ

В деяких типах повітряних ВВ також може відбуватися розрегулювання механізму приводу та пошкодження блок-контактів, що призводить до відмов системи керування. Ці відмови пов'язані зі зносом деталей приводу через тривалу експлуатацію та низьку якість ремонтів.

Найбільше відмов у малооливних ВВ виникає через неправильну роботу приводу, що призводить до невиконання команд на включення та відключення, а також до мимовільного включення, відключення та затримки виконання операцій, що найчастіше призводить до пошкодження самого вимикача.

Велика кількість відмов малооливних ВВ пов'язана з ушкодженням опорних ізоляторів. Також присутні відмови, які спричинені пошкодженнями передавальних механізмів від приводу (ізоляційні тяги, штанги, троси).

Кількість пошкоджених елегазових ВВ в загальній кількості пошкоджень ВВ складає 7,1 % в ОЕС України, в той час, як повітряних ВВ – 22,3 %, а оливних ВВ – 70,6 % [57] (рис. 1.4).

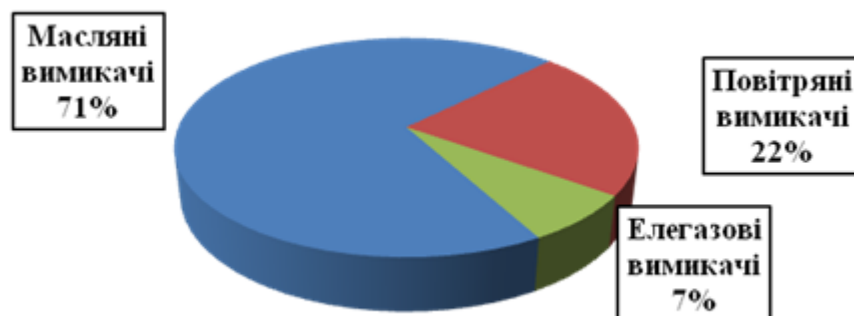


Рисунок 1.4 – Пошкоджуваність ВВ

Діаграма розподілу відмов для елегазових ВВ [54] зображена на рис. 1.5.

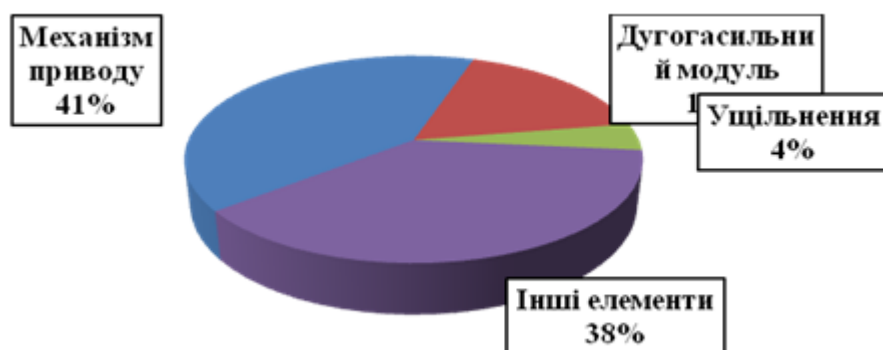


Рисунок 1.5 – Діаграма відмов елегазових ВВ

В [44 – 48, 57 – 68] зазначається, що під час експлуатації мали місце пошкодження елегазових ВВ за причинами, які викликають відмову:

- механізму приводу (механічних пошкоджень) елегазових ВВ;
- систем керування та допоміжного обладнання елегазових ВВ;
- ізоляційних характеристик елегазових ВВ.

Однією з відомих причин відмови всіх типів ВВ є відмови у відключенні струмів КЗ [44 – 48]. Ці відмови, в більшості випадків, виникають через недостатню відключаючу здатність ВВ та відключенні близьких КЗ, які супроводжуються швидким відновленням напруги на головних контактах, попри те, що струм КЗ при цьому може бути нижче від номінального струму відключення.

Відмови у відключенні КЗ пов'язані, як правило, з тим, що реальна відключаюча здатність ВВ не відповідає умовам експлуатації. У процесі розвитку ЕЕС струми КЗ зростають до рівнів, які перевищують межі можливостей, які були раніше встановлені на ПС.

Ймовірність відмови електрообладнання і зокрема ПЛ, енергосистеми тісно пов'язана з поняттям його ресурсу працездатності (ТС). Тому для повітряних ліній, які є найбільш пошкоджуваним елементом енергосистеми, важливим є визначення імовірності відмови за результатами оцінки спрацьованого ресурсу.

1.3 Особливості режимів роботи ЕЕС при відмовах електрообладнання і ПЛ в умовах каскадного розвитку аварій

Аналіз інформації, яка наведена у розділах 1.1 і 1.2, щодо технічного стану, умов експлуатації та статистики відмов парку електричного обладнання ЕЕС України, зокрема ПЛ, показав, що стан ЕЕС характеризується важким режимом роботи, який обумовлений наявністю великого відсотку зношеного електрообладнання, яке знаходиться в експлуатації. Значний рівень фізичного і морального зношення парку електрообладнання призводить збільшенню частоти порушень нормального режиму ЕЕС через відмови електрообладнання.

На сьогоднішній день, внаслідок реформ у сфері електроенергетики, окремі ділянки ЕЕС знаходяться у власності багатьох інвесторів, а межі балансової належності не збігаються з границями технологічного керування [6, 10, 13].

Більш того, ще одним негативним наслідком лібералізації керування в електроенергетичній сфері є збільшення кількості учасників ринку, у яких інтереси не тільки не співпадають, але й суперечать один одному. Також у галузі є труднощі, що стосуються координації, планування та взаємодії між конкурентними та регульованими сегментами енергетичного ринку [10, 11, 14].

Щоб отримати максимальний прибуток, учасники енергоринку прагнуть максимально збільшити завантаження електричних мереж, при цьому, знижуючи резерви потужності на електростанціях, а також уникають регулювання режимів, у яких обмежується електропостачання споживачів. Як наслідок, ці дії знижують рівень надійності функціонування ЕЕС [11, 14].

Аналізуючи закордонні лібералізовані ринки електроенергії [11, 14] можна побачити, що для них характерними є вище перераховані проблеми і наразі не існує відпрацьованих стійких механізмів, які будуть забезпечувати надійність ЕЕС. Закордонні енергетичні компанії, у свою чергу, по-різному вирішують задачі забезпечення надійності. У свої діяльності вони використовують критерії, більшість з яких сформовані емпірично-екстраполяційний методом, ніж з використанням техніко-економічного обґрунтування. Як наслідок лібералізації

керування у сфері електроенергетики є суттєва втрата її керованості.

Усі перераховані вище обставини ускладнюють режими роботи ЕЕС, збільшують їх непередбачуваність, підвищують ризик утворення аварійних ситуацій, що спричиняють порушення статичної і динамічної стійкості ЕЕС, недопустиме зниження рівнів напруги на шинах споживачів, перевантаження електричного обладнання і повітряних ліній, утворення каскадного розвитку аварійних ситуацій ЕЕС.

Аварії, внаслідок яких відбуваються каскадні процеси, що призводять до поетапного відключення елементів ЕЕС, можуть спричинити тривалі та важкі наслідки в ЕЕС. Основними причинами такого є: КЗ на ЕО, відключення або перевантаження ПЛ, несправність систем управління та захисту, удари блискавки в ЕО енергосистеми, відмови ЕО внаслідок незадовільного ТС, помилки у діях обслуговуючого персоналу, лавина напруги, зниження частоти та інші [2, 70, 71]. Більший відсоток цих збурень можна усунути дією засобів РЗ і ПАА. Якщо ж пристрої РЗ і ПАА не спрацювують або персонал виконує помилкову дію чи є інші внутрішні та зовнішні фактори, у такому разі може виникнути каскадний розвиток аварійної ситуації в системну аварію, яка в деяких випадках може призвести до катастрофічних результатів для ЕЕС і споживачів (*blackout*) [71, 72].

Статистика фіксує десятки системних аварій за рік в сучасних потужних складних енергооб'єднаннях промислово розвинених країн на початку поточного тисячоліття [72]. В табл. 1.6 [73] подано статистику щодо кількості відключень електропостачання, які були зафіксовані у всьому світі протягом 2011 року.

Таблиця 1.6 – Кількість відключень електропостачання, зареєстрованих у різних регіонах світу у 2011 році

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

Як можна побачити, що з плином часу збільшується кількість важких системних аварій та зростають масштаби наслідків для споживачів. Це підтверджує важливість дослідження таких аварій та вимагає розробки заходів для їх запобігання, зупинки розвитку та ліквідації наслідків.

Дослідження аварійних ситуацій, які включають в себе значну кількістю подій, які мають різне походження, демонструє, що в загальному випадку можна відокремити деякий ланцюг подій, який має значний вплив на утворення і розвиток аварійної ситуації.

Причини виникнення великих системних аварій. У табл. 1.7 [73] наведено оцінку найбільш великих системних аварій та каскадних відмов протягом десятиліття, при яких 1 млн. споживачів зазнали знеструмлення протягом щонайменше 1 год., а також наведено короткий опис їх основних причин та наслідків.

Таблиця 1.7 – Зареєстровані найбільш важкі системні аварії за останнє десятиліття

Країна / Регіон	Дата	Тривалість, год	Постраждали люди, млн	Причини
Мексика та США	8.09.2011 р.	12,0	2,7	Відключення ПЛ
Бразилія	4.02.2011 р.	16,0	53,0	Відмова ПЛ і коливання потужності
Індія	30.07.2012 р.	14,0	620,0	Перевантаження ПЛ
Індія	31.07.2012 р.	2,0 – 8,0	700,0	Перевантаження ПЛ
В'єтнам	22.05.2013 р.	1,0 – 8,0	8,0	Кранівник зачепив дерево, яке впало на ПЛ
Філіппіни	6.08.2013 р.	8,0	12,0	Лавина напруги
Таїланд	21.05.2013 р.	10,0	8,0	Удар блискавки
Бангладеш	1.11.2014 р.	24,0	150,0	Відключення ПС постійного струму
Пакистан	26.01.2015 р.	2,0	140,0	Технічна несправність на електростанції
Голландія	27.03.2015 р.	1,5	1,0	Погані погодні умови, КЗ та перевантаження елементів ЕЕС
Туреччина	31.03.2015 р.	4,0 – 7,0	70,0	Пік навантаження, відмова ПЛ та БСК
Україна	21.11.2015 р.	6,0	1,2	Аварія в ЕЕС
Україна	23.12.2015 р.	6,0	0,23	Кібератака

Кінець таблиці 1.7

Країна / Регіон	Дата	Тривалість, год	Постраждали люди, млн	Причини
Кенія	7.06.2016 р.	4,0	10,0	КЗ на вводах СТ через тварину
Шрі-Ланка	3.03.2016 р.	16,0	10	Сильна гроза
Південна Австралія	28.09.2016 р.	6,1	1,7	Пошкодження штормом системи передачі та розподілу та каскадні відмови
США (Нью-Йорк)	1.03.2017 р.	11,0	21,0	Каскадна відмова в системі передачі
Уругвай	26.08.2017 р.	4,0	3,4	Погані погодні умови які призвели до каскадних відмов
США (південний схід)	10.09.2017 р.	5,0	7,5	Каскадні відмови
Судан	10.01.2018 р.	24,0	41,5	Каскадна відмова
Азербайджан	3.07.2018 р.	8,0	8,0	Несподівано високі температури
Бразилія	21.03.2018 р.	1,0	10,0	Відмова ПЛ
Канада	20.12.2018 р.	4,0	0,6	Вітер швидкістю 100 (км/год.)

З табл. 1.7 можна побачити, що найбільш тривала системна аварія мала місце в Бангладеші 1.11.2014, та тривала 24 год. Системна аварія в Індії 31.07.2012 року зачепила найбільшу кількість людей (700 млн.). До причин системних аварій та каскадних відмов відносять: ТС ЕО ЕЕС; недостатній запас реактивної потужності в ЕЕС; ЕЕС була значною мірою завантажена – режим зимового або літнього піка навантаження; виведення з ладу (або був у ремонті) один або кілька елементів в ЕЕС, які суттєво впливають на надійність її функціонування; важкі кліматичні (погодні) умови: вітер, гроза, туман, геомагнітні бурі, пожежа та інше; природні катастрофи: землетруси, цунамі та інше.

Одним з яскравих прикладів аварії, спричиненою відключенням основного та допоміжного електрообладнання через значне зниження його ресурсу стала системна аварія в Московській електроенергетичній системі, яка відбулася 25.05.2005 р. [37,38]. Основними факторами, що стали причиною каскадної аварії, були низька надійність основного та допоміжного обладнання через суттєве вичерпання ресурсу (термін експлуатації обладнання перевищив 60 років). У

процесі каскадного розвитку аварії було помічено поступове ослаблення мережі, головним чином через серію послідовних перевантажень; відключень, що виникли через перевантаження; короткі замикання, які виникли внаслідок перевантажень на ПЛ напругою 220 кВ, що йдуть від відповідальних підстанцій.

Аналіз практики експлуатації ЕЕС країн [74– 79] показує, що всі найбільші системні аварії за останній час, які відбулися в США – Канада (2003 р.), Швеція – Данія (2003 р.), Італії (2003 р.), спричинені недостатньою відповідністю між існуючими системами підтримки надійності функціонування енергетичних об'єктів та об'єднань та новими ринковими умовами. Аналіз закономірностей розвитку великих системних аварій вказують, що процеси каскадних відмов можуть бути поділені на різні етапи: передаварійний стан, ініціююча подія, каскадний розвиток аварії, кінцевий стан і відновлення.

Передаварійний стан. Передаварійний стан, перед початком системної аварії, включає: погодні умови, ТС ЕО ЕЕС, запас реактивної потужності в ЕЕС, завантаження ЕЕС, ЕО яке виведене з ладу (або знаходяться у ремонті) один або кілька.

Ініціююча подія. Різні ініціюючі події можуть безпосередньо можуть призвести до системних аварій або погіршити стан ЕЕС. Будь-яка з наступних ініціюючий подій запускає ланцюг подій який може призвести до великої системної аварії: КЗ, перевантаження ЕО ЕЕС, відмова систем РЗ та ПАА, втрата генерації тощо.

Каскадний розвиток аварії. Ініціююча подія зазвичай викликає коливання потужності та напруги, а також перевантаження елементів системи внаслідок чого струм збільшується, а напруга знижується. Збільшення струму та зниження напруги, можуть призвести до каскадного відключення елементів ЕЕС відповідно до попередньо встановлених налаштувань РЗ та ПАА. Це призведе до дедалі більших коливань, флуктуацій та перевантажень, і, таким чином, до додаткових відключень елементів ЕЕС, що робить ЕЕС некерованою.

Каскадний розвиток аварії можна розділити так: повільний розвиток аварії,

коли ЕЕС все ще здатна підтримувати баланс між генерацією та споживанням, але основною проблемою є перевантаження елементів ЕЕС; тригерна подія-межа між повільним розвитком аварії та швидким (порушення балансу між генерацією та навантаженням); швидкий розвиток аварії, пов'язаний з порушенням балансу між генерацією та навантаженням, що призводить до швидкого відключення великої кількості елементів та колапсу ЕЕС; кінцевий стан ЕЕС, який настає після вищезгаданого розвитку аварії, а ЕЕС в більшості випадків розділена на деякі підсистеми ЕЕС одні з яких працюють з нестачею генерації, а деякі з надлишком; відновлення- це наступний етап, коли системний оператор намагається об'єднати на паралельну роботу всі об'єкти ЕЕС разом і повернути систему до її початкового стану.

На основі аналізу різних сценаріїв розвитку системних аварій, які мали місце в ЕЕС різних країн, нижче, як приклад, надано інформацію джерел щодо деяких нещодавніх аварій в ЕЕС світу) [80 – 82].

– *італійська* – аварія, яка трапилася в ЕЕС Італії 28 вересня 2003 р. [74, 75]. Через цю системну аварію постраждало 57 млн. людей в Італії. Вона торкнулась всієї Італії та частини Швейцарії. Електропостачання було перервано на протязі від 1,5 до 19 год.;

– *американська* – аварія, що відбулася 14 серпня 2003 р. в ЕЕС США і Канади [75 – 77]. Через цю системну аварію постраждало приблизно 50 млн. людей, тоді як повністю постраждало 8 штатів США та 2 провінції Канади. Було відключено близько 70 ГВт генерації. Це спричинило економічні збитки у розмірі 7 – 10 млрд. доларів. На відновлення енергопостачання Нью-Йорка та інших регіонів пішло понад добу.

– *скандинавська* – аварія, яка виникла 23 вересня 2003 р. та мала місце в ЕЕС південної частини Швеції і західної частини Данії [78, 79]. Найсерйозніша системна аварія, яку зазнала північноєвропейська ЕЕС за останні 20 років. Приблизно 4700 МВт навантаження було відключено у Швеції, постраждало 1,6 млн. людей, і 1850 МВт навантаження було відключено в Данії, постраждало 2,4 млн. людей.

Розглядаючи деякий узагальнений сценарій розвитку аварії, слід визначити наступні етапи.

Нормальний (доаварійний) або допустимий стан системи. Параметри режиму у таких умовах перебувають в допустимих межах.

Однак для більшості системних аварій у доаварійному режимі мали місце значні відхилення параметрів, які не розглядалися як аварійні, але імовірно ослаблювали систему. До таких відхилень належать:

- *італійська* – перевищення ліміту передачі потужності без попереднього планування зі Швейцарії в Італію;
- *американська* – надмірне електроспоживання, значні обсяги перетоку потужності, зниження напруги, а також варіація частоти.

Разом з тим, у день, коли відбулася аварія, в американському та італійському випадках проводилися планові ремонти генераторів і обладнання ПЛ.

Аварійна ситуація. Перед утворенням аварій, відбулися події, які додатково ослабили ЕЕС:

- *італійська* – вимкнення ПЛ 380 кВ Метлен-Лаворго у Швейцарії;
- *американська* – вимкнення ПЛ в Індіані, 1 енергоблока електростанції Істлейк-5 та ПЛ 345 кВ Стюарт-Атланта в Огайо;
- *скандинавська* – вимкнення енергоблока АЕС Оскарсгамн.

Під час розвитку аварійної ситуації в деякий момент часу відбулася тригерна подія. Такими подіями, для наведених аварій:

- *італійська* – вимкнення ПЛ Сільц-Соазза;
- *американська* – вимкнення ПЛ 345 кВ Хардінг-Чамберлін в Огайо;
- *скандинавська* – вимкнення 2 систем шин на ПС 400 кВ Norred.

В основному тригерна подія розділяє фазу акумулювання багатократних факторів, які безпосередньо не викликають аварію, від хронології подій, які напряму відображають хід аварії та мають очевидний взаємний зв'язок з послідовними етапами аварії.

Для вирішення заданих задач необхідно розробити адекватні підходи та

програмне забезпечення, яке зможе оцінити режимну надійності при збуреннях в ЕЕС зважаючи на вищеперелічені фактори. Особливо важливим є забезпечення високого рівня працездатності обладнання, що досягається організацією високоефективної системи моніторингу його технічного стану та ТО і Р.

На даний момент енергетику України можна охарактеризувати значним зниженням стійкості ЕЕС через лімітований обсяг маневрових потужностей, нерівномірним розташуванням джерел генерації на території ОЕС, щільною концентрацією потужності в локальних вузлах та регіонах, потребою доставки значних потоків потужності через елементи системи з районів з надлишком потужності в райони з його дефіцитом; існуванням "слабких" зв'язків між різними частинами ОЕС. За присутності перелічених факторів, аварійне відключення лише 1 енергоблоку 1000 МВт може спричинити суттєвий небаланс потужності, що часто відбувається під час швидкого й значного зниження частоти в енергосистемі та асинхронним режимом роботи генераторів.

Комбінація зазначених режимів разом з імовірними відмовами електрообладнання, помилковими спрацюваннями ПАА та процесами персоналу у більшості випадків може спричинити утворення значного небалансу потужності в енергосистемі та каскадного розвитку аварії.

Суттєву увагу при цьому заслуговують потенційні відмови ПЛ та наслідки, які вони спричиняють. Як було зазначено раніше, на сьогоднішній день ПЛ є одним з найбільш розповсюдженим елементом ЕЕС і та має найбільшу пошкоджуваність. Зокрема це стосується ПЛ зв'язку АЕС з енергосистемою. Відключення ПЛ внаслідок незадовільного ТС або несприятливих кліматичних впливів зазвичай спричиняє зниження потужності і, у найгіршому випадку, відключення енергоблоків від енергосистеми. Це у свою чергу спричиняє утворення аварійної ситуації, у якій режимні параметри ЕЕС виходять за межі допустимих значень.

1.4 Ризик-орієнтований підхід щодо управління експлуатацією електроенергетичних об'єктів. Існуючі стратегії ТО і Р електрообладнання сучасних ЕЕС

Аналізуючи в попередніх розділах аварійності ЕО в новітніх ЕЕС можна побачити, що на сьогоднішній день абсолютно не виключена ймовірність утворення аварійних режимів, які є наслідком відмов силового і комутаційного обладнання, що відбуваються разом з порушенням електроживлення споживачів та з порушенням технологічної стійкості промислових об'єктів. Енергокомпаніям при ухваленні аргументованих рішень відносно стратегії ТО і Р парку електрообладнання і ПЛ потрібно брати до уваги ризик утворення аварійної ситуації в ЕЕС при відмовах обладнання, плановому або аварійному виведенні з роботи ПЛ [2, 3, 10, 13, 15, 18, 28, 70, 83].

Ризик – це подія або група аналогічних випадкових подій, які завдають збиток об'єкту, що володіє даним ризиком [10, 70]. Ризик як окрема подія володіє двома властивостями – ймовірністю та збитком. Якщо відомі ймовірності виникнення вихідних інцидентів та проміжних кроків, то можливо визначити ймовірність реалізації даного сценарію і відповідної йому події.

Аналіз ризику – це початковий етап, який має на меті отримати необхідну інформації про структуру, властивості об'єкта та наявні ризики. Основними складовими аналізу є виявлення ризику та його оцінки. При виявленні ризику (якісна складова) ідентифікують всі можливі ризики, які характерні для досліджуваної системи. При оцінці ризику кількісно описують ризики, які були виявлені. У процесі формуються такі характеристики, як ймовірність та розмір ймовірного збитку. Узагальнена схема оцінки ризику зниження надійності підсистеми ЕЕС представлена на рис. 1.6.

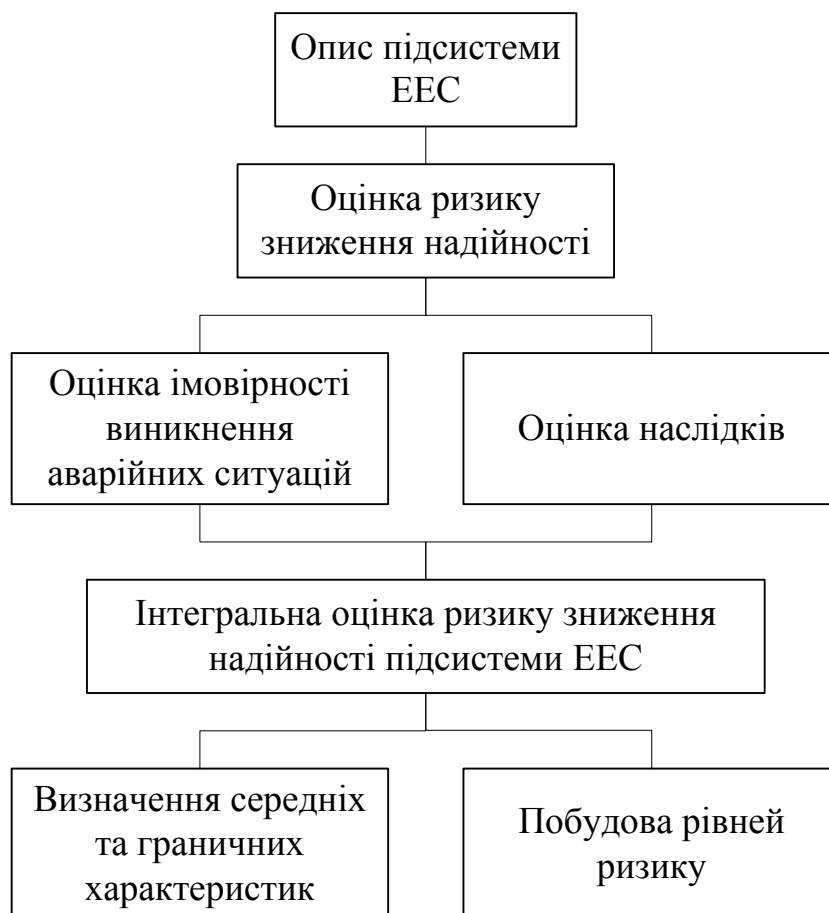


Рисунок 1.6 – Загальна схема оцінки ризику зниження надійності підсистеми ЕЕС

За останні десять років у промислово розвинутих державах активно застосовується стратегія *«ризик-менеджменту»* для одержання агрегованої оцінки стану підсистеми ЕЕС та ухвалення оптимальних рішень щодо її функціонування, використовуючи аналітичні дані причинно-наслідкових зв'язків між рівнем ТС зношеного ЕО та аварійними порушеннями режиму підсистеми ЕЕС [9, 14, 84, 85, 165-171]. Впровадження даної стратегії викликане збільшенням витрат ТО і Р ЕО енергосистем, а також необхідністю гарантування якості електроживлення для споживачів електроенергії [86, 87]. Основною метою ризик-орієнтованого управління полягає в ефективному плануванні ТО і Р обладнання енергосистем. У той же час комплексно враховуються економічні, технічні та експлуатаційні обмеження і мінімізують сумарні затрати енергокомпаній на [84 – 86].

В Україні наукові дослідження у сфері *«ризик-менеджменту»* суттєво відстають від закордонних [10]. Зазвичай ризик трактують як ймовірність події та

її наслідків, присутні загальні положення для оцінки ризиків виробничих об'єктів [11]. У [88] технічний ризик роз'яснено як основний кількісний показник ризику аварій. Згідно з [88] технічний ризик можна визначити як ймовірність відмови технічних пристроїв з наслідками певного рівня. за повний період функціонування об'єкта. Для оцінювання ризику в Україні застосовують такі підходи, як ймовірність виникнення події та добуток ймовірності настання події та її наслідків [19, 89]. Основні складові ризику включають в себе відмови ЕО, КЗ на ПЛ, і режим роботи ЕЕС.

Необхідно відзначити, що на сьогодні існують наступні стратегії ТО електрообладнання і ПЛ [86, 87,], які ґрунтуються на реалізації цілей наведених у табл. 1.8 згідно з [90].

Таблиця 1.8 – Цілі стратегій ТО

Оптимізація обладнання	Експлуатації елемента ЕЕС за номінальними умовами та мінімальним часом відключення
Мінімальні витрати протягом експлуатації	Низькі капіталовкладення та експлуатаційні витрати протягом усього терміну експлуатації
Оптимізація ресурсів	Максимізація часу експлуатації ЕО з мінімальними затратами (людські, фінансові), моніторинг роботи
Мінімізація ризиків	Відповідність встановлених ризиків, прийнятих компанією: персонал, функціонування, наявність постачання та фінансів
Додаткові можливості для подальшого розвитку ЕО	Розвиток додаткових можливостей на основі наявних технічних інновацій
Підвищення доступності	Зниження рівня аварійності ВВ та відповідних наслідків у разі відмови
Оптимізація всієї системи	Коригування ТО окремих ВВ в залежності від терміну експлуатації всієї системи (наприклад, підстанції або станції)

У разі використання стратегії *Time-Based Maintenance* (TBM), технічний персонал здійснює перевірки та обслуговування через певні часові проміжки, і заміна ПЛ виконується після певного періоду, який розраховується на основі прогнозованого терміну служби. Тривалість служби електрообладнання і ПЛ можна оцінити використовуючи досвід експлуатації та рекомендації виробника, що базуються на відомій інформації про старіння та статистиці відмов обладнання. Цю стратегію широко застосовують в декількох державах світу, в тому числі і в Україні [91 – 93]. Оскільки головною основою цієї стратегії є

запобігання незапланованим відключенням, тому кількість заходів щодо ТО формується наперед. Але ця стратегія у свою чергу має ряд недоліків, таких як потреба у виведенні електрообладнання і ПЛ з роботи, суттєві затрати та імовірність появи відмов після ТО через недоліки у процедурах або через низьку кваліфікацію ремонтного персоналу. Для використання стратегії TBM необхідна підтримувати співвідношення між терміном, умовами роботи і частотою відмов для проведення заміни електрообладнання та ПЛ перед виникненням відмови [86, 87].

Якщо відсутній чіткий взаємозв'язок між інтенсивністю відмов та терміном експлуатації використовувати стратегію TBM не є ефективно. Це в свою чергу дає можливість використати стратегію *Condition-Based Maintenance* (CBM), у якій залежно від ТС реалізується обслуговування та заміна електрообладнання і ПЛ. Але оскільки у стратегії CBM стан електрообладнання і ПЛ визначається з використанням моніторингу або діагностики, це змушує збільшувати кількість норм, щодо інвестицій у діагностичні системи та підготовку персоналу. Якщо використовується стратегія CBM для здійснення певної кількості діагностичних тестів, зазвичай, ВВ виводять з експлуатації [86, 87, 94].

Однак застосування цієї стратегії має свої недоліки. Наприклад, обсяг технічного обслуговування для всіх видів ВВ повинен бути однаковим, незважаючи на його важливість або місце, де воно розташоване. Щоб максимально ефективно використовувати усі зібрані дані, персонал повинен мати відповідний рівень кваліфікації, відсутність якої може спричинити неправильну оцінку ТС електрообладнання та ПЛ, особливо такого обладнання, яке перебуває в аварійному стані, тобто в стані, що знаходиться між нормальним станом і станом відмови. Невірне трактування результатів спостережень може спричинити проведення зайвої кількості робіт з обслуговування та підвищення витрат на обслуговування. Ще однією проблемою є відсутність чітких і сучасних нормативів для CBM, які б могли регламентувати порядок дій, вимоги до діагностичних тестів та даних, які мають реєструватися під час здійснення ТО. Тому компанії, які проводять обслуговування застосовують неоднакові

діагностичні тести та обладнання для збору потрібних характеристик і параметрів [86, 87].

Reliability-Centered Maintenance (RCM) у свою чергу є найбільш складною та найбільш повноцінною стратегією ТО. З огляду на пріоритетність ТО, важливість електрообладнання та ПЛ для обслуговування обирається незважаючи на його ТС. Водночас, підхід RCM включає не тільки важливість самого обладнання та ПЛ, але й їхній ТС. У цій стратегії ТС розглядають не на пряму, а через ступінь наслідків відмов і пошкоджень, як приклад – через розрахунки вірогідностей відключень чи перерв у електроживленні. Лише об'єднавши важливість та ТС об'єкта, можна отримати максимально доцільний розподіл фінансування відносно стратегії ТО, що одночасно враховують і вплив електроживлення, і ТС який необхідний для проведення ТО [86, 87, 95 – 97].

На даний момент, орієнтуючись на раніше описану стратегію ризик-орієнтованого управління та на виконаний аналіз існуючих стратегій ТО електрообладнання і ПЛ, актуальним вектором покращення системи обслуговування і ремонту повітряних ліній в Україні має стати розробка підходів, які базуються на безпосередньому моніторингу реальних змін ТС обладнання під час його експлуатації. Через це головною задачею є поступовий перехід від стратегії ТВМ до ремонту за фактичним ТС, використовуючи дані обстеження електрообладнання і ПЛ. Тому потрібно створити методи і засоби для отримання даних обстежень, та розробити моделі оцінки ТС, які будуть включати в себе усі чинники, які мають вплив на зношення ВВ.

Як зазначалося вище, надійна і ефективна робота електрообладнання і ПЛ ЕЕС залежить від його ТС, що задається, використовуючи велику кількість технічних засобів і методів діагностики. Це здійснюється як через прямі, так і через непрямі вимірювання фізичних величин та параметрів, що відображають працездатність обладнання.

Однак, у багатьох випадках існуючі методи не забезпечують комплексної, якісної та кількісної оцінки ТС всієї кількості електрообладнання і ПЛ чи конкретних одиниць, а реєструють лише деякі їх дефекти і ознаки. У свою чергу,

першочерговою задачею є реалізація такого комплексного методу визначення ТС, який зможе поєднувати в собі дані обстежень, і базуючись на цих даних здійснити кількісну оцінку ТС електрообладнання і ПЛ. Як інтегральний показник можна використовувати технічний ресурс, що повною мірою характеризує довговічність ЕО.

Розв'язання цих задач базується на оцінці спрацьованого або залишкового ресурсу електрообладнання і ПЛ через отримання діагностичної інформації на основі моніторингу вимикачів.

1.5 Загальна характеристика методів оцінки ризику порушення нормального режиму ЕЕС при виведенні з експлуатації електрообладнання і ПЛ

На сьогодні, одним із пріоритетних завдань є гарантування надійності електроживлення споживачів у всіх можливих режимах роботи ЕЕС. Згідно з [98,99], системну надійність ЕЕС можна визначити за її спроможністю безперервно постачати електроенергію споживачам з належною якістю.

Для забезпечення нормованого рівня надійності енергетичної системи важливим є правильне проєктування, планування, експлуатація та технічне обслуговування, які, у свою чергу, ведуть до збільшення розміру інвестицій в ЕЕС. Однак, як засвідчує практика, додаткові інвестиції в інфраструктуру зазвичай не забезпечують очікуваного підвищення надійності [16, 20].

Таким чином, оцінка системної надійності ЕЕС є ключовим етапом при прийнятті оптимальних інвестиційних рішень для підтримання необхідного рівня надійності.

Визначення «*системна надійність*» є широким та містить балансову (готовність) та режимну складові [16, 20, 100 – 104].

Відповідно до [100 – 104] режимна надійність описує можливість системи накопичувати задані / допустимі режими роботи під час змінення факторів та несподіваних збурень, наприклад КЗ та позаплановані відключення (відмови) обладнання, не даючи при цьому утворитися каскадному розвитку аварії.

Існує два підвиди режимної надійності ЕЕС – статична і динамічна режимна надійність ЕЕС [98]. Визначення статичної режимної надійності ЕЕС полягає у проведенні серії послідовних усталених режимів при симулюванні аварійних ситуацій і описує післяаварійні режими з використанням критерію « $n - k$ », де n – сумарна кількість елементів системи, а k – кількість обладнання ЕЕС, що несподівано вийшли з експлуатації.

Для визначення динамічної надійності ЕЕС зазвичай використовуються математичні моделі її динаміки при неочікуваних відключеннях елементів, з урахуванням прогнозованого шляху розвитку аварійної ситуації. Такі моделі втілюються за допомогою методів, як повного, так і наближеного моделювання.

Як правило, у рамках динамічної режимної надійності розрізняють два основні підвиди: надійність паралельної роботи та живучість системи. Надійність паралельної роботи характеризується стійкістю ЕЕС, тоді як живучість визначається її здатністю запобігти каскадному розвитку аварій, які можуть призвести до масштабних порушень електроживлення споживачів, а також забезпечити відновлення нормального режиму роботи системи [99, 105 – 106].

Критерії оцінки режимної надійності поділяються на детерміністичні та ймовірнісні. Перший підхід дає змогу встановити поточний рівень режимної надійності з урахуванням заданих умов, тоді як імовірнісний підхід дає можливість розглянути цей рівень як кількісно, так і якісно [70, 84, 99, 105 – 106].

Дослідження світового та вітчизняного досвіду проєктування ЕЕС продемонструвало, що загальним принципом для підтримання режимної надійності є таке проєктування, при якому запобігається порушення якісного електропостачання споживачів та при якому електростанції працюють в нормальній режимі, навіть у разі виведення з роботи окремих елементів системи.

Цей підхід має назву критерій « $n - 1$ » і заснований на принципі надлишковості [15, 16, 99, 105 – 106].

Загальновживаним критерієм режимної надійності є критерій « $n - 1$ », а в деяких випадках застосовується й критерій « $n - k$ ». Цей критерій забезпечує знаходження режимних параметрів ЕЕС в діапазоні нормованих значень при

відмові одного елемента системи та урахуванням ймовірності розвитку аварій через перевантаження елементів, неприпустимого коливання напруги, а також через роботу пристроїв РЗ і ПАА.

Згідно з критерієм « $n - 1$ », у якості елементів, які виходять з ладу, використовують всі складові ЕЕС: ПЛ, трансформатори, джерела генерації. У цьому випадку ймовірність відмови елемента можна враховувати або й не враховувати [15, 16, 99, 105 – 106].

Визначення режимної надійності ЕЕС у традиційному підході базується на оцінці наведених аварійних ситуацій за критерієм « $n - 1$ » і орієнтоване на підтриманні надійного функціонування ЕЕС, використовуючи оцінювання наслідків відмови окремого елемента системи. Цей критерій, широко використовується енергокомпаніями, спрощує розрахунки та фокусується на найгірших сценаріях. Однак цей метод суб'єктивний, не включає в себе ймовірність відмови елементів ЕЕС або одночасної відмови кількох елементів та не враховує таке поняття як невизначеність. Ці обмеження приводять до консервативного аналізу, що надає пріоритет надійності над зменшенням інвестицій.

Це, у свою чергу, зумовлює розвиток ймовірнісних підходів до оцінювання режимної надійності, у межах яких розглядаються аварійні вимкнення елементів ЕЕС зі знаходженням ймовірнісних характеристик як самих подій, так і їхніх наслідків [15, 16].

Між визначеннями «режимна надійність» та «ризик» у контексті енергетичних систем має місце безпосередній зв'язок: високий ризик зазвичай відповідає низькому рівню надійності системи, і навпаки. Ймовірнісна поведінка енергосистеми, яка характеризується випадковістю відмов елементів, невизначеністю у створенні прогнозу навантаження, волатильністю ринку електричної енергії та інтеграцією джерел ВДЕ, стимулює зростання ризику. До того ж, застосування інформаційних та комунікаційних технологій у розумних мережах ще сильніше ускладнює функціонування ЕЕС [15, 16].

Сучасне керування режимами ЕЕС є складним і відповідальним завданням

енергетичних компаній. В останні роки стратегія «ризик-менеджменту» активно впроваджується для успішного керування режимами ЕЕС у промислово розвинених країнах. Цей підхід дає змогу здійснювати комплексний аналіз взаємозв'язків між ТС обладнання і аварійними режимами, у той же час забезпечує знаходження інтегрального показника роботи ЕЕС [11, 19, 83 – 86, 175, 177, 178].

Не існує єдиного загальноживаного визначення терміну «ризик». В основному, сумарний ризик аварійної ситуації, що включає в собі k елементів, можна отримати як суму добутків двох параметрів: ймовірності відмови кожного елемента та результуючих наслідків, які виникли внаслідок цієї відмови [2]:

$$R = \sum_{i=1}^k p_i \cdot S_i. \quad (1.1)$$

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

Висновки до розділу №1

1. Проведений поглиблений аналіз умов функціонування сучасних ЕЕС України і інших країн показав, що за умов впровадження ринкових відносин в електроенергетичній галузі забезпечення надійності електропостачання споживачів, мінімізація ризику виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС є однією з найбільш актуальних задач. Встановлено, що існує значний рівень зношеності силового і комутаційного електрообладнання та спостерігається слабка тенденція його оновлення, що призводить збільшення кількості відмов електрообладнання і ПЛ ЕЕС, які підвищують ризик порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС зі знеструмленням споживачів із значними технічними і економічними наслідками.

2. Аналіз статистичних даних по відмовам електрообладнання і ПЛ ЕЕС показав, що наразі експлуатується значна частка обладнання зі значним терміном напрацювання, що суттєво підвищує ймовірність їх відмови. Встановлено, що повітряні лінії мають найбільший відсоток відмов і найбільший вплив на ризик виникнення аварійних ситуацій в енергосистемі, що потребує забезпечення

діагностування ТС за результатами моніторингу визначальних параметрів, визначення спрацьованого ресурсу та прогнозування відмов.

3. Розглянуто особливості режимів роботи ЕЕС України і світу при відмовах електрообладнання і ПЛ в умовах каскадного розвитку аварій. Встановлено, що наразі існує невідповідність між змінами в структурних характеристиках сучасних потужних ЕЕС та застарілими методами та засобами управління, що спричиняє виникнення «вразливих місць» в ЕЕС, погіршує керованість ЕЕС та знижує надійність роботи і потребує упровадження принципів превентивного управління ЕО та ЕЕС в цілому. Виконано детальний аналіз причин виникнення і механізмів розвитку найбільш відомих системних аварій і каскадних відмов, які мали місце в різних країнах світу в останні десятиліття. На основі аналізу системних аварій, які виникали в ЕЕС України і світу встановлено, що головною причиною їх виникнення є відмови електрообладнання, особливо високовольтних повітряних ліній, які можуть призвести до суттєвого збільшення ризику виникнення аварійної ситуації із неприпустимим змінням режимних параметрів.

4. Виконано аналіз та наведено характеристики сучасних стратегій ТО і Р електрообладнання і ПЛ, які знайшли застосування у вітчизняній і світовій практиці. Встановлено, що стратегія *Time-Based Maintenance* (ТВМ), яку широко застосовують в декількох державах світу, в тому числі і в Україні, має ряд недоліків, зокрема, потреба у виведенні електрообладнання і ПЛ з роботи, суттєві затрати та імовірність появи відмов після ТО. Показано, що є прийнятною для одержання агрегованої оцінки стану підсистеми ЕЕС та ухвалення оптимальних рішень щодо її функціонування, є стратегія «ризик-менеджменту», яка ґрунтується на ефективному плануванні ТО і Р обладнання енергосистем з урахуванням економічних, технічних та експлуатаційних обмежень.

5. Встановлено, що наразі на практиці для оцінки режимної надійності ЕЕС енергокомпаніями широко використовується критерій « $n - 1$ », Виявлено, що даний метод є суб'єктивним, не враховує ймовірність відмови елементів ЕЕС та виключає таке поняття як невизначеність, що приводить до консервативного аналізу режимної надійності. Показано, що застосування ймовірнісних критеріїв

оцінки режимної надійності, дозволить врахувати ймовірнісний характер відмов електрообладнання і ПЛ та поведінки ЕЕС, отримати кількісні характеристики режимної надійності. Обґрунтовано застосування в якості кількісної характеристики для оцінки режимної надійності показника ризику.

2 НЕЧІТКЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ДЛЯ ОЦІНКИ ТС ТА ЙМОВІРНОСТІ ВІДМОВИ

2.1 Обґрунтування підходу щодо побудови математичної моделі оцінки технічного стану ПЛ

Зазвичай, в електроенергетиці, моніторинг і діагностика забезпечують безперервне та автоматизоване оцінювання технічного стану всіх високовольних об'єктів енергетики, що експлуатуються як в енергогенеруючих, так і в енергопостачальних компаніях. Вітчизняні і закордонні системи діагностування технічного стану електрообладнання зазвичай базуються на актуарній або експертній інформації щодо причин відмов та відхилень технічних характеристик об'єкта від нормативних [10, 19, 107, 181, 185].

Наразі для отримання діагностичної інформації застосовують методи вимірювань і випробувань, які не дають можливості повно і чітко ідентифікувати дефекти і технічний стан, крім того на сьогоднішній день немає чіткого фізико-математичний опису багатьох дефектів силового та комутаційного ЕО енергосистем [10].

Тому для вирішення задач аналізу аварійних режимів в ЕЕС при відмовах обладнання потрібно мати низку різних методів і моделей визначення ТС, ресурсу працездатності і ймовірності відмови електрообладнання та повітряних ліній. Задачі оцінки технічного стану електрообладнання відносяться до класу погано формалізованих та слабо структурованих задач [10]. Розв'язання таких задач передбачає врахування випадковості значень контрольованих параметрів, невизначеності інформації про об'єкт, можливий варіант прийняття помилкових рішень щодо стратегії подальшої експлуатації і інші [10, 18, 108 – 114].

В сучасних ЕЕС знаходяться в експлуатації безліч одиниць різноманітного обладнання різних типів і класів напруг. Відмови СТ, ВВ, ПЛ мають випадковий характер і складають множину збурень. Важливою задачею при аналізі аварійних режимів в ЕЕС є визначення ймовірності відмови ЕО за результатами оцінки його ТС і спрацьованого ресурсу. З іншого боку, варто відзначити, що оцінка ТС

обладнання можлива лише на основі доступних для вимірювання і спостереження діагностичних ознак (контрольованих параметрів), які характеризують ТС. У складі діагностичних ознак є такі, які мають лише якісну характеристику, а згідно з результатами [10] помилка вимірювань контрольованих параметрів становить 20 %. Обмежене число доступних вимірювань, різночасність вимірювання діагностичних ознак, а також складність встановлення аналітичних залежностей взаємовпливу ознак при оцінці ТС об'єкта ускладнюють задачу визначення ТС електрообладнання з використанням існуючих традиційних методів і моделей [10].

Тому забезпечити об'єктивну і достовірну оцінку ТС можна залученням знань експерта по даному об'єкту, а для формалізації знань експерта є сенс застосовувати методи нечіткої логіки, в той же час створюючи інноваційні нечіткі моделі діагностування ТС енергооб'єкта [10].

Враховуючи сказане, можна вважати, що при розробці моделей і методів для об'єктивної оцінки й прогнозування ТС ЕО найбільш ефективними підходами є такі, що базуються на штучному інтелекті. Застосування штучного інтелекту для оцінювання і прогнозування ТС ґрунтується на поєднанні теорії нечіткої логіки, нейронних мереж, статистичних і ймовірнісних методів, генетичних алгоритмів.

Тому застосування нечіткої логіки при створенні комплексної математичної моделі для знаходження ресурсу працездатності та ймовірності відмови повітряної лінії можна вважати цілком виправданим та необхідним.

Побудова математичних моделей силового і комутаційного обладнання та повітряних ліній для експертно-діагностичних систем, що оцінюють ТС на підставі всіх потенційних факторів впливу, наприклад метеофакторів, є достатньо складною задачею, а іноді не завжди можливою. Крім того часто в побудові таких універсальних моделей немає необхідності.

В залежності від характеру і особливостей поставлених задач оцінки ТС і повноти доступної діагностичної інформації доцільно формування різних модифікацій нечітких (лінгвістичних) та ймовірнісних моделей [10]:

- нечітка математична модель, яка дозволяє ідентифікувати більшість

можливих дефектів, оцінити ресурс працездатності та імовірність відмови і обрана для ухвалення рішення стосовно стратегії подальшої роботи (ремонт, модернізація, продовження експлуатації, заміна ЕО); в якій використовується найбільш повний обсяг інформації

– нечітка модель, в якій використовується доступна інформація щодо змінення визначальних параметрів ТС та яка обрана з метою визначення в підсистемі ЕЕС ризику порушення нормального режиму;

– нечітко-ймовірнісна модель відмови електрообладнання, що базується на оцінці загального спрацьованого ресурсу і функції розподілу ймовірності відмов, знайдених внаслідок опрацювання статистичних даних по відмовах на загальній кількості подій для об'єктів даного типу і класу напруги.

Одним з найпоширеніших застосувань нечіткої логіки, зокрема, в частині створення нечітких моделей діагностування ТС ЕО є нечіткі експертні системи [10].

Створені нечіткі моделі діагностування ТС ЕО отримали найбільш поширене застосування в нечітких експертних системах [10].

Нечітка експертна система (рис. 2.1) є програмним забезпеченням, що виконує функцію експерта для певних задач та реалізує такі дві головні функції. Перша – це здатність застосовувати інформацію в конкретній галузі. Прогнозується, що експертна система зможе працювати з нечіткою та неповною інформацією в процесі виконання даної функції. Інша функція полягає у контакті з користувачем, що включає в себе тлумачення функціонального призначення системи та обґрунтування її рішень під час і після розв'язання визначених завдань.

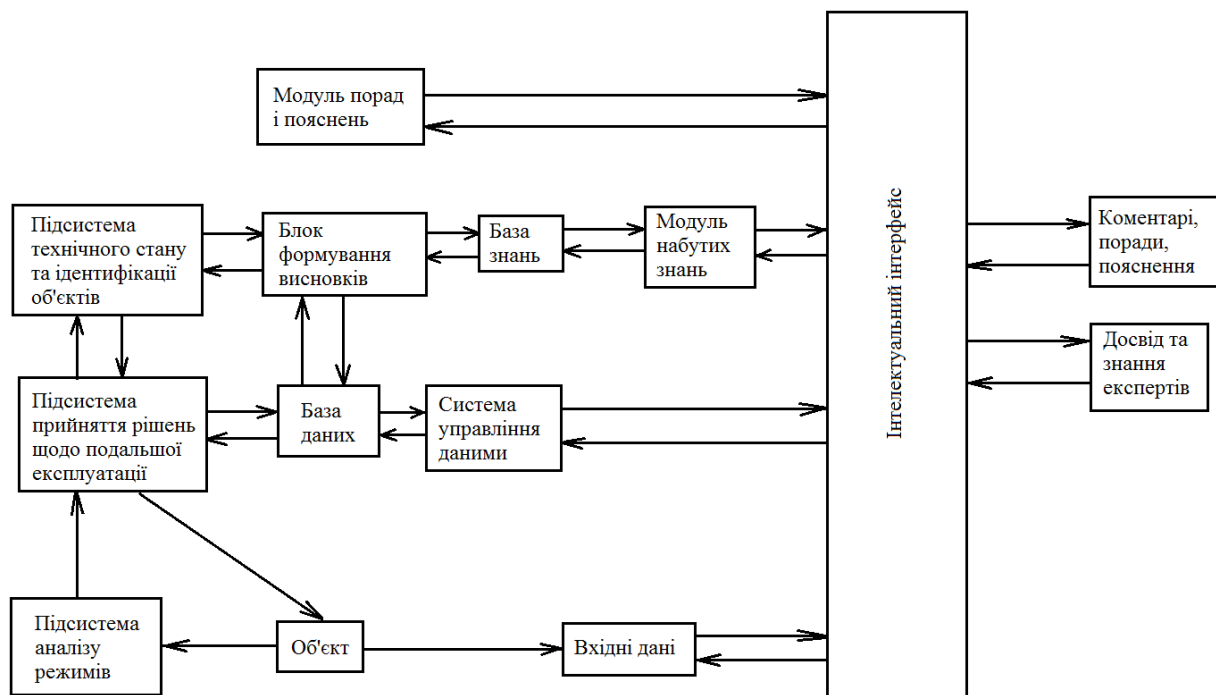


Рисунок 2.1 – Схематичне зображення експертної системи

База даних експертної системи містить інформацію як довідкового, так і оперативного характеру: характеристики та паспортні дані обладнання; характеристики режимів роботи та особливості конструкції; опис та статичні дані про аварії та пошкодження; нормативні документи та керівні матеріали; дані про причини дефектів та ремонти електроустаткування; дані про періодичні виміри, випробування та оцінки технічного стану з рекомендаціями про подальшу експлуатацію. База знань експертної системи містить нормативні значення параметрів електрообладнання та знання-правила у форматі “якщо..., то..., коментарі, порада, пояснення”. Логічні знання бази знань експертної системи представляють в основному експертні правила для оцінки технічного стану електрообладнання та прийняття рішень щодо подальшої експлуатації обладнання [1, 2, 3].

Загалом експертна система оцінки технічного стану електроустаткування визначає таке:

— чи знаходиться обладнання в нормальному стані, що не потребує будь-якого втручання;

- чи потрібне підвищення уваги з боку персоналу чи прискорений контроль параметрів устаткування;
- чи необхідне виконання додаткових вимірів, випробувань та інших профілактичних заходів з відключенням та без відключення;
- чи потрібні проведення певного виду ремонтів, модернізації, полегшення режимів роботи чи висновків електрообладнання з роботи.

Для вирішення зазначених завдань, враховуючи об'єктивно існуючу невизначеність, неоднозначність, неповноту та нечіткість інформації про об'єкт при розробці бази знань та механізмів виведення експертних систем доцільно використовувати апарат нечіткої логіки [10] що дозволяє об'єктивно оцінювати стан електрообладнання та більш обґрунтовано приймати рішення з управління.

Механізм логічного висновку продуктивно залучає дані з бази знань для обробки та розв'язання запитів користувача. Інтерфейс користувача дозволяє користувачу взаємодіяти з системою та допомагає користувачу зрозуміти, яким чином за допомогою логічного висновку вирішується завдання.

Для усіх систем нечіткого висновку властива така послідовність розв'язання поставлених проблем.

1. Фазифікація, яка лише змінює сигнали входу таким чином, щоб їх можна було коректно трактувати та співставляти з правилами у базі правил. Вихідний сигнал трансформується у релевантну нечітку форму. У результаті, вхідні та вихідні змінні трансформуються у нечіткі множини.

Для відображення результатів, що залежать від поточних значень вхідних змінних, розробляються правила, що представлені у вигляді: **ЯКЩО <УМОВА> ТО <НАСЛІДОК>**. При цьому може бути багато паралельних «ЯКЩО», які з'єднуються з використанням логічних операторів «І», «АБО» і «НЕ», що дає змогу створювати складні вирази.

2. Виведення. В нечіткій логіці методи виведення Мамдані та Сугено та їх модифікації, є найпоширенішими. В цих методах, щоб встановити значення вхідної змінної (з використанням вимірювання, спостереження або суб'єктивної оцінки) обчислюють, який ступінь істинності має конкретне індивідуальне

твердження.

Під час виведення, залежно від ступеня істинності конкретного правила, формується нечітка множина на виході правила. У системі Мамдані, є два найбільш поширених загальних підхода: метод відсікання (мінімуму чи максимуму) та метод максимуму-добутку. У методі Сугено вивід нечіткого правила знаходиться як функція вхідних нечітких змінних, які є частиною цього правила.

3. Агрегація є подальшим кроком у нечіткій системі виводу. Вона необхідна для інтеграції результатів виводу для всіх активованих правил та формуванні для вихідної змінної однієї нечіткої множини. Агрегація використовує всі попередньо відсічені або масштабовані функції належності виходу та поєднує їх в єдину вихідну змінну.

Головною особливістю логічного висновку за методом Мамдані є те, що наслідком агрегації є сформована нечітка множина.

Серед методів відсікання часто використовується правило мінімуму (імплікація Мамдані), через те, що він використовує з усіх входів найменшу висоту як доцільну висоту відсікання вихідної функції належності.

Метод відсікання обрізає верхню частину вихідної функції належності, де значення цієї функції перевищує ступінь істинності передумови.

4. Дефазифікація – це останній етап у процесі логічного висновку. Дефазифікація є процедурою отримання «чіткого» значення для будь-якої з початкових нечітких множин. Для дефазифікації застосовується нечітка множина вихідної змінної, яка є результатом процедури агрегації. Дефазифікація є процесом, який є зворотним до процесу фазифікації.

Зазвичай застосовуються наступні методи дефазифікації: метод точки тяжіння, центр ваги (центроїд / центр площі – COA / центр ваги – COG); метод найменшого максимуму (SOM); метод середнього максимуму (MOM); метод найбільшого максимуму (LOM); метод рівних площин (метод медіани – Bisector).

Побудова функцій належності є ключовим етапом нечіткого моделювання, адже від коректності їх вибору залежить точність і надійність результатів

розв'язку задачі.

Під час створення функцій належності необхідно враховувати певні правила, які залежать від типу невизначеності, що виникає при розробці зазначених нечітких моделей.

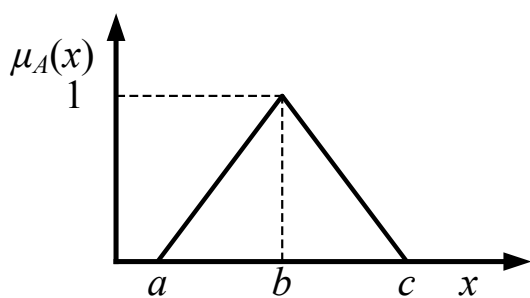
Види функцій належності. Створення функцій належності є однією з головних проблем теорії нечітких множин, оскільки від їх правильного визначення залежить точність результатів розв'язання задачі.

У практичній діяльності використовуються різні способи подання функцій належності $\mu_A(x_i) / x_i$: трикутна (рис. 2.2, а), трапецеїдальна (рис. 2.2, б), гаусова (рис. 2.2, в):

Спираючись на досліджувані характеристики об'єкта та на власне розуміння досліджуваного процесу, експерт встановлює функції належності нечіткої множини. Для формування функцій належності застосовують прямі і опосередковані методи.

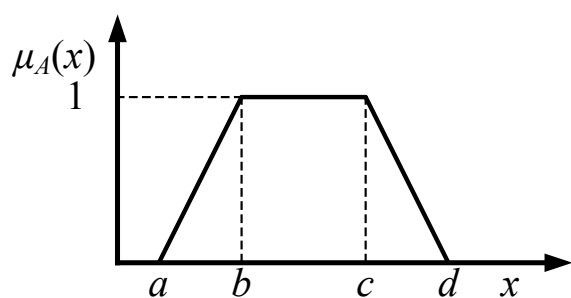
Прямі методи.

У прямих методах фахівець або група фахівців встановлюють для всіх значень $x \in X$ значення функції належності. Зазвичай прямі методи формування функцій належності застосовуються для тих параметрів, які мають кількісну характеристику.



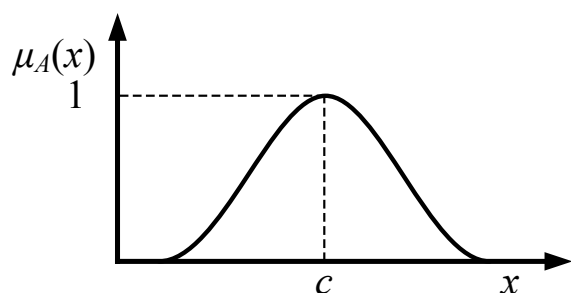
$$\mu_A(x) = \begin{cases} \frac{x-a}{b-a}, & \text{якщо } x \in [a, b]; \\ \frac{c-x}{c-b}, & \text{якщо } x \in [b, c]; \\ 0, & \text{якщо } x \notin [a, c]; \end{cases}$$

а)



$$\mu_A(x) = \begin{cases} 1 - \frac{b-x}{b-a}, & a \leq x \leq b; \\ 1, & b \leq x \leq c; \\ 1 - \frac{x-c}{d-c}, & c \leq x \leq d; \\ 0, & \text{якщо } x \notin [a, d]; \end{cases}$$

б)



$$\mu_A(x) = \exp \left[- \left(\frac{x-c}{\sigma} \right)^2 \right],$$

де c – центр нечіткої множини, σ – визначає ступінь крутизни функції

в)

Рисунок 2.2 – Види подання функцій належності:

а) – трикутна; б) – трапецеїдальна; в) – гаусова

Під час створення функцій належності необхідно враховувати такі міркування:

– якщо відомі тільки інтервальні значення (початкове та допустиме), то у цьому випадку лінійна апроксимація є допустимою. Тому, параметр, який аналізують, можна представити трикутною функцією належності.

– застосування експертних оцінок експертів, частина з яких дає позитивну відповідь на запитання про належність $x \in X$ нечіткій множині A .

– застосування індикаторів Харрінгтона [10, 147 – 150], які були отримані як результат аналізу реальних рішень експертів або нечіткого класифікатора типу 0-1 [10, 147 – 150]. Індикатори Харрінгтона рекомендується застосовувати в таких інтервалах: дуже високий рівень, якщо $x = [1, 0; 0, 8]$; високий рівень, якщо $x = [0, 8; 0, 63]$; середній рівень, якщо $x = [0, 63; 0, 37]$; низький рівень, якщо $x = [0, 37; 0, 2]$; дуже низький рівень, якщо $x = [0, 2; 0]$.

Непрямі методи. Такі методи визначення значень функції належності

застосовуються в ситуаціях, коли немає явних вимірюваних характеристик, які можна було б використати для створення нечітких моделей в межах конкретної предметної області.

Метод попарних порівнянь Сааті застосовується для формування значень шуканої функції належності. Використовуючи цей метод, для n значень очікуваної функції належності, здійснюється попарне порівняння відповідних складових носія заданої нечіткої множини A . Задану множину A можна зобразити як матрицю A з елементами a_{ij} , де a_{ij} записується як відношення $a_{ij} = \mu_A(x_i) / \mu_A(x_j)$.

У такому випадку, задача побудови функції належності полягає в виявленні вектора ω , який є розв'язком рівняння $A \cdot \omega = \lambda_{\max} \cdot \omega$, де $\lambda_{\max}$ – найбільше власне значення матриці A . Оскільки всі елементи матриці A є додатніми, тому для цього рівняння існує розв'язок і який також буде додатнім.

2.2 Ієрархія структури математичної моделі оцінки технічного стану повітряних ліній за параметрами окремих функціональних вузлів

Повітряні лінії являють собою достатньо складну багатоелементну конструкцію, яка розташована на відкритому повітрі і регулярно піддається дії зовнішніх, переважно метеовпливів. Для такої багатоелементної системи, ТС якої характеризується великою кількістю параметрів дуже складно побудувати нечітку експертно-діагностичну систему для оцінки ТС і розробити базу знань. В зв'язку з цим вирішення задачі оцінки ТС повітряної лінії доцільним є створення окремих нечітких експертних систем з відповідними базами знань для основних функціонально важливих елементів, таких як опори, проводи і грозозахисні троси, лінійна арматура й ізоляція, заземлювальні пристрої, траса ПЛ [10, 147 – 150, 176].

За результатами кожної експертно-діагностичної системи можна оцінити реальний ТС, ідентифікувати можливі дефекти та визначити імовірність відмови окремих функціональних вузлів ПЛ та сформулювати дії щодо усунення несправностей. На основі отриманої оцінки ТС функціональних вузлів ПЛ можна

визначити ризик відмови всієї ПЛ, що дає можливість сформувати стратегію подальшої експлуатації, а також оцінити ризик виникнення аварійної ситуації в ЕЕС у випадку планового або аварійного відключення.

Використання усієї сукупності параметрів ТС ПЛ, які отримують під час вимірювань і випробувань, для побудови бази знань не є можливим внаслідок об'єктивно існуючої проблеми «прокляття розмірності». Тому важливою задачею є правильний вибір визначальних діагностичних параметрів, змінення яких суттєво впливає на ТС ПЛ. Для ПЛ величини цих параметрів отримують в результаті періодичних оглядів і вимірювань, які виконуються періодично протягом року.

Однією з найважливіших характеристик технічного стану обладнання, в тому числі і ПЛ, є ресурс працездатності – напрацювання від моменту введення в експлуатацію до моменту переходу в граничний стан. Імовірність відмови ЕО значно залежить від сумарного спрацьованого ресурсу, який залежить від відповідних показників окремих функціональних вузлів та від рівня відхилення параметрів ТС від значень, які зазначені у нормативних документах.

Щоб визначити загальний ресурс працездатності вибіркової одиниці ЕО, зокрема, ПЛ в умовах наявності значної кількості контрольованих параметрів ТС з метою подолання «прокляття розмірності» необхідна розробка лінгвістичних математичних моделей, які засновані на використанні багаторівневих ієрархічних структурних схем [10, 147 – 150].

Спираючись на результати праць, які стосуються практичного застосування нечіткої логіки [6, 8, 18, 27, 107, 108, 147 – 150] можна визначити основні принципи, які доцільно використовувати для побудови багаторівневої ієрархії структури математичної моделі оцінки технічного стану та імовірності відмови повітряних ліній.

1. Принцип лінгвістичності вхідних і вихідних змінних нечітких баз знань. Відповідно до цього принципу, вхід об'єкта і його вихід оцінюються як лінгвістичні змінні, які описуються якісними термами. Будь-який з цих термів систематизується з використанням нечітких множин і функції належності.

2. Принцип побудови структури залежності «ВХОДИ – ВИХІД» оцінки ТС повітряної лінії у вигляді нечіткої бази знань. Це свідчить, що нечітка система знань побудована з використанням правил «ЯКЩО – ТО», які показують результат оцінки експерта та його тлумачення взаємозв'язків у задачах діагностування ТС.

3. Принцип ієрархічності бази знань. Це принцип для оцінювання ТС повітряної лінії дає змогу перемогти «прокляття розмірності» і передбачає здійснення класифікації вхідних змінних (результатів діагностики) та побудову ієрархічних дерев логічного виведення, які формують систему вкладених одну в іншу баз знань, які мають меншу розмірність.

На рис. 2.3 [10] показана спрощена структура ієрархії логічного виведення.

В ієрархічному дереві, дуги, що виходять з вершин, представляють групові показники $\{X_i\}$, дуги, що входять до вершин, відображають частинні показники (параметри ТС окремих функціональних вузлів) $\{X_{ij}\}$, $i=1, 2, \dots, N$, $j=1, 2, \dots, M_i$, де N – кількість груп показників, M_i – кількість показників в i -й групі; вершини представляють згортки відповідних показників, які можна, наприклад, відносити до величин спрацьованого ресурсу елементів і об'єкта в цілому.

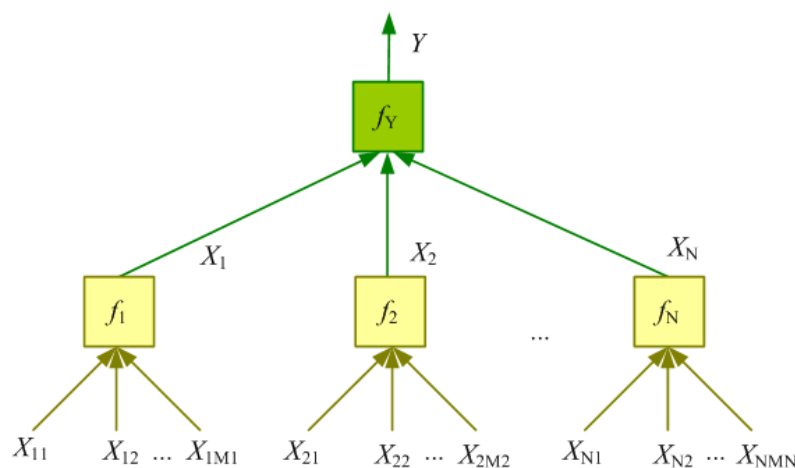


Рисунок 2.3 – Ієрархічне дерево логічного виведення

Ієрархічному взаємозв'язку між вхідними змінними, класами вхідних змінних і вихідною змінною (загальний спрацьований ресурс об'єкта), який

зображений деревом логічного виведення (рис. 2.3) відповідає система рівнянь [6].

$$Y = f_y(X_1, X_2, \dots, X_N), \quad (2.3)$$

$$X_1 = f_1(X_{11}, X_{12}, \dots, X_{1M_1}),$$

$$X_2 = f_2(X_{21}, X_{22}, \dots, X_{2M_2}),$$

...

$$X_N = f_N(X_{N1}, X_{N2}, \dots, X_{NM_N}). \quad (2.4)$$

4. Принцип багатоваріантної оцінки значень параметрів ТС повітряної лінії. Головна ідея цього принципу полягає в тому, що оцінка будь-якого параметра може виражатися чисельно (з використанням числового значення) або лінгвістично (з використанням відповідного терму).

5. Принцип двоетапного налаштування нечітких баз знань полягає в тому, що спочатку проводиться структурна та параметрична ідентифікація об'єкта, а параметри, які налаштовуються – це ваги нечітких правил «ЯКЩО-ТО» та форми функцій належності. На першому етапі налаштування здійснюється створення та попереднє налаштування моделі об'єкта за допомогою побудови бази знань, з використанням наявних експертних даних. При наявності великої вибірки експлуатаційних даних щодо змін параметрів ТС ПЛ, на другому етапі проводиться детальне налаштування нечіткої моделі через її навчання на основі експериментальних даних.

Ієрархія нечіткого логічного висновку для одержання агрегованої оцінки технічного стану повітряної лінії, яка створена на основі ієрархічної структурної схеми моделі електрообладнання та з урахуванням ступеня значущості визначальних параметрів і функціональних вузлів, показана на рис. 2.4.



Рисунок 2.4 – Ієрархічна структурна схема НЛВ отримання агрегованої оцінки ТС ПЛ

2.3 Комплексна лінгвістична математична модель повітряної лінії для визначення ресурсу працездатності та ймовірності відмови

Статистичний наліз відмов у високовольтних електричних мережах [8 – 12] свідчить про значну частку відмов внаслідок пошкоджень повітряних ліній, яка становить 35–50 % загальної кількості.

З наведених на рис. 1.1 і рис. 1.2 даних [9 – 11] видно, що кількість технологічних порушень у роботі ПЛ в електричних мережах напругою 110 кВ і вище становить 56,1 % загальної кількості технологічних порушень (відповідно до класифікаційних ознак). Економічні збитки від таких порушень становлять 50,8 % від загального обсягу.

Значна кількість відключень ПЛ визначається специфічними особливостями ПЛ електропередачі: значною протяжністю, впливом атмосферних перенапруг і ожеледице-вітрових навантажень, наявністю сторонніх впливів-накладань, забруднень, падінь дерев, використанням різномірних матеріалів і елементів з різними характеристиками і властивостями.

Об'єктивно встановити реальні причини відмов ПЛ і визначити шляхи

вдосконалення можливо тільки на основі статистичних даних щодо пошкоджуваності елементів ПЛ. У [8, 11] за результатами обробки статистичних даних по стійких відключеннях ПЛ 35–750 кВ виділено 5 груп причин втрати лініями працездатного стану: кліматичні впливи – 38 %; дефекти експлуатації – 9 %; сторонні впливи – 22 %; дефекти монтажу і конструкцій – 4 % ; нез'ясовані причини – 27 %.

Найбільша частка аварійних відключень ПЛ напругою 35–750 кВ пов'язана з пошкодженням проводів і блискавкозахисних тросів (52 %), ізоляторів (31 %) і опор (13 %). На арматуру й інші елементи ПЛ припадає 4 %.

Існує низка особливостей, пов'язаних з пошкоджуваністю елементів ПЛ напругою 35 – 220 кВ. Серед основних причин аварійності вказані обриви проводів і тросів (до 52 %), руйнування ізоляції (21,3 %), пошкодження опор (в середньому 1,1 %), і невиявлені причини (25,6 %). Причому в міру збільшення напруги питома вага аварій, пов'язаних з обривами проводів, знижується, а пошкоджуваність ізоляції збільшується [8, 11, 12].

Такий розподіл причин відключень ПЛ здебільшого зумовлений: несвоєчасним виявленням і усуненням помилок, які допущені під час проектування й будівництва ПЛ; низьким рівнем організації й культури експлуатаційно-ремонтного обслуговування; недостатнім контролем технічного стану і окремих їх конструктивних елементів у процесі експлуатації; недостатнім використанням засобів боротьби із впливом природно-кліматичних факторів на надійність роботи ПЛ; слабкою організацією профілактичної роботи з населенням та іншими причинами.

Практика експлуатації свідчить, що показники надійності електроенергетичних систем найбільшою мірою є чутливими до відмов ПЛ. Пошкодження або відключення ПЛ зв'язку АЕС і ТЕС з енергосистемою внаслідок незадовільного технічного стану, не розрахункових кліматичних впливів або терористичних атак може призвести до істотного зниження потужності енергоблоків та зниження частоти в системі [13]. Відключення ПЛ, які зв'язують підсистеми ЕЕС, що містять ВДЕ з потужними ЕЕС може також

спричинити небажаний режим роботи, пов'язаний з роботою ВДЕ на незбалансоване навантаження, що супроводжується значним змінням напруги й частоти [5].

Варто зауважити, що в останні роки суттєву частку в пошкоджуваності ПЛ становлять відмови внаслідок терористичних атак на мережеві об'єкти.

Зважаючи на це, необхідне створення нових та удосконалення існуючих методів і моделей оцінки технічного стану та визначення ресурсу працездатності ПЛ, що є важливими при вирішенні задачі оцінки ризику виникнення аварій та прогнозування безвідмовної роботи енергосистеми.

Неповнота та дискретність інформації про ТС ПЛ, які зумовлені періодичністю вимірювань параметрів, а також значна суб'єктивність при експертному визначенні технічного стану кваліфікованим персоналом служби ремонтів експлуатаційних організацій значно ускладнює задачу оцінки ТС ПЛ [2].

Наразі існує низка робіт, присвячених питанням розробки моделей оцінки ТС ПЛ і окремих її елементів за результатами комплексу вимірювань і випробувань [115 – 119, 180, 186, 187]. У [10, 13, 117, 143] вирішувались задачі визначення індексу ТС електрообладнання і ПЛ, ідентифікації й рівня розвитку дефекту в умовах детермінованого й імовірнісного та нечіткого характеру інформації, але не розглядались питання агрегованої оцінки ресурсу працездатності. У роботах [116, 118, 119] представлені моделі впливу погодних умов на відмови в розподільних мережах, але не враховувались індивідуальні ресурсні характеристики ПЛ. У [119] запропонована математична модель для визначення пріоритету у фінансуванні обслуговування парку ПЛ на основі визначення індексу ризику, але ресурс ПЛ визначався на основі ТС проводів і тросів.

Незважаючи на значну кількість робіт, присвячених моделюванню технічного стану як ПЛ в цілому, так і його окремих елементів, існує задача визначення ресурсу працездатності та ймовірності відмови ПЛ на основі оцінки ТС окремих функціональних вузлів для задач аналізу експлуатаційного ризику в ЕЕС при відмовах електрообладнання і ПЛ.

В реальній практиці визначення спрацьованого і залишкового ресурсу ПЛ пов'язано з низкою проблем, головними серед яких є [5, 10, 120,143]: одержувана інформація при обстеженні має деяку нечіткість; прийняття рішень щодо стану об'єкта в більшості спірних випадків приймається інтуїтивно; перерахування конструкцій за існуючими на сьогодні нормативними документами часто не відповідає дійсному стану.

Наявність різномірної даних на вході (кількісні і якісні характеристики змінних) відносно ТС, неповноти і невизначеності інформації, різночасності вимірювань параметрів функціональних вузлів ПЛ, нездатність до прийнятного математичного опису процесів в ПЛ в формі змінних стану, обмежена кількість ретроспективних даних щодо експлуатації ПЛ та інші свідчить, як зазначалось, про те, що задачі діагностування ТС ПЛ належить до категорії слабо структурованих і погано формалізованих задач [10, 18, 108 – 114].

Вищезазначені особливості умов функціонування ПЛ енергосистем потребують розробки і використання таких моделей діагностування ТС ПЛ, в яких можна використати різномірну інформацію по об'єкт, включаючи і суб'єктивну інформацію експертів. Для поєднання різномірної інформації результатів вимірювання змінних ТС об'єкта для правильної оцінки ТС важливо використати методи штучного інтелекту, зокрема нечітку логіку [121 – 124, 144]. Нечітке моделювання технічного стану ПЛ дозволяє отримати більш повну і об'єктивну картину стану ПЛ та визначити ймовірність відмови.

Тому основною задачею роботи є побудова нової математичної моделі ПЛ для визначення ресурсу її працездатності та ймовірності відмови шляхом агрегування показників ТС окремих функціональних вузлів на основі інтелектуального аналізу даних

Комплексну якісну оцінку технічного стану ПЛ 35-750 кВ доцільно виконати з урахуванням технічного стану окремих елементів: опор, фундаментів, проводів, тросів, ізоляторів і арматури [125].

Розрахунок комплексної якісної оцінки технічного стану ПЛ доцільно провести на основі коефіцієнтів дефектності елементів [125].

Керуючись положеннями [10, 125, 144] технічний стан опор, фундаментів, арматури, проводів, тросів і ізоляторів однієї ПЛ напругою 35-750 кВ доцільно визначати на основі коефіцієнтів дефектності K_D^O , K_D^Φ , K_D^A , K_D^Π , K_D^T , K_D^i даної ПЛ

$$K_D^O = \frac{n_D^O}{n_y^O}, \quad K_D^\Phi = \frac{n_D^\Phi}{n_y^\Phi}, \quad K_D^A = \frac{n_D^A}{n_y^A}, \quad K_D^\Pi = \frac{L_D^\Pi}{L_y^\Pi}, \quad K_D^T = \frac{L_D^T}{L_y^T}, \quad K_D^i = \frac{n_D^i}{n_y^i}, \quad (2.5)$$

де n_D^O , n_D^Φ , n_D^A – кількість дефектних опор, фундаментів і арматури зареєстрованих на даній ПЛ за станом на кінець звітнього року; n_y^O , n_y^Φ , n_y^A – кількість встановлених опор, фундаментів і арматури, що знаходяться в експлуатації на даній ПЛ за станом на кінець звітнього року; L_D^Π , L_D^T , n_D^i – протяжність дефектних проводів, тросів і кількість дефектних ізоляторів зареєстрованих на даній ПЛ за станом на кінець звітнього року; L_y^Π , L_y^T , n_y^i – протяжність дефектних проводів, тросів і кількість дефектних ізоляторів, що знаходяться в експлуатації на даній ПЛ за станом на кінець звітнього року.

Комплексна якісна оцінка ТС однієї ПЛ 35-750 кВ з урахуванням ТС найбільш важливих елементів (проводів, ізоляторів, опор, і арматури) встановлюється на підставі інтегрального показника ТС ПЛ, а саме загального спрацьованого ресурсу $S_{ПЛ}$, який залежить від коефіцієнтів дефектності окремих функціональних вузлів даної лінії:

$$S_{ПЛ} = F_S(K_D^O, K_D^A, K_D^i, K_D^\Pi, \beta_O, \beta_{AP}, \beta_I, \beta_\Pi), \quad (2.6)$$

де β_O , β_Π , β_I , β_{AP} – вагові коефіцієнти, що відображають вплив технічного стану опор, проводів, ізоляторів і арматури на загальний спрацьований ресурс і відповідно на імовірність відмови ПЛ, а також визначають вартість ремонтних робіт по заміні всіх дефектних елементів ПЛ 35-750 кВ справними аналогічними елементами.

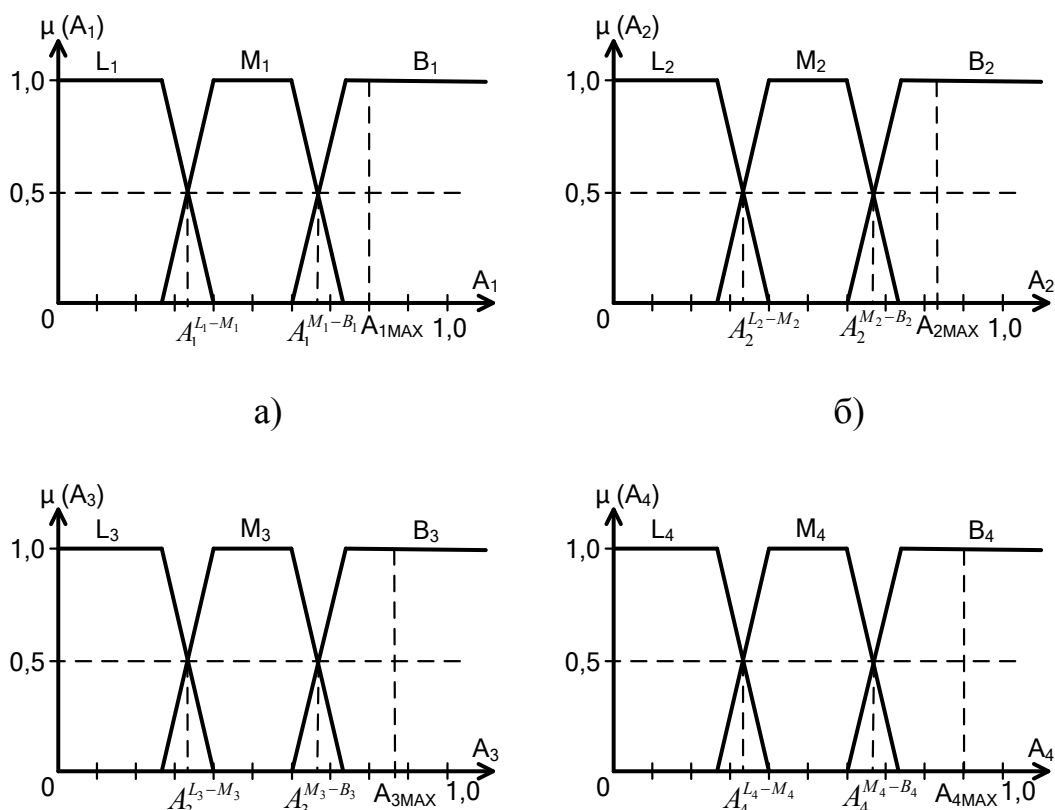
Об'єктивна потреба в застосуванні кількісної і якісної вхідної інформації ТС

елементів ПЛ та неможливість встановити однозначний зв'язок між величиною загального спрацьованого ресурсу і параметрами ТС ПЛ потребує для побудови відповідних моделей оцінки ТС ПЛ використання експертних оцінок, методів інтелектуального аналізу даних [10, 13, 122], зокрема, теорії нечітких множин і нечіткої логіки.

Терм-множини вхідних лінгвістичних змінних. Як вхідні лінгвістичні змінні нечіткої моделі ПЛ у відповідності загальним підходом використаємо наступні:

A_1 – коефіцієнт дефектності опори K_D^O з термами: $L_1 = \text{«Малий»}$, $M_1 = \text{«Середній»}$, $B_1 = \text{«Великий»}$; A_2 – коефіцієнт дефектності арматури K_D^A з термами: $L_2 = \text{«Малий»}$, $M_2 = \text{«Середній»}$, $B_2 = \text{«Великий»}$; A_3 – коефіцієнт дефектності ізолятора K_D^i з термами: $L_3 = \text{«Малий»}$, $M_3 = \text{«Середній»}$, $B_3 = \text{«Великий»}$; A_4 – коефіцієнт дефектності проводу K_D^P з термами: $L_4 = \text{«Малий»}$, $M_4 = \text{«Середній»}$, $B_4 = \text{«Великий»}$.

На рис. 2.5 зображені функції належності нечітких термів вхідних лінгвістичних змінних.



в)

г)

Рисунок 2.5 – Функції належності терм-множин:

а) – вхідна змінна A_1 ; б) – вхідна змінна A_2 ; в) – вхідна змінна A_3 ;г) – вхідна змінна A_4

Як вихідну змінну приймаємо «Загальний спрацьований ресурс ПЛ» $S_{ПЛ}$, який визначає рівень працездатності на інтервалі $[0; 1]$ і є лінгвістичною змінною. Так як ця характеристика визначається на основі ресурсів окремих вузлів, то для оцінки діапазонів нечітких термів доцільно використовувати індикатори Харрінгтона [1,2]:

L – «Малий спрацьований загальний ресурс», якщо $S_{ПЛ} = [0 - 0,2)$; LM – «Спрацьований загальний ресурс нижче середнього», якщо $S_{ПЛ} = [0,2 - 0,37)$; M – «Середній спрацьований загальний ресурс», якщо $S_{ПЛ} = [0,37 - 0,63)$; BM – «Спрацьований загальний ресурс вище середнього», якщо $S_{ПЛ} = [0,63 - 0,8)$; B – «Великий спрацьований загальний ресурс», якщо $S_{ПЛ} = [0,8 - 1]$.

Функції приналежності нечітких термів вихідної лінгвістичної змінної «Загальний спрацьований ресурс ПЛ» представлені на рис. 2.6.

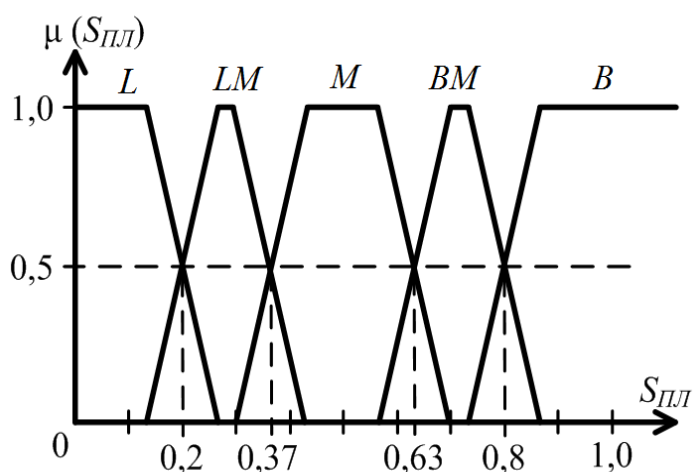


Рисунок 2.6 – Функції належності терм-множин вихідної лінгвістичної змінної

 $S_{ПЛ}$

Побудована, на основі використання вищезазначених підходів, база знань

нечіткої моделі визначення спрацьованого ресурсу містить 81 продукційне правило і наведена в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Система правил НЛВ

$A_1 = L_1, A_2 = L_2$				
A_4	A_3	L_3	M_3	B_3
L_4		L	LM	M
M_4		LM	M	M
B_4		M	M	BM

$A_1 = L_1, A_2 = M_2$				
A_4	A_3	L_3	M_3	B_3
L_4		LM	M	M
M_4		M	M	BM
B_4		M	BM	BM

$A_1 = L_1, A_2 = B_2$				
A_4	A_3	L_3	M_3	B_3
L_4		M	M	BM
M_4		M	BM	B
B_4		BM	B	B

$A_1 = M_1, A_2 = L_2$				
A_4	A_3	L_3	M_3	B_3
L_4		LM	M	M
M_4		M	M	BM
B_4		M	BM	B

$A_1 = M_1, A_2 = M_2$				
A_4	A_3	L_3	M_3	B_3
L_4		M	M	BM
M_4		M	M	BM
B_4		BM	BM	BM

$A_1 = M_1, A_2 = B_2$				
A_4	A_3	L_3	M_3	B_3
L_4		M	BM	BM
M_4		BM	BM	BM
B_4		BM	BM	B

$A_1 = B_1, A_2 = L_2$				
A_4	A_3	L_3	M_3	B_3
L_4		M	M	BM
M_4		M	BM	BM
B_4		BM	BM	B

$A_1 = B_1, A_2 = M_2$				
A_4	A_3	L_3	M_3	B_3
L_4		M	BM	BM
M_4		BM	BM	BM
B_4		BM	BM	B

$A_1 = B_1, A_2 = B_2$				
A_4	A_3	L_3	M_3	B_3
L_4		BM	B	B
M_4		B	BM	B
B_4		B	B	B

На сьогоднішній день відсутні репрезентативні статистичні дані, які дають можливість встановити відповідність між рівнем спрацьованого ресурсу і зміненням параметрів технічного стану ПЛ, що унеможлиблює в зв'язку з цим налаштування нечіткої моделі. Між тим, запропонований в [126] підхід базуються на оцінці ступеня значущості кожного функціонального вузла в частині внеску в загальний спрацьований ресурс ПЛ, що дає можливість адаптувати розроблену лінгвістичну модель до реальних умов експлуатації.

Вплив кожного функціонального елемента на агреговану оцінку рівня ресурсу працездатності ПЛ $S_{ПЛ}$ [126] можна оцінити за допомогою деякого коефіцієнта K_i , для оцінки якого використовують правило Фішберна [126]:

В [126] застосовано більш ефективний підхід для визначення ступеня значущості функціонального вузла в частині впливу на загальний спрацьований ресурс ПЛ, який ґрунтується на його внеску у загальну пошкоджуваність об'єкта, що визначається за статистикою пошкоджуваності окремих вузлів.

При цьому вагові коефіцієнти, які визначають значущість вузла визначаються:

$$\beta_j = \frac{n_i}{n_\Sigma}, \quad n_\Sigma = \sum_{k=1}^m n_k, \quad (2.7)$$

де n_i – число відмов i -того функціонального вузла і загальна кількість відмов генеральної сукупності ПЛ даного типу і класу напруги; m – кількість функціональних вузлів.

У разі наявності висококваліфікованих експертів для інтерпретації відповідних вагових коефіцієнтів потрібно застосувати метод парних порівнянь Сааті [121].

Ступінь виконання кожного правила визначається як зважена сума значень оцінок з урахуванням вагових коефіцієнтів, що характеризують значущість кожного функціонального вузла ПЛ [126], тобто лінійної комбінації значень оцінок за всіма критеріями та їхніх вагових коефіцієнтів. Згідно з цим підходом ступінь істинності виконання кожної передумови α_j , що відповідає термам лінгвістичних змінних параметрів A_1, A_2, A_3, A_4 з ваговими коефіцієнтами $\beta_O, \beta_{AP}, \beta_I$ і β_{II} правила $Rule_j$ при використанні системи НЛВ Мамдані буде знаходитися так [10,122,126]:

$$\alpha_j = \beta_O \cdot \mu_O(A_1) + \beta_{AP} \cdot \mu_{AP}(A_2) + \beta_I \cdot \mu_I(A_3) + \beta_{II} \cdot \mu_{II}(A_4),$$

Дефазифіковане значення вихідної нечіткої змінної при цьому визначається

шляхом знаходження зваженого середнього значення (центру ваги) [10, 126]:

$$S_{ПЛ} = \frac{\sum_{j=1}^m \mu_j(S_{ПЛ}) \cdot S_{ПЛj}}{\sum_{j=1}^m \mu_j(S_{ПЛ})},$$

де $S_{ПЛj}$ – центральні значення вихідної змінної $S_{ПЛ}$ відповідних термів.

2.4 Формування функцій розподілу ймовірності відмови повітряних ліній за статистичними даними по відмовам з урахуванням рівня спрацьованого ресурсу

Визначення індексу ризику порушення нормального режиму ЕЕС імовірісно-статистичними методами, який використовується в задачах оптимального розподілу інвестиційних витрат на ТО і Р та заміну обладнання передбачає використання математичних моделей імовірності відмов ЕО. Тому необхідно розробити моделі визначення імовірності відмов ЕО, які ґрунтуються на використанні даних моніторингу експлуатаційних даних.

Зазвичай для трьох періодів експлуатації (період припрацювання, нормальної експлуатації і період інтенсивного зносу) створюють окремі математичні моделі відмов [5, 6].

Найбільш важливою характеристикою оцінки імовірності відмови є функція розподілу імовірності відмов $F(t)$ [5, 6].

Точність визначення ймовірності відмови електрообладнання і ПЛ ЕЕС суттєво впливає на кількісні показники ризику порушення нормального режиму ЕЕС при відмовах обладнання. Найбільш ефективним підходом для оцінки ймовірності відмови є підхід що ґрунтується на використанні статистичних даних про функціонування ЕО даного типу і класу напруги [5, 6]. На основі використання цих даних і формується будується функція розподілу ймовірності відмови об'єкта.

Між тим реально на практиці, цю статистику отримати достатньо складно внаслідок різнотипності обладнання, різних умов експлуатації ЕО, місця розташування ЕО в електроенергетичній системі [5, 6]. Окрім того системи моніторингу за відмовами об'єкта в сучасних ЕЕС не завжди є досконалими.

З цієї причини для побудови моделей відмов і оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС при відмовах ЕО використовують вихідні дані, які можна класифікувати в порядку зменшення переваги на [5, 6]: актуальні – дані, які отримані шляхом спостережень за об'єктами які є ідентичними або схожими, в однакових умовах експлуатації; опубліковані – реальна інформація, яка опублікована для подібних об'єктів в аналогічних умовах експлуатації; одержані з інженерною оцінкою – дані отримані від експертів, що містять особисту думку експерта.

Здобуті в процесі обробки статистичної інформації по відмовам обладнання певного типу і класу напруг функції розподілу ймовірності відмов, які базуються на генеральній сукупності подій строго кажучи, не є ймовірнісними характеристиками для конкретної одиниці ЕО. Тому виникає необхідність урахуванням його індивідуальних характеристик шляхом уточнення (корегування) функції розподілу $F(t)$.

Послідовність формування функції розподілу ймовірності відмови окремих типів силового, комутаційного обладнання і ПЛ є такою [5]:

1. На основі статистичних даних по відмовам експлуатуємого парку ЕО конкретного типу за певний термін напрацювання з використанням методик обробки статистичних даних по відмовам [5] будуються гістограми статистики відмов та емпірична функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$.

2. Керуючись припущенням щодо закону розподілу ймовірності відмов на інтервалах припрацювання, нормальної експлуатації та інтенсивного старіння з використанням методу найменших квадратів отримують оптимальні параметри показників надійності, зокрема імовірності відмови об'єкта відмов для кожного з трьох інтервалів роботи.

3. Для виключення прийняття при підборі теоретичного виразу закону розподілу може бути прийнята помилкової гіпотеза щодо виду теоретичної функції розподілу. помилкової гіпотези щодо виду теоретичної функції розподілу. Виконується перевірка правильності прийнятої гіпотези, тобто визначення ймовірності того, що емпірична крива відповідає прийнятому теоретичному

закону.

Для проведення перевірки використовується критерій Пірсона, який відомий під назвою критерій χ^2 .

Відповідно до цього методу, величина χ^2 вважається мірою розбіжності між статистичними та теоретичними даними та визначається наступним чином []:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(n_i - n_i^t)^2}{n_i^t}$$

де n_i – кількість відмов ПЛ на i -му інтервалі гістограми; n_i^t – теоретична кількість відмов, які потрапляють до того ж i -го інтервалу для обраного закону розподілу з інтегральною функцією $F(t)$. Використовуючи таблиці для теоретичних значень критерію χ^2 знаходять допустиме значення $\chi_{теор}^2$. Для цієї мети встановлюється рівень значущості $\alpha = 0,95$ і обчислюється число ступенів свободи $R = K - S - 1$, де K – кількість інтервалів гістограми, а S – кількість основних параметрів теоретичного розподілу (для розподілу Вейбула $S = 2$, для рівномірного – $S = 1$). У випадку виконання нерівності $\chi^2 < \chi_{теор}^2$ гіпотеза щодо прийнятності обраних законів вважається такою, яка не суперечить статистичним даним для відмов.

Згідно з [6] термінам експлуатації припрацювання і інтенсивного зносу закону розподілу відповідають закони розподілу відмов Вейбула. Важливою задачею є також знаходження оптимальних параметрів функцій інтенсивності відмов та ймовірності відмов. Для знаходження оптимальних параметрів функцій інтенсивності відмов та ймовірності відмов що відповідають закону розподілу змінних Вейбула доцільно використати метод найменших квадратів.

Оскільки функція інтенсивності відмов Вейбула має нелінійний вигляд $\lambda(t) = \lambda \cdot \delta + t(\delta - 1)$, то для зручності потрібно привести її до лінійного виду, використовуючи логарифмування:

$$\ln(\lambda(t)) = \ln(\lambda \cdot \delta) + (\delta - 1) \cdot \ln(t),$$

$$\ln(\lambda(t)) = y, \ln(\lambda \cdot \delta) = b, (\delta - 1) = a, \ln(t) = x, y = a \cdot x + b, \quad (2.11)$$

тобто отримуємо систему рівнянь з двома змінними.

Після знаходження похідних за змінними a і b функції $f(a, b) = \sum_{i=1}^n (y_i - (a \cdot x_i + b))^2$ та прирівнявши їх до нуля, отримаємо систему рівнянь:

$$\begin{cases} -2 \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - (a \cdot x_i + b)) \cdot x_i = 0 \\ -2 \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - (a \cdot x_i + b)) = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} a \cdot \sum_{i=1}^n x_i^2 + b \cdot \sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n x_i \cdot y_i \\ a \cdot \sum_{i=1}^n x_i + n \cdot b = \sum_{i=1}^n y_i \end{cases}, \quad (2.12)$$

Коефіцієнти a і b отримані в результаті розв'язання рівнянь визначаються:

$$\begin{cases} a = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n x_i \cdot y_i - \sum_{i=1}^n x_i \cdot \sum_{i=1}^n y_i}{n \cdot \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n x_i \right)^2} \\ b = \frac{\sum_{i=1}^n y_i - a \cdot \sum_{i=1}^n x_i}{n} \end{cases},$$

2.5 Визначення ймовірності відмови повітряних ліній на інтервалі часу спостереження з урахуванням терміну напрацювання та спрацьованого ресурсу

Забезпечення вірогідного прогнозування ймовірності відмови об'єкта на інтервалі часу Δt , як зазначалось, потребує врахування індивідуальних характеристик конкретної одиниці обладнання модифікацією функції розподілу ймовірності відмови обладнання, що виконується з урахуванням таких факторів: наявність працездатного стану в момент спостереження і величина загального спрацьованого ресурсу. Метод побудови функції $F(t)$ з урахуванням ТС окремої одиниці обладнання докладно викладено в [127, 141].

Згідно з [127, 141] імовірність відмови об'єкта на інтервалі часу Δt (гіпотеза

H_1) за умови появи події B (умовна ймовірність відмови об'єкта на інтервалі часу Δt за умови, що в об'єкта було зафіксовано ТС S), H_2 – подія за умови, що об'єкт у момент часу t_1 був у працездатному стані, причому $p(H_2) = 1 - p(H_1)$ визначається за формулою Баєса:

$$p(H_1 / B) = \frac{p(H_1) \cdot p(B / H_1)}{p(H_1) \cdot p(B / H_1) + p(H_2) \cdot p(B / H_2)},$$

Умовні ймовірності $p(B / H_1)$ та $p(B / H_2)$ можуть бути визначені на основі статистичних даних про ТС об'єкта в момент відмови. У разі відсутності таких статистичних даних у [127,141] запропоновано використання композиційного правила Заде [10, 122] з побудовою матриць нечітких причинних відношень на основі знань експерта за методом Сааті.

Урахування введених вище подій при визначенні ймовірності відмови електрообладнання на інтервалі часу Δt дає можливість визначити нове значення функції розподілу ймовірності $F'(t)$ у момент часу t_2 .

$$F'(t_2) = F(t_1) + p(H_1 / B),$$

де $F(t_1)$ – значення функції в момент часу спостереження в t_1 .

Модифікована функція $F(t)$ конкретного типу ЕО та ПЛ дає можливість враховувати індивідуальні характеристики об'єкта, який експлуатується, і дозволяє отримувати достовірніші результати при статистичному моделюванні в порівнянні з використанням функції $F(t)$, побудованої на основі статистичної інформації про відмови певного типу об'єкта (рис. 2.7).

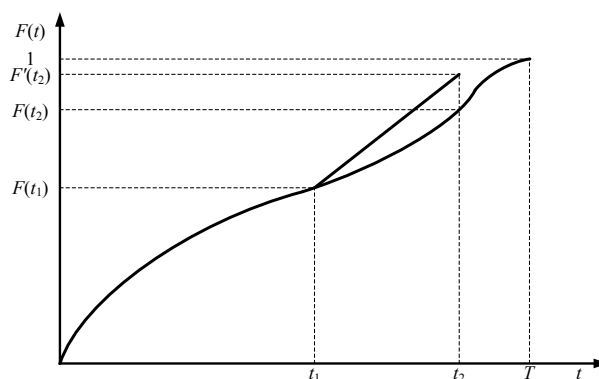


Рисунок 2.7 – Модифікована функція розподілу ймовірності відмови ПЛ

Іноді статистичні дані по відмовам ЕО та ПЛ є обмеженими, а в деяких випадках навіть повністю в якості параметра, який визначає ймовірність його відмови конкретної одиниці ЕО (ПЛ), доцільно використати інтегральний показник ТС, а саме, загальний спрацьований ресурс S спрацювання якого протягом всього терміну напрацювання є рівномірним [10, 127]. Згідно з [127] ймовірність відмови об'єкта на інтервалі часу напрацювання (r_1, r_2) , де $r_2 = r_1 + \Delta r$, за умови, що об'єкт був працездатний до початку цього інтервалу визначається:

$$F(r_1, r_2) = 1 - P(r_1, r_2) = 1 - \frac{P(r_1, r_1 + \Delta r)}{P(r_1)},$$

де $P(r_1, r_2)$, $P(0, r_1)$, $P(0, r_1 + \Delta r)$ – фактична ймовірність безвідмовної роботи ПЛ на інтервалах напрацювання (r_1, r_2) , $(0, r_1)$, $(0, r_1 + \Delta r)$ відповідно.

За умови експоненціального закону розподілу ймовірності відмови та в часових одиниць виміру напрацювання ймовірність відмови на інтервалі Δt визначається:

$$F(t_1, t_1 + \Delta t) = 1 - \frac{e^{-\int_0^{t_1 + \Delta t} \lambda_e dt}}{e^{-\int_0^{t_1} \lambda_e dt}},$$

де $\lambda_e = 1/T_e$ – інтенсивність відмови e ПЛ за умови роботи в нормативних умовах; T_e – нормативно встановлений термін служби; t_1 – напрацювання ПЛ на момент спостереження.

Для визначеного за нечіткою моделлю спрацьованого ресурсу $S_{\text{спр}}^{\Phi}$ фактичне напрацювання, яке приведене до нормативних умов експлуатації t_1^{Φ} , визначається:

$$t_1^\Phi = t_1 \cdot \frac{S_{\text{спр}}^\Phi}{S_{\text{спр}}^H},$$

де $S_{\text{спр}}^H = t_1 / T_e$ – величина спрацьованого ресурсу за термін експлуатації ПЛ t_1 і роботі в нормативних умовах експлуатації.

Тоді ймовірність відмови ПЛ на інтервалі напрацювання:

$$F(t_1, t_1 + \Delta t) = 1 - \frac{e^{-\int_0^{t_1^\Phi + \Delta t} \lambda_e dt}}{e^{-\int_0^{t_1^\Phi} \lambda_e dt}},$$

Для тестової схеми електроенергетичної системи (**додаток А**), яка включає в себе 16 повітряних ліній, було проведено оцінку щодо зниження ризику порушення динамічної стійкості $R_d(\Delta t)$ ЕЕС при заміні ПЛ з використанням статистичного моделювання. Головні параметри та характеристики елементів даної схеми приведено в **додаток А**. Отримані результати розрахунків зображено на рис. 2.8.

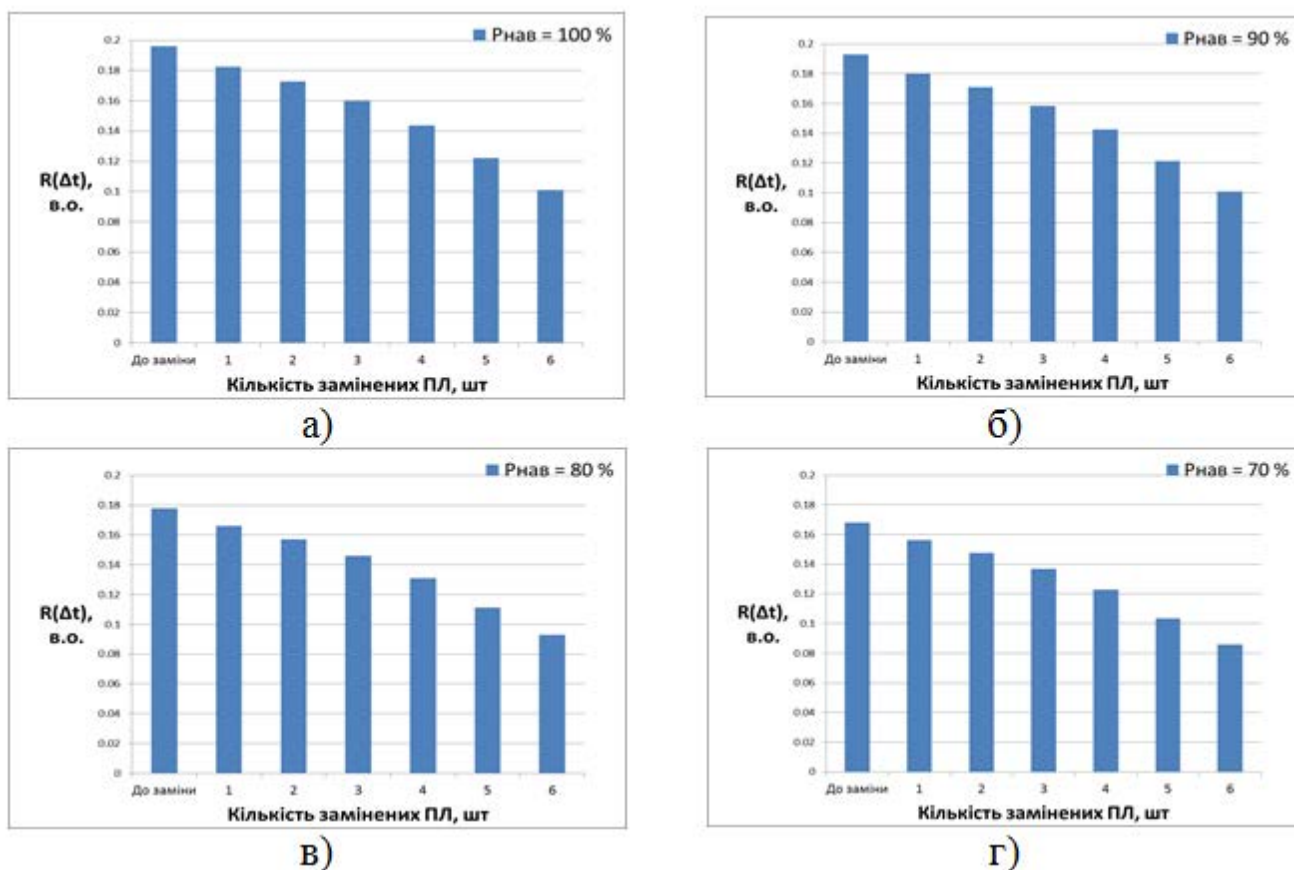


Рисунок 2.8 – Результати оцінки зниження ризику порушення динамічної стійкості: а – при $P_{нав.} = 100\%$; б – при $P_{нав.} = 90\%$; в – при $P_{нав.} = 80\%$; г – при $P_{нав.} = 70\%$

Висновки до розділу №2

1. Проаналізовано і обґрунтовано необхідність розробки моделей оцінки ТС, ресурсу працездатності та ймовірності відмови повітряних ліній для задач оптимального розподілу коштів на ТО і Р та заміну обладнання, аналізу режимної надійності ЕЕС. Визначено та обґрунтовано підходи щодо побудови комплексної математичної моделі оцінки ТС, визначення ресурсу працездатності повітряних ліній на основі інтелектуального аналізу даних, зокрема сполученні нечіткої логіки, статистичних і ймовірнісних методів. Показано, що в залежності від характеру і об'єму доступної вхідної інформації та поставленої задачі оцінки ТС повітряних ліній доцільно формування різних модифікацій математичних моделей. Керуючись основними принципами, які доцільно використовувати для побудови багаторівневої ієрархії математичної моделі оцінки технічного стану

об'єкта побудована ієрархічна структура математичної моделі оцінки технічного стану повітряних ліній за параметрами окремих функціональних вузлів і визначальних параметрів, з урахуванням рівня їх важливості.

2. Сформульовано задачу розробки комплексної лінгвістичної математичної моделі повітряної лінії для визначення спрацьованого ресурсу, що ґрунтується на основі використання визначальних контрольованих параметрів об'єкта. На основі вибраних визначальних діагностичних параметрів ТС сформовано вхідні і вихідні змінні лінгвістичних моделей повітряних ліній. Розроблено лінгвістичні моделі визначення загального спрацьованого ресурсу та ймовірності відмови повітряних ліній, які ґрунтуються на основі агрегування параметрів технічного стану окремих елементів. Для ранжування параметрів ТС, а також ФВ у відповідності з рівнем їх значущості щодо впливу на загальний ресурс працездатності запропонована система правил Фішберна та метод парних порівнянь Сааті.

3. Запропоновано підхід для врахування значущості окремих елементів ПЛ в частині впливу на загальний спрацьований ресурс ваговими коефіцієнтами, які визначаються на основі статистики по відмовах окремих функціональних вузлів. Налаштування і адаптація лінгвістичної математичної моделі оцінки ТС повітряної лінії до реальних умов експлуатації забезпечується корегуванням параметрів функцій належності термів вхідних лінгвістичних змінних та використанням вагових коефіцієнтів в системі НЛВ із середньозваженою істинністю.

4. Проведена симуляція розробленої математичної моделі на вибірках даних моніторингу параметрів технічного стану реально функціонуючих повітряних ліній, що мають значний спрацьований ресурс. Виконана оцінка ефективності заміни повітряних ліній, що мають значний спрацьований ресурс на нові шляхом оцінки зниження ризику порушення динамічної стійкості системи, що містить 22 гілки і 19 вузлів. Проведені розрахункові дослідження показали, що при заміні на 1 гілці середнє зниження складає – 6,87 %; на 2 гілках – 11,77 %; на 3 гілках – 18,21 %; на 4 гілках – 26,53 %, на 5 гілках – 37,63 % та на 6 гілках – 48,16 % при зміні навантаження системи від 100 % до 70 %.

5. На основі отриманих статистичних даних по відмовах силового та комутаційного обладнання та ПЛ, сформовані базові функції розподілу ймовірності відмови з урахуванням індивідуальних характеристик ЕО, що дає можливість підвищити точність розрахунку з використанням ймовірнісного підходу показників оцінки режимної надійності ЕЕС, які ґрунтується на методах статистичного моделювання та використанні моделей надійності окремих елементів, отриманих на основі статистичних даних по відмовах силового та комутаційного обладнання та ПЛ. У разі відсутності достатньої статистики по відмовах ПЛ для визначення ймовірності відмови на інтервалі часу спостереження, запропоновано підхід і математичну модель, що ґрунтується на використанні розрахованого загального спрацьованого ресурсу S .

3 МОДЕЛІ РОЗПОДІЛУ РЕМОНТНО-ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ТА ІНВЕСТИЦІЙНИХ ВИТРАТ ДЛЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ І ПЛ ЕНЕРГОКОМПАНІЇ

3.1 Загальна (балансова) модель розподілу витрат енергокомпанії за групами і одиницями обладнання

Основна задача управління експлуатацією підсистем ЕЕС – запобігання раптовим відмовам або максимальне зниження ризику їх виникнення. Це досягається відповідним вибором параметрів управління сукупності стадій процесу експлуатації електрообладнання, періодичності їх повторювання, яку називають стратегією управління експлуатацією [128 – 132].

Сучасні електроенергетичні системи за своїм складом і зв'язками, процесам і способам керування належать до категорії складних багаторівневих ієрархічних систем для яких все більшу актуальність набувають питання раціональної організації експлуатації і ефективного управління функціонуванням. Технічне обслуговування та ремонт енергообладнання (ТО і Р) є важливою складовою для забезпечення безперебійної та ефективної роботи енергосистеми протягом тривалого часу. У цьому контексті велика увага надається розробці стратегій ТО і Р електрообладнання, які спрямовані для зменшення експлуатаційних витрат при збереженні високої надійності роботи енергосистеми [128]. Одна з найпоширеніших та найбільш ефективних стратегій ТО і Р — це стратегія профілактичного обслуговування. Згідно з цією стратегією, уникнення аварійних відмов електрообладнання (ЕО) можна досягти завдяки проведенню превентивних профілактичних заходів, які спрямовані на виявлення та усунення потенційних дефектів, а також на підтримку обладнання в робочому стані [128,129].

На сьогодні існує кілька варіантів стратегій профілактичного обслуговування, які активно застосовуються в міжнародній практиці або перебувають на стадії вдосконалення та розробки, детальний **аналіз котрих був проведений в першому розділі** [128 – 132]

Наразі не існує єдиного методичного підходу щодо розподілу ремонтно-експлуатаційних та інноваційних витрат на заміну обладнання енергокомпанії з урахуванням усіх найбільш важливих експлуатаційних факторів. Це не дозволяє визначити ефективність прийнятої стратегії управління експлуатацією обладнання та розробити способи її корегування.

У зв'язку з цим актуальною задачею є розробка, комплексної математичної моделі та відповідного програмного забезпечення оптимального розподілу річного виділеного енергопостачальною компанією ремонтно-експлуатаційного і інвестиційного фонду на оновлення обладнання. для задач управління експлуатацією ЕЕС з урахуванням найбільш важливих факторів впливу на кількісні характеристики витрат на основі оцінки технічного стану обладнання та визначення індексу ризику системи при аварійних відмовах електрообладнання. Вирішення даних задач передбачає необхідність побудови узагальненої балансової моделі рознесення витрат по групам і одиницям електрообладнання, визначення факторів впливу та отримання моделі для розрахунку коефіцієнтів часткової участі електрообладнання в формуванні витрат на його ремонт, експлуатацію і можливу заміну по кожному з виділених факторів; розробку лінгвістичної математичної моделі і алгоритмів агрегованої оцінки ступеню важливості електрообладнання в частині розподілу витрат на його технічне обслуговування і ремонт або заміну, побудову математичних моделей оптимального вибору варіантів заміни обладнання енергокомпанії на основі методів математичного цілочисельного програмування в умовах обмеженості фінансових ресурсів, виконання розрахункового розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат енергокомпанії за поточними технічними характеристиками обладнання, оцінку ефективності оновлення вибраного парку обладнання на основі розрахунку рівня зниження ризику порушення нормального режиму в разі відмов обладнання й повітряних ліній.

Для формування кількісних характеристик витрат енергокомпанії розглянемо балансову модель у вигляді деякої функції сумарних витрат від низки експлуатаційних факторів

$$F_{i,j} = 1, N^F,$$

де N^F – число факторів.

Сумарні експлуатаційно-ремонтні витрати по j -й групі електрообладнання енергокомпанії в залежності від заданих факторів визначаються:

$$B_{\Sigma} = \sum_{j=1}^{N^g} B_j^g, \quad B_j^g = B_{\Sigma} \cdot \sum_{i=1}^{N^F} r_i K_{ji}^g(F_i),$$

де N^g – кількість груп електрообладнання; B_{Σ} , B_j^g – сумарні витрати і витрати по j -й групі електрообладнання енергокомпанії; r_i – значущість (важливість) i -го фактора; F_i , $K_{ji}^g(F_i)$ – нормований коефіцієнт частинної участі електрообладнання в формуванні витрат на підтримування його в працездатному стані для j -ї групи обладнання, за i -м фактором, який визначається:

$$K_j^g(F_j) = \sum_{k=1}^{L_j} K_{jk}^g(F_i),$$

де K_{jk}^g – нормований коефіцієнт частинної участі обладнання в формуванні витрат на підтримку його в працездатному стані для j -ї групи, k -ї одиниці обладнання; L_j – кількість об'єктів в j -й групі. При цьому виконується умова:

$$\sum_{i=1}^{N^F} r_i = 1; \quad \sum_{j=1}^{N^g} K_j^g(F_i) = 1.$$

3.2 Фактори впливу, що відтворюють переваги для прийняття рішень щодо розподілу витрат на ТО і Р та оновлення обладнання

В якості факторів впливу можна розглядати деякі технічні характеристики обладнання, режимні параметри ЕЕС і оцінки їх значущості. Зазвичай фактори назначаються експертним шляхом і відображають критерії переваги для прийняття управлінських рішень в рамках прийнятої стратегії експлуатації [2, 7, 8, 10].

З використанням результатів експертних оцінок експлуатаційного персоналу, який має досвід експлуатації електрообладнання, підстанцій і повітряних ліній та ведення режимів НЕК «Укренерго», ДТЕК «Київські електромережі» інших і інших енергокомпаній були встановлені найбільш значущі важливі фактори впливу на кількісні характеристики витрат на технічне обслуговування і ремонт:

- об’єм виробничих фондів обладнання в грошовому еквіваленті V , який характеризує об’єкт з точки зору трудомісткості і складності експлуатації;

- рівень завантаження об’єкта W електроенергією. Даний фактор характеризує затребуваність об’єкта в процесі передачі і розподілу електроенергії по електричним мережам за розрахунковий рік, а також опосередковано визначає рівень спрацювання ресурсу працездатності електрообладнання;

- рівень аварійності електрообладнання, який традиційно визначається інтенсивністю відмов (питома пошкоджуваність, λ (1/рік), частота потоку відмов, ω (1/рік)), імовірністю відмови об’єкта на інтервалі часу спостереження Δp_{ij} , коефіцієнтом вимушеного простою β_{en} та інші [132, 133].

- індекс ризику функціонування ЕЕС при аварійних відмовах конкретної одиниці електрообладнання і повітряних ліній або групи одиниць електрообладнання підстанції.

Для прийняття рішень щодо оптимального розподілу коштів на ТО і Р електрообладнання необхідна кількісна оцінка ступеню значущості електрообладнання у формуванні витрат з урахуванням найбільш важливих експлуатаційних факторів.

Розрахунок коефіцієнтів дольової участі за кожним з виділених факторів. Розрахунок коефіцієнтів, які кількісно визначають ступінь значущості електрообладнання в формуванні витрат на його ремонт і експлуатацію, виконується в за такими співвідношеннями [10, 11, 129, 131]:

1. Коефіцієнт розподілу за об’ємом (вартістю) виробничих фондів для одиниць і груп обладнання

$$\beta_{\phi i,j} = \frac{V_{ij}^g}{\sum_{j=1}^{N^g} V_j^g}, \quad \beta_{\phi j}^g = \frac{V_j^g}{\sum_{j=1}^{N^g} V_j^g}.$$

де $V_{ij}^g, V_j^g, \sum_{j=1}^{N^g} V_j^g$ – об'єм виробничих фондів по i -й одиниці обладнання, j -й групі обладнання і по всім енергооб'єктам енергокомпанії в цілому; N^g – кількість груп обладнання.

2. Коефіцієнт розподілу за рівнем завантаження (пропуску енергії за розрахунковий рік) для одиниць і груп обладнання

$$\beta_{zi,j} = \frac{W_{i,j}^g}{\sum_{j=1}^{N^g} V_j^g}, \quad \beta_{z,j}^g = \frac{W_j^g}{\sum_{j=1}^{N^g} W_j^g} = \frac{\sum_{i=1}^{L_j} W_{i,j}^g}{\sum_{j=1}^{N^g} W_j^g} = \sum_{i=1}^{L_j} \beta_{zi,j}^g,$$

де $W_{i,j}^g, W_j^g, \sum_{j=1}^{N^g} W_j^g$ – завантаження електроенергією i -ї одиниці, j -ї групи електрообладнання та в цілому по всіх об'єктах енергокомпанії відповідно.

3. Коефіцієнт розподілу за аварійністю для окремих одиниць і груп електрообладнання, зокрема, коефіцієнт вимушеного простою β_{en} , який дає можливість опосередковано врахувати якість ремонтно-експлуатаційного обслуговування [132–133].

Для визначення відповідного коефіцієнта розподілу використаємо коефіцієнт вимушеного простою $\beta_{en} = \lambda \cdot T_B$, де T_B – середній термін відновлення одиниці обладнання. За статистикою відмов обладнання і значенням терміну відновлення визначаються коефіцієнти вимушеного простою β_{enk} k -го об'єкта і з них вибирають максимальний $\beta_{enk \max}$. Розраховують відношення $C_{ij} = \beta_{enij} / \beta_{en \max}$, причому для найбільш непрацездатного елемента мережі дане відношення дорівнює одиниці. Коефіцієнти дольової участі i -ї одиниці і j -ї групи

обладнання, які враховують аварійність визначають

$$\beta_{eni,j} = \frac{C_{ij}^g}{\sum_{j=1}^{N^g} C_j^g}, \quad \beta_{enj}^g = \frac{C_j^g}{\sum_{j=1}^{N^g} C_j^g} = \frac{\sum_{i=1}^{L_j} C_{i,j}^g}{\sum_{j=1}^{N^g} C_j^g} = \sum_{i=1}^{L_j} \beta_{eni,j}^g,$$

4. Індекс ризику функціонування ЕЕС при відмовах окремих одиниць електрообладнання $R_{i,j}^I$, на всій сукупності відмов обладнання в j -й групі R_j^I , на всій сукупності відмов обладнання в енергосистемі R^I – визначаються статистичним моделюванням режимів ЕЕС при відмовах електрообладнання [122].

З використанням отриманих коефіцієнтів за балансовою моделлю можна отримати певний результат розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат енергокомпанії.

Вибір оптимального варіанту розподілу витрат на технічне обслуговування і ремонт пов'язаний з наявністю різного роду невизначеностей параметрів технічного стану і показників аварійності електрообладнання, оцінок варіантів прийняття рішень. Тому для врахування об'єктивно існуючих невизначеностей (неповнота, нечіткість інформації) найбільш ефективним є використання теорії нечітких множин [122, 123].

3.3 Лінгвістична математична модель агрегованої оцінки ступеню значущості обладнання в формуванні витрат на його ремонт, експлуатацію і оновлення

Для знаходження узагальнених оцінок ступеня значущості одиниць A_i і груп електрообладнання $A = \{A_i\}$ в частині розподілу інвестиційних витрат в умовах об'єктивно існуючих невизначеностей найефективнішим є використання нечітких математичних моделей [10, 11, 13, 127]. У відповідності з основними принципами побудови і загальною структурою нечіткої моделі [10, 122, 123, 127] введемо такі компоненти нечіткої моделі для агрегованих оцінок ступеня важливості об'єкта.

Як вхідні лінгвістичні змінні C_i ($i=1, \dots, 4$) нечіткої моделі оцінки рівня значущості електрообладнання $A = \{A_i\}$ приймемо такі: β_ϕ – вартість виробничих фондів електрообладнання $C_1 = \{T_H^1, T_C^1, T_B^1\}$; β_z – завантаження електроенергією електрообладнання і ПЛ $C_2 = \{T_H^2, T_C^2, T_B^2\}$; $\beta_{ав}$ – за аварійністю (ймовірність відмови на інтервалі часу спостереження) електрообладнання і повітряної лінії (ПЛ), $C_3 = \{T_H^3, T_C^3, T_B^3\}$; β_p – індекс ризику функціонування ЕЕС у разі відмов або виведення з роботи електрообладнання і ПЛ $C_4 = \{T_H^4, T_C^4, T_B^4\}$, де T_H^i, T_C^i, T_B^i – «низьке», «середнє», «високе» значення i -го параметра.

Всі входи системи нечіткого логічного висновку мають 3 функції належності, базові форми і параметри яких представлені на рис. 3.1 відповідно.

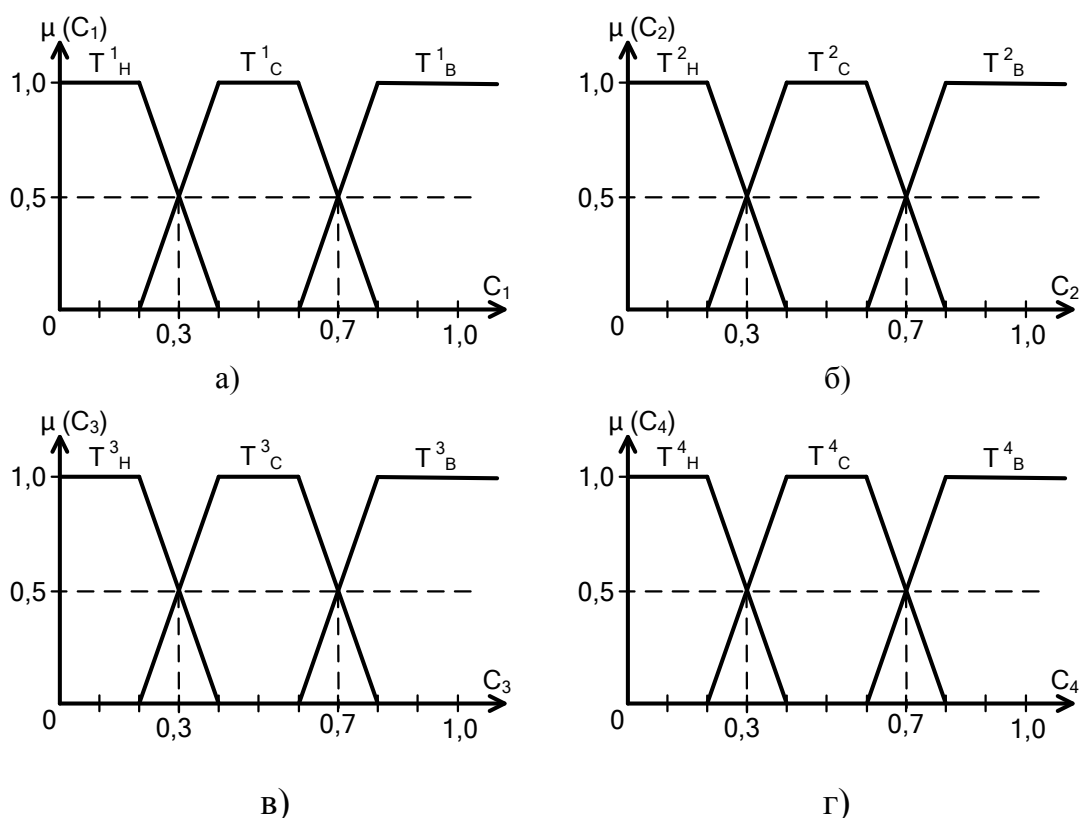


Рисунок 3.1 – Функції належності терм-множин:

а) – вхідна змінна C_1 ; б) – вхідна змінна C_2 ;

в) – вхідна змінна C_3 ; г) – вхідна змінна C_4

Вихідною лінгвістичною змінною системи нечіткого логічного висновку типу Мамдані є рівень важливості обладнання A_i з такими терм-множинами:

$$A_i = \{T_{ДН}, T_H, T_C, T_B, T_{ДВ}\},$$

де $T_{ДН}, T_H, T_C, T_B, T_{ДВ}$ – «дуже низьке», «низьке», «середнє», «високе», «дуже високе» значення параметра.

Враховуючи, що ця характеристика визначається на основі кількісних оцінок сукупності факторів впливу (технічні характеристики обладнання, режимні параметри ЕЕС), то для оцінки діапазонів термів доцільно використовувати індикатори Харінгтона [10, 11, 123, 127].

Вихідна лінгвістична змінна системи нечіткого логічного висновку має функції належності трапецієдального виду, представлені на рис. 3.2.

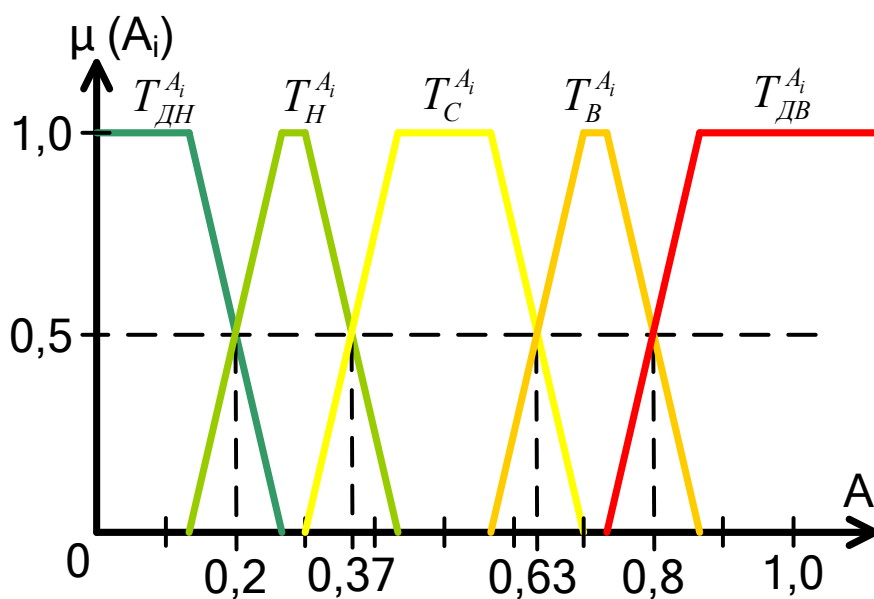


Рисунок 3.2 – Функції належності терм-множин вихідної лінгвістичної змінної A_i

Побудована на основі використання вищезазначених підходів база знань нечіткої моделі визначення A_i містить 81 продукційне правило й наведена в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Система правил нечіткого логічного висновку (НЛВ) для кожної одиниці і групи електрообладнання

$C_1 = T_H^1, C_2 = T_H^2$				$C_1 = T_H^1, C_2 = T_C^2$				$C_1 = T_H^1, C_2 = T_B^2$			
C_3	T_H^3	T_C^3	T_B^3	C_3	T_H^3	T_C^3	T_B^3	C_3	T_H^3	T_C^3	T_B^3
C_4				C_4				C_4			
T_H^4	$T_{\underline{DH}}^{A_i}$	$T_H^{A_i}$	$T_C^{A_i}$	T_H^4	$T_H^{A_i}$	$T_C^{A_i}$	$T_C^{A_i}$	T_H^4	$T_C^{A_i}$	$T_C^{A_i}$	$T_B^{A_i}$
T_C^4	$T_H^{A_i}$	$T_C^{A_i}$	$T_C^{A_i}$	T_C^4	$T_C^{A_i}$	$T_C^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	T_C^4	$T_C^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	$T_{\underline{DB}}^{A_i}$
T_B^4	$T_C^{A_i}$	$T_C^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	T_B^4	$T_C^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	T_B^4	$T_B^{A_i}$	$T_{\underline{DB}}^{A_i}$	$T_{\underline{DB}}^{A_i}$

$C_1 = T_C^1, C_2 = T_H^2$				$C_1 = T_C^1, C_2 = T_C^2$				$C_1 = T_C^1, C_2 = T_B^2$			
C_3	T_H^3	T_C^3	T_B^3	C_3	T_H^3	T_C^3	T_B^3	C_3	T_H^3	T_C^3	T_B^3
C_4				C_4				C_4			
T_H^4	$T_H^{A_i}$	$T_C^{A_i}$	$T_C^{A_i}$	T_H^4	$T_C^{A_i}$	$T_C^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	T_H^4	$T_C^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	$T_B^{A_i}$
T_C^4	$T_C^{A_i}$	$T_C^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	T_C^4	$T_C^{A_i}$	$T_C^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	T_C^4	$T_B^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	$T_B^{A_i}$
T_B^4	$T_C^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	$T_{\underline{DB}}^{A_i}$	T_B^4	$T_B^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	T_B^4	$T_B^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	$T_{\underline{DB}}^{A_i}$

$C_1 = T_B^1, C_2 = T_H^2$				$C_1 = T_B^1, C_2 = T_C^2$				$C_1 = T_B^1, C_2 = T_B^2$			
C_3	T_H^3	T_C^3	T_B^3	C_3	T_H^3	T_C^3	T_B^3	C_3	T_H^3	T_C^3	T_B^3
C_4				C_4				C_4			
T_H^4	$T_C^{A_i}$	$T_C^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	T_H^4	$T_C^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	T_H^4	$T_B^{A_i}$	$T_{\underline{DB}}^{A_i}$	$T_{\underline{DB}}^{A_i}$
T_C^4	$T_C^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	T_C^4	$T_B^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	T_C^4	$T_{\underline{DB}}^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	$T_{\underline{DB}}^{A_i}$
T_B^4	$T_B^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	$T_{\underline{DB}}^{A_i}$	T_B^4	$T_B^{A_i}$	$T_B^{A_i}$	$T_{\underline{DB}}^{A_i}$	T_B^4	$T_{\underline{DB}}^{A_i}$	$T_{\underline{DB}}^{A_i}$	$T_{\underline{DB}}^{A_i}$

Важливим параметром в задачі знаходження агрегованих оцінок рівня важливості електрообладнання є індекс ризику функціонування ЕЕС у разі відмов або планового та позапланового виведення з експлуатації окремих одиниць електрообладнання R_{ij} . Математична модель, алгоритм і технічний ризик, який оцінюється ймовірністю виникнення аварійної ситуації в підсистемі ЕЕС при

відмовах електрообладнання, яка визначається ймовірно-статистичним моделюванням режиму енергосистеми (метод Монте-Карло) з використанням комплексу PowerFactory, докладно описані в [10, 13, 14, 134]. Інтегральний індекс ризику функціонування підсистеми ЕЕС при цьому визначається так [13, 14]:

$$R = R_{en} + R_{dc} + R_{zn},$$

де R_{en} , R_{dc} , R_{zn} – окремі складові інтегрального індексу ризику ЕЕС, які визначають ризик відмови обладнання внаслідок незадовільного технічного стану і перевантажень, порушення динамічної стійкості системи, неприпустимого зниження напруги у вузлах навантаження енергосистеми в разі відмов, планового й аварійного виведення з роботи для ремонтного обслуговування окремих одиниць обладнання.

Практика експлуатації показує, що не всі фактори впливу на кількісні характеристики інвестиційних витрат і відповідні коефіцієнти дольової участі однаковою мірою впливають на агреговані оцінки рівня важливості A_i електрообладнання. Для об'єктивної оцінки рівня важливості електрообладнання необхідно виконати ранжування коефіцієнтів дольової участі β_ϕ , β_p , β_{proc} і β_{prop} відповідно до рівня їх значущості щодо впливу на A_i та визначити відповідні вагові коефіцієнти.

Вплив кожного коефіцієнта дольової участі на агреговану оцінку рівня важливості A_i електрообладнання можна врахувати з допомогою деякого коефіцієнта K_i , для оцінки якого доцільно використати правило Фішберна [14, 122, 123]:

$$K_i = \frac{2 \cdot (N_{du} - i - 1)}{(N_{du} + 1) \cdot N_{du}},$$

Для випадку, коли разом з перевагами входять відношення байдужості, визначення набору ваг Фішберна такої змішаної системи здійснюється за рекурсивною схемою:

$$K_{i-1} = \begin{cases} K_i, & F_{i-1} \approx F_i \\ K_{i+1}, & F_{i-1} > F_i \\ K_{N_{du}} = 1, & i = N_{du} \dots 2 \end{cases},$$

де F_i – множина вершин факторів впливу кожного коефіцієнта дольової участі на агреговану оцінку рівня важливості A_i електрообладнання; N_{du} – кількість коефіцієнтів дольової участі. Ваговий коефіцієнт i -го фактора впливу при цьому визначається так:

$$K = \sum_{i=1}^{N_{du}} K_i, \quad W_{fi} = \frac{K_i}{K},$$

Для оцінки рівня важливості A_i електрообладнання застосовано систему НЛВ на основі методу Мамдані [10, 13, 122], згідно з яким ступінь виконання кожного правила визначається як зважена сума значень оцінок з урахуванням вагових коефіцієнтів, що характеризують значущість кожного фактора впливу [122, 123], тобто лінійної комбінації значень оцінок за всіма критеріями та їхніх вагових коефіцієнтів. У відповідності з цим підходом ступінь істинності виконання кожної передумови α_j , що відповідає термам лінгвістичних змінних параметрів C_1, C_2, C_3, C_4 з ваговими коефіцієнтами $\beta_\phi, \beta_p, \beta_{nproc}$ і β_{npon} правила $Rule_j$ при застосуванні системи НЛВ буде визначатись у такий спосіб [10, 13, 122]:

$$\alpha_j = W_\phi \cdot \mu_\phi(C_1) + W_p \cdot \mu_p(C_2) + W_{nproc} \cdot \mu_{nproc}(C_3) + W_{npon} \cdot \mu_{npon}(C_4).$$

Процедуру визначення значень істинності передумов та ступеню виконання правил наведено на рис. 3.3.

Дефазифіковане значення вихідної нечіткої змінної при цьому визначається шляхом знаходження зваженого середнього значення (центру ваги) [10, 13, 122].

$$A = \frac{\sum_{j=1}^m \mu_j(A) \cdot A_j}{\sum_{j=1}^m \mu_j(A)},$$

де A_j – центральні значення вихідної змінної A відповідних термів; $\mu_j(A)$ – усічені функції належності термів вихідної величини A .

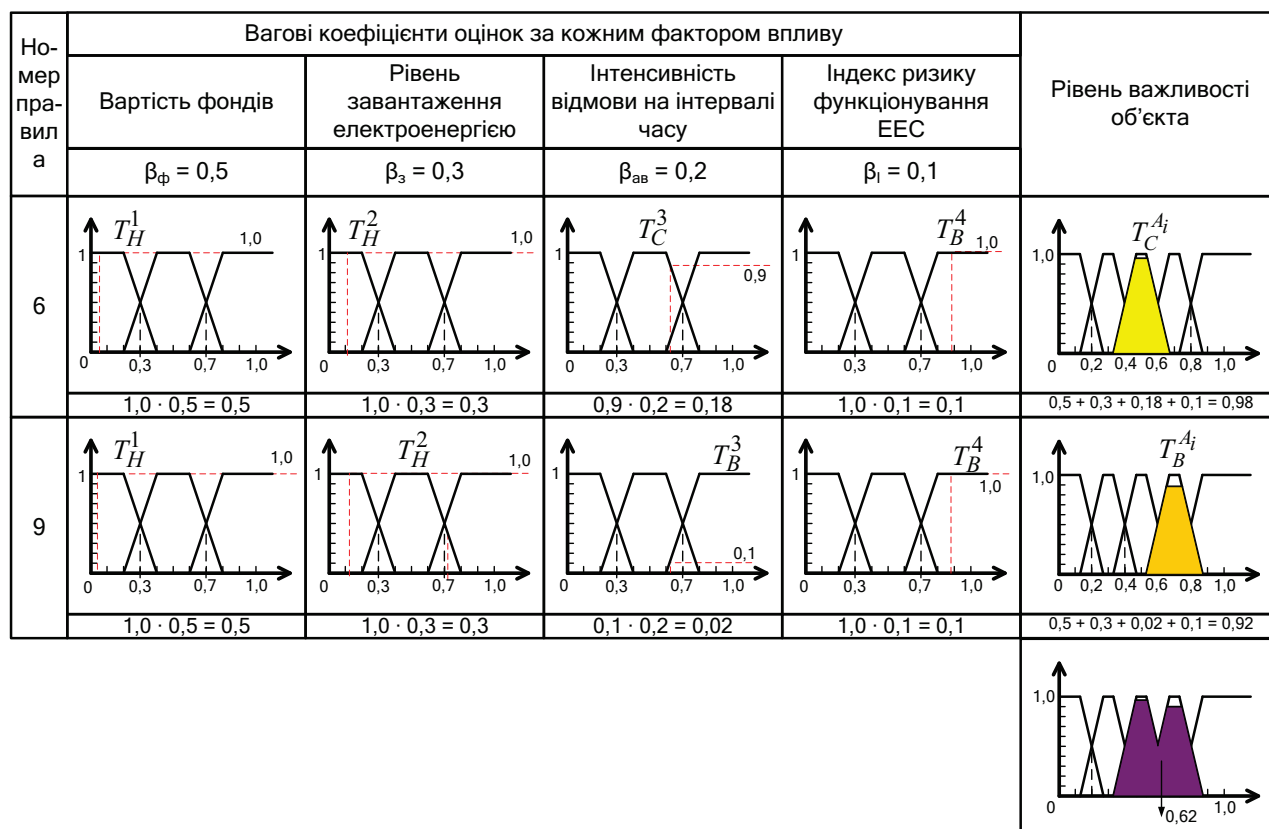


Рисунок 3.3 – Процедура визначення значень істинності передумов та ступеню виконання для правил

3.4 Математичні моделі і алгоритми оптимального розподілу витрат енергопостачальної компанії на ТО і Р та заміну електрообладнання і ПЛ

3.4.1 Модель і алгоритм розподілу витрат на ТО і Р на основі агрегованого показника значущості обладнання

Для визначення основних складових, що кількісно визначають узагальнену агреговану оцінку ступеню значущості одиниць електрообладнання в частині розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат розглядалась еквівалентна схема (рис. 3.4) електричних з'єднань електричної мережі ЕЕС 35–750кВ енергокомпанії, що містить: ТЕЦ № 1 потужністю 300 МВт, ТЕС № 2 потужністю 1200 МВт. У склад даної енергокомпанії входить чотири групи енергооб'єктів: ПС – 110 кВ; ПС – 330 кВ; ПЛ – 110 кВ; ПЛ – 330 кВ. У свою чергу кожна з груп

у своєму складі має наступну кількість енергооб'єктів: ПС – 110 кВ - десять підстанцій напругою 110 кВ; ПС – 330 кВ - сімнадцять підстанцій 330 кВ; ПЛ – 110 кВ - сім повітряних ліній 110 кВ; ПЛ – 330 кВ – двадцять дві повітряні лінії 330 кВ. Загальна кількість об'єктів енергокомпанії – 56 одиниць.

На першому етапі розрахунку оптимального розподілу витрат на технічне обслуговування та ремонт електрообладнання енергопостачальної компанії імовірнісно-статистичним моделюванням режиму енергосистеми (метод Монте-Карло) була виконана оцінка ризику виникнення аварійної ситуації в підсистемі ЕЕС при відмовах електрообладнання на інтервалі часу спостереження $\Delta t = 12$ міс (табл. 3.2). Алгоритм комплексного моделювання режиму ЕЕС для розподілу витрат на ТО і Р групи електрообладнання наведено на рис.3.4.

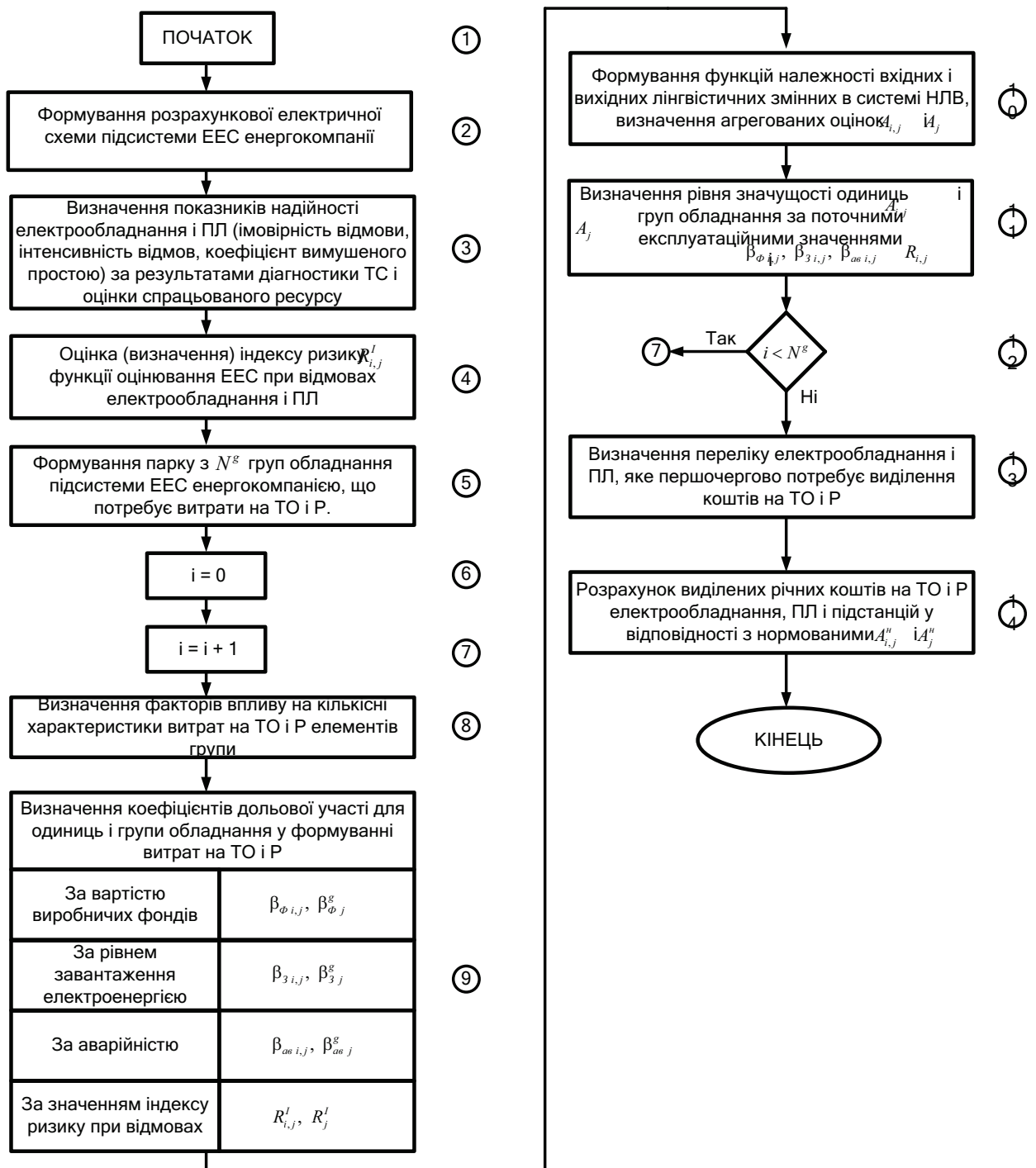


Рисунок 3.4 – Алгоритм комплексного моделювання режиму ЕЕС для розподілу витрат на ТОіР групи електрообладнання.

Кількісні характеристики факторів впливу та оцінки коефіцієнтів часткової участі електрообладнання в формуванні витрат на його ремонт і експлуатацію по кожному з визначених факторів наведені в табл. 3.3.

На другому етапі розрахунку оптимального розподілу витрат на технічне

обслуговування та ремонт електрообладнання з використанням правил нечіткої бази знань визначається рівень значущості множини $A = \{A_i\}$ одиниць і груп електрообладнання $A_{ep} = \{A_{epi}\}$. Оперативний персонал енергокомпанії за результатами агрегованої оцінки значущості одиниць електрообладнання $A = \{A_i\}$ з урахуванням обмежень на виділені кошти для ремонтно-експлуатаційних обслуговування електрообладнання енергокомпанії в обсязі 7125 тис.грн. на рік визначив перелік обладнання, яке потребує першочергового виділення коштів на ТО і Р (табл. 3.5). Розрахований пропорційно нормованим значенням A_i розподіл коштів на ТО і Р визначених одиниць обладнання наведено в таблиці 3.5.

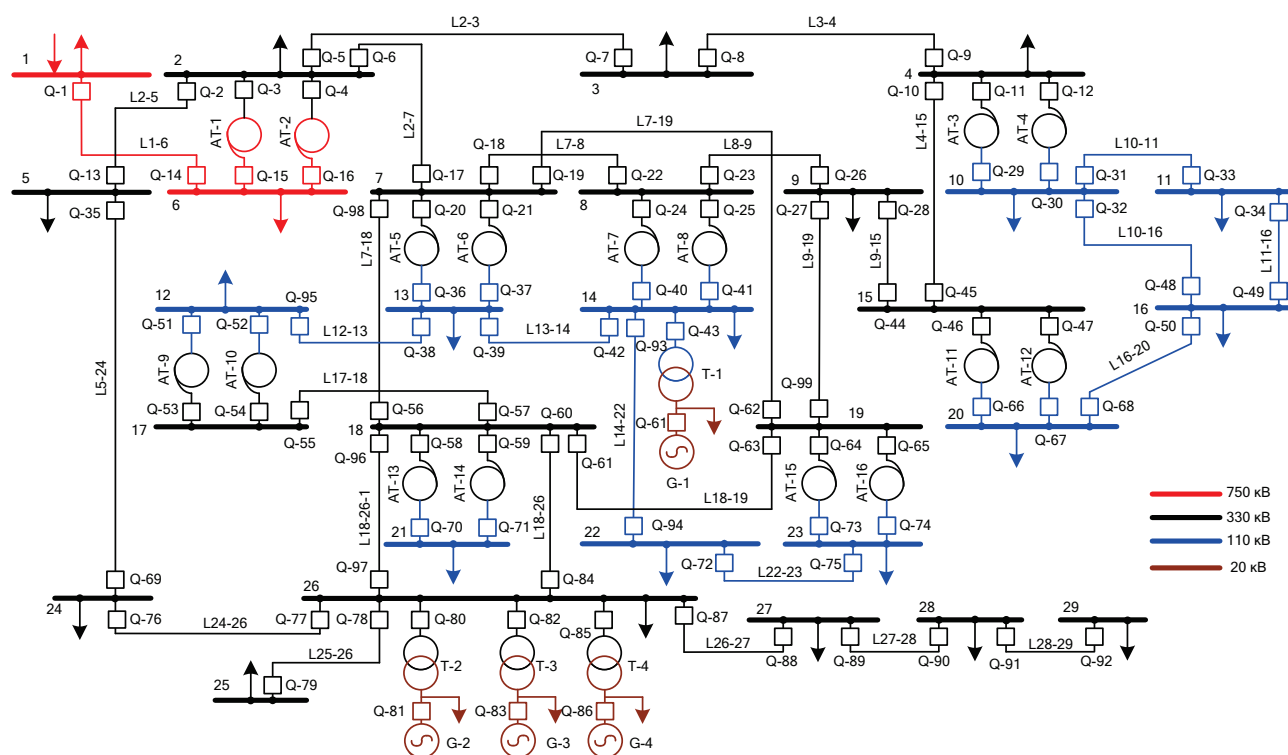


Рисунок 3.5 – Розрахункова схема електричних з'єднань ЕЕС

Таблиця 3.2 – Результати визначення ризику виникнення аварійної ситуації в підсистемі ЕЕС при відмовах електрообладнання на інтервалі часу спостереження $\Delta t = 12$ міс

№ гілки	Найменування гілки	Елемент, що входить до складу гілки	Кількість відмов	Ризик виникнення аварійних ситуацій					
				$R_{вт}$	$R_{пл}$	$R_{дс}$	$R_{зн}$	$R_{ел}$	R
1	АТ-11	АТ-11	1	0	0	0	0,002	0,002	0,018
		Q-46	7	0	0,002	0	0,008	0,01	
		Q-66	4	0	0,001	0	0,005	0,006	
2	АТ-16	АТ-16	1	0	0,002	0	0,001	0,003	0,026
		Q-65	3	0	0,007	0	0,001	0,008	
		Q-74	9	0	0,012	0	0,003	0,015	
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
42	L14-22	L14-22	9	0,016	0	0	0,032	0,048	0,106
		Q93	7	0,012	0	0	0,025	0,037	
		Q94	4	0,007	0	0	0,014	0,021	
43	L26-27	L26-27	2	0	0,002	0	0	0,002	0,013
		Q87	6	0	0,003	0	0	0,003	
		Q88	10	0	0,008	0	0	0,008	

Таблиця 3.3 – Кількісні характеристики факторів впливу електрообладнання і ПЛ в формуванні витрат на його експлуатацію і ремонт

№ п/п	Об'єкт	Клас напруги, кВ	Рік введення	Розмір фонду, грн.	Індекс ризику	Коефіцієнт простою	Пропуск електроенергії, МВт
Автотрансформатори							
1	АТ-3	330/110	1985	2113845,238	0,049	0,250	20075
2	АТ-4	330/110	1999	2388710,563	0,010	0,250	20002
3	АТ-5	330/110	2001	2427977,038	0,012	0,250	21498,5
...	...	...	...	...	...	...	...
12	АТ-14	330/110	2007	2545776,463	0,044	0,250	51100
13	АТ-15	330/110	2014	2683209,125	0,024	0,250	12775
14	АТ-16	330/110	2003	2467243,513	0,026	0,250	12738,5
Повітряні лінії							
1	L10-11	110	1985	3252674,6	0,028	0,189	3759,5
2	L10-16	110	1971	2182583,2	0,048	0,126	11680
3	L11-16	110	1968	1658860	0,064	0,080	474,5
...	...	...	...	...	...	...	...
27	L26-27	330	1988	9819481	0,013	0,153	56502
28	L27-28	330	1989	9541386,25	0,017	0,133	39639
29	L28-29	330	2003	8639143,5	0,014	0,030	20951

Кінець таблиці 3.3

№ п/п	Об'єкт	Клас напру- ги, кВ	Рік вве- дення	Розмір фонду, грн.	Індекс ризику	Коефі- цієнт простою	Пропуск електро- енергії, МВт
Підстанції							
1	ПС10	110	1972	3204904,5	0,017	0,422	38690
2	ПС11	110	2010	3210098,85	0,030	0,307	4015
3	ПС12	110	1984	3096072	0,014	0,365	87600
...	...	...	...	...	...	...	...
25	ПС27	330	1975	13345857	0,008	0,445	56575
26	ПС28	330	1989	15258915	0,008	0,445	41975
27	ПС29	330	1991	11765523	0,007	0,352	23725

Таблиця 3.4 – Кількісні характеристики коефіцієнтів часткової участі електрообладнання і ПЛ в формуванні витрат на його експлуатацію і ремонт

№ п/п	Об'єкт	Клас напру- ги, кВ	Рік вве- дення	β_{ϕ}	β_p	$\beta_{прос}$	$\beta_{проп}$
Автотрансформатори							
1	АТ-3	330/110	1985	0,003	0,049	0,012	0,005
2	АТ-4	330/110	1999	0,004	0,010	0,012	0,005
3	АТ-5	330/110	2001	0,004	0,012	0,012	0,005
...	...	...	...	...	...	...	...
12	АТ-14	330/110	2007	0,004	0,044	0,012	0,012
13	АТ-15	330/110	2014	0,004	0,024	0,012	0,003
14	АТ-16	330/110	2003	0,004	0,026	0,012	0,003
Повітряні лінії							
1	L10-11	110	1985	0,005	0,028	0,009	0,001
2	L10-16	110	1971	0,003	0,048	0,006	0,003
3	L11-16	110	1968	0,003	0,064	0,004	0,000
...	...	...	...	...	...	...	...
27	L26-27	330	1988	0,016	0,013	0,007	0,013
28	L27-28	330	1989	0,015	0,017	0,006	0,009
29	L28-29	330	2003	0,014	0,014	0,001	0,005
Підстанції							
1	ПС10	110	1972	0,005	0,017	0,020	0,009
2	ПС11	110	2010	0,005	0,030	0,014	0,001
3	ПС12	110	1984	0,005	0,014	0,017	0,020
...	...	...	...	...	...	...	...
25	ПС27	330	1975	0,021	0,008	0,021	0,013
26	ПС28	330	1989	0,024	0,008	0,021	0,010
27	ПС29	330	1991	0,019	0,004	0,016	0,005

Таблиця 3.5 – Перелік обладнання, яке потребує першочергового виділення коштів на ТО і Р.

№ п/п	Об'єкт	β_{ϕ}	β_p	$\beta_{\text{прос}}$	$\beta_{\text{прон}}$	A_i	A_n	Загальний об'єм, тис грн	Виділені кошти, тис грн
1	L3-4	0,013	0,139	0,003	0,015	0,362	0,192	7125	1368
2	L4-15	0,016	0,050	0,008	0,006	0,256	0,136		969
3	4-10 (АТ-3)	0,003	0,049	0,012	0,005	0,255	0,135		961,875
4	4-10 (АТ-4)	0,004	0,010	0,012	0,005	0,189	0,1		712,5
5	Q9	0,007	0,018	0,009	0,015	0,201	0,107		762,375
6	Q10	0,007	0,021	0,008	0,006	0,207	0,11		783,75
7	Q11	0,009	0,019	0,01	0,005	0,203	0,108		769,5
8	Q12	0,008	0,022	0,011	0,005	0,209	0,111		790,875

3.4.2 Модель і алгоритм оптимального розподілу витрат на заміну обладнання на основі цілочисельного програмування

В умовах обмежених інвестиційних коштів на оновлення обладнання гостро стоїть питання оптимального розподілу інвестицій між окремими об'єктами підсистеми ЕЕС. Наразі існує низка робіт, присвячених вирішенню даної проблеми [128 – 130]. Найефективнішим підходом щодо реалізації задачі розподілу витрат інвестицій на заміну обладнання є використання методів цілочисельного програмування з урахуванням невизначеності інформації [135 – 140].

Якщо задані множини елементів електрообладнання енергокомпанії $X = \{x_i\}$ і нечітких агрегованих оцінок їх значущості $A = \{A_i\}$, обсяг необхідних інвестицій на оновлення електрообладнання енергокомпанії B_i^{inv} , ($i = \overline{1, n}$), відома також вартість виділених інвестицій на заміну електрообладнання B_{inv} , то задача оптимального розподілу фінансових ресурсів між групами електрообладнання, (за наявності $P = \{P_i\}$ варіантів прийняття рішень) полягає в необхідності розподілити кошти між об'єктами так в тому, щоб максимізувати корисність реалізації розподілу з урахуванням важливості вище визначених критеріїв.

Оптимізаційну задачу розподілу інвестицій між групами на заміну

обладнання B_{inv} з максимізацією результату сформулюємо як задачу нечіткого булевого програмування. Кожному елементу множини групи електрообладнання $X = \{x_i\}$ присвоїмо значення 1 або 0, залежно від того, виділяються інвестиційні кошти B_{inv} чи не виділяються [135, 137, 140, 172, 173].

$$x_i = \begin{cases} 0, & \text{якщо інвестиційні кошти } B_i^{inv} \text{ не виділяються} \\ 1, & \text{якщо інвестиційні кошти } B_i^{inv} \text{ виділяються} \end{cases},$$

Задача булевого програмування формується так:

$$\sum_{i=1}^n A_i \cdot x_i \rightarrow \max, \quad \sum_{i=1}^n b_i \cdot x_i \leq B_i, \quad x_i \in \{A_i\},$$

Реалізація задачі вибору варіанту виведення інвестиційного ресурсу в умовах рівноваги на основі нечіткого булевого програмування

Нехай будемо вважати, що задано нечіткий індекс важливості обладнання і ПЛ енергосистеми A_i . Необхідно після визначення індексу значимості об'єкта мати процедуру вибору варіанту виділення коштів в умовах рівноваги, які мають складатися з одного бюджетного обмеження В (ЕС0) і трьох наступних обмежень, а саме: обмеження відносно пріоритетності варіанту прийняття рішень ЕС1; типів варіантів прийняття рішень ЕС2; об'ємів виділення коштів на оновлення обладнання і ПЛ ЕС3.

Дану задачу можна сформулювати як задачу для нечіткого булевого програмування.

Нехай $P = \{P_1, P_2, \dots, P_n\}$ – множина варіантів оновлення електрообладнання і ПЛ, вартість яких становить (складає) $(B_1, B_2, \dots, B_n)$, $A_i = (A_i^L, A_i, A_i^R)$ – нечіткий індекс важливості варіантів оновлення P_i ($i = 1, 2, \dots, n$). B – загальні інвестиційні кошти для реалізації заміни обладнання.

Кожній i -ій одиниці обладнання (а відповідно і варіанту для оновлення) присвоїмо змінну X_i , яка матиме значення 0 або 1 в залежності від того виділяються кошти на заміну чи ні, тобто

$$x_i = \begin{cases} 1, & \text{якщо інвестиційні кошти на заміну виділяються} \\ 0, & \text{якщо інвестиційні кошти на заміну не виділяються} \end{cases}$$

Таким чином задачу вибору варіанту рішення в умовах рівноваги, яка максимізує корисність, тобто $\bigoplus_{i=1}^n \tilde{A}_i x_i$ можна сформулювати так:

$$\bigoplus_{i=1}^n \tilde{A}_i x_i \rightarrow \max, \quad (3.1)$$

при обмеженнях (умова рівноваги EC0 (бюджетні обмеження))

$$\sum_{i=1}^n b_i X_i \leq B, \quad X_i \in \{0,1\},$$

В якості операції $\oplus$ в цільовій функції в загальному випадку слід застосувати операцію композиції нечітких множин [138,121-123]. Тоді задача (3.1) має вигляд при бюджетних обмеженнях умова рівноваги:

$$\left\{ \begin{array}{l} \bigoplus_{i=1}^n \tilde{A}_i x_i \rightarrow \max \\ \text{при бюджетних обмеженнях (умова рівноваги EC}_0\text{)} \\ \sum_{i=1}^n b_i X_i \leq B \end{array} \right.$$

Між тим є ще інші умови рівноваги зокрема EC1, EC2, EC3, які задовольняють інші конкретні вимоги (умови) при розподілі виділених обмежених коштів. Вони ділять всю підмножину розглядаємих варіантів фінансування на декілька множин для формування підгруп зі своїми пріоритетами. При цьому згідно з [138, 172, 173] з кожною підмножиною можна вибрати для реалізації лише деяку обмежену кількість варіантів або навіть один. Наприклад, якщо розглядати пріоритетність EC1 варіанту прийняття рішення з індексом A_i щодо виділення коштів, то можна взяти деякі об'єкти (одиниці обладнання), які мають значення $\tilde{A}_i$ більше деякого граничного значення $\tilde{A}_{i_{gr}}$ в межах $\tilde{A}_i > \tilde{A}_{i_{gr}}$ – вибирати варіанти.

Таким чином загальну кількість варіантів (одиниць обладнання на оновлення) можна розбити на декілька груп (наприклад N_{zpl}). Тоді всі можливі варіанти P діляться на N_{zpl} груп $\{P_{1,1}, P_{1,2}, \dots, P_{1,N_{zpl}}\}$ відповідно до числа пріоритетів. Можна записати що $P = \bigcup_{k=1}^{N_{zpl}} P_{1k}$ і якщо до групи P_{1k} вибрано фіксоване число варіантів рішень тао обмеження матиме вигляд

$$\sum_{j \in P_{1k}} x_j = b_{1k}, \quad k = 1, 2, \dots, N_{zpl},$$

Узагальнююче можна сказати, що будь-яка умова рівноваги EC_t передбачає наявність деякої підгрупи $\{P_{t1}, P_{t2}, \dots, P_{t,t}\}$ із заданим числом варіантів вибору $\{b_{t1}, b_{t2}, \dots, b_{t,t}\}$, які вибирають з кожної підгрупи. Тому відповідно до кожної умови можна записати обмеження в такому вигляді:

$$\sum_{j \in P_{tk}} x_j, \quad k = 1, 2, \dots, q_t, \quad t = 1, 2, 3,$$

Таким чином задачу визначення пріоритету виділення коштів на оновлення електрообладнання і ПЛ за умови забезпечення рівноваги можна сформулювати так: максимізувати $\tilde{A}_i x_i$ з використанням обмежень:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^n b_i X_i \leq B, \quad (EC_0) \\ \sum_{j \in P_{1k}} x_j = b_{1k}, \quad k = 1, 2, \dots, q_1, \quad (EC_1) \\ \sum_{j \in P_{2k}} x_j = b_{2k}, \quad k = 1, 2, \dots, q_2, \quad (EC_2) \\ \sum_{j \in P_{3k}} x_j = b_{3k}, \quad k = 1, 2, \dots, q_3, \quad (EC_3) \end{array} \right. , \quad (3.2)$$

Система (3.2) є системою для вирішення задачі булевого програмування ($\tilde{A}_i$ – нечіткі числа з трикутниками функціями належності).

Вирішення задачі нечітково булевого програмування можна звести до задачі булевого програмування. У цьому процесі важливим є використання ранжування нечітких чисел, зокрема методом, який дає змогу визначити узагальнене очікуване значення. Цей метод дає змогу особі, який ухвалює рішення, визначити свій рівень оптимізму щодо ймовірності успішного розв'язання задачі.

Якщо $\tilde{A}$ нечітке число $\tilde{A} = (a^L, a, a^R)$ з функцією належності трикутного типу $\mu(A)$ (рис. 3.6), тоді узагальнене очікуване значення зі ступенем оптимізму μ визначається

$$E_{\mu}(\tilde{A}) = \mu E_R(\tilde{A}) + (1 - \mu) E_L(\tilde{A}),$$

де $E_{\mu}^R(\tilde{A})$ і $E_{\mu}^L(\tilde{A})$ – праве і ліве очікувані значення нечіткого числа відповідно.

Параметр $\mu = [0, 1]$ визначає ступінь оптимізму особи, яка ухвалює рішення, стосовно ймовірності успішного розв'язання задачі.

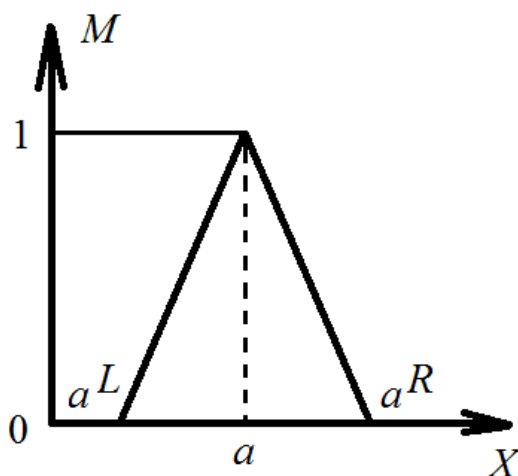


Рисунок 3.6 – Нечітке число $\tilde{A} = (a^L, a, a^R)$ трикутного типу

За наявності деякого рівня оптимізму μ нечіткі числа можна структурувати за допомогою порівняння їх узагальнених очікуваних значень, зокрема для двох нечітких чисел $\tilde{A}$ і $\tilde{B}$ співвідношення $E_{\mu}(\tilde{A}) < E_{\mu}(\tilde{B})$, $E_{\mu}(\tilde{A}) > E_{\mu}(\tilde{B})$, $E_{\mu}(\tilde{A}) = E_{\mu}(\tilde{B})$ показують, що $\tilde{A} < \tilde{B}$, $\tilde{A} > \tilde{B}$ і $\tilde{A} = \tilde{B}$ відповідно.

Враховуючи що $\tilde{A} = (a^L, a, a^R)$, то для рівня оптимізму $\mu = [0,1]$ доцільно використати [138] простий, але виправданий з обчислюваної точки зору метод визначення правого $E_\mu^R(\tilde{A})$ і лівого $E_\mu^L(\tilde{A})$ очікуваних значень нечіткого числа $\tilde{A}$:

$$E_\mu^R(\tilde{A}) = \frac{a + a^R}{2}, \quad E_\mu^L(\tilde{A}) = \frac{a + a^L}{2},$$

Методика розв'язання задачі нечіткого булевого програмування, яка використовує узагальнені очікувані нечіткі числа є такою. Якщо X – скінченні множини ймовірних розв'язків задачі функції (3.2), а $g: P \rightarrow \Theta(R)$ – функція відображення множини варіантів фінансування в множину нечітких чисел, яка визначається:

$$g(x) = \sum_{i \in S} \tilde{A}_i, \quad S = \{i \in N : x_i = i\},$$

Згідно з принципом розширення отримуємо: якщо $\tilde{A}_i = (a_i^L, a_i, a_i^R)$, $a_i \in S$ – нечіткі числа з трикутними функціями належності, тоді

$$g(x) = \left(\sum_{i \in S} a_i^L, \sum_{i \in S} a_i, \sum_{i \in S} a_i^R \right),$$

також є нечіткими числами з трикутною функцією належності.

Оптимальним розв'язком задачі (3.2) вважається такий розв'язок $x^* \in X$, при якому досягається заданий рівень оптимізму, якщо $E_\mu(g(x^*)) \geq E_\mu(g(x))$

Для заданого ступеня оптимізму μ , $x^* \in X$ є оптимальним рішенням задачі (3.2), якщо x^* є оптимальним розв'язком наступної класичної задачі булевого програмування [172,173]:

$$\sum_{i=1}^n \left[a_i + \mu a^R + (1 - \mu) a^L \right] * x_i \rightarrow \max,$$

при обмеженнях

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^n B_i X_i \leq B, \quad (\text{EC}_0 \mid x_i \in \{0,1\}, i = \overline{1,n}) \\ \sum_{i \in P_{1k}} x_i = B_{1k}, \quad k = 1, 2, \dots, q_1, \quad (\text{EC}_1) \\ \sum_{i \in P_{2k}} x_i = B_{2k}, \quad k = 1, 2, \dots, q_2, \quad (\text{EC}_2) \\ \sum_{i \in P_{3k}} x_i = B_{3k}, \quad k = 1, 2, \dots, q_3, \quad (\text{EC}_3) \end{array} \right. ,$$

Слід зазначити, що узагальнений показник значимості $A = \{A_i\}$ обладнання в силу невизначеності окремих критеріїв може визначатись експертним шляхом і представлятись деяким нечітким числом. Тому для вирішення даних задач виникає необхідність застосування нечіткого булевого програмування і має сенс звести їх розв'язок до задач мулевого програмування.

Розв'язок оптимізаційної задачі розподілу інвестицій для заміни обладнання виконують з використанням пакета бібліотек мови програмування Python на основі зведення її до задачі ЛП з перевіркою на цілочисельність. Оскільки задача містить невелику кількість обмежень рівностей і набагато більше обмежень нерівностей, для знаходження розв'язків застосовано симплекс-метод.

Розроблений алгоритм комплексного моделювання режиму ЕЕС для оцінки розподілу інвестиційних витрат на оновлення окремих одиниць або групи електрообладнання представлено на рис. 3.7.

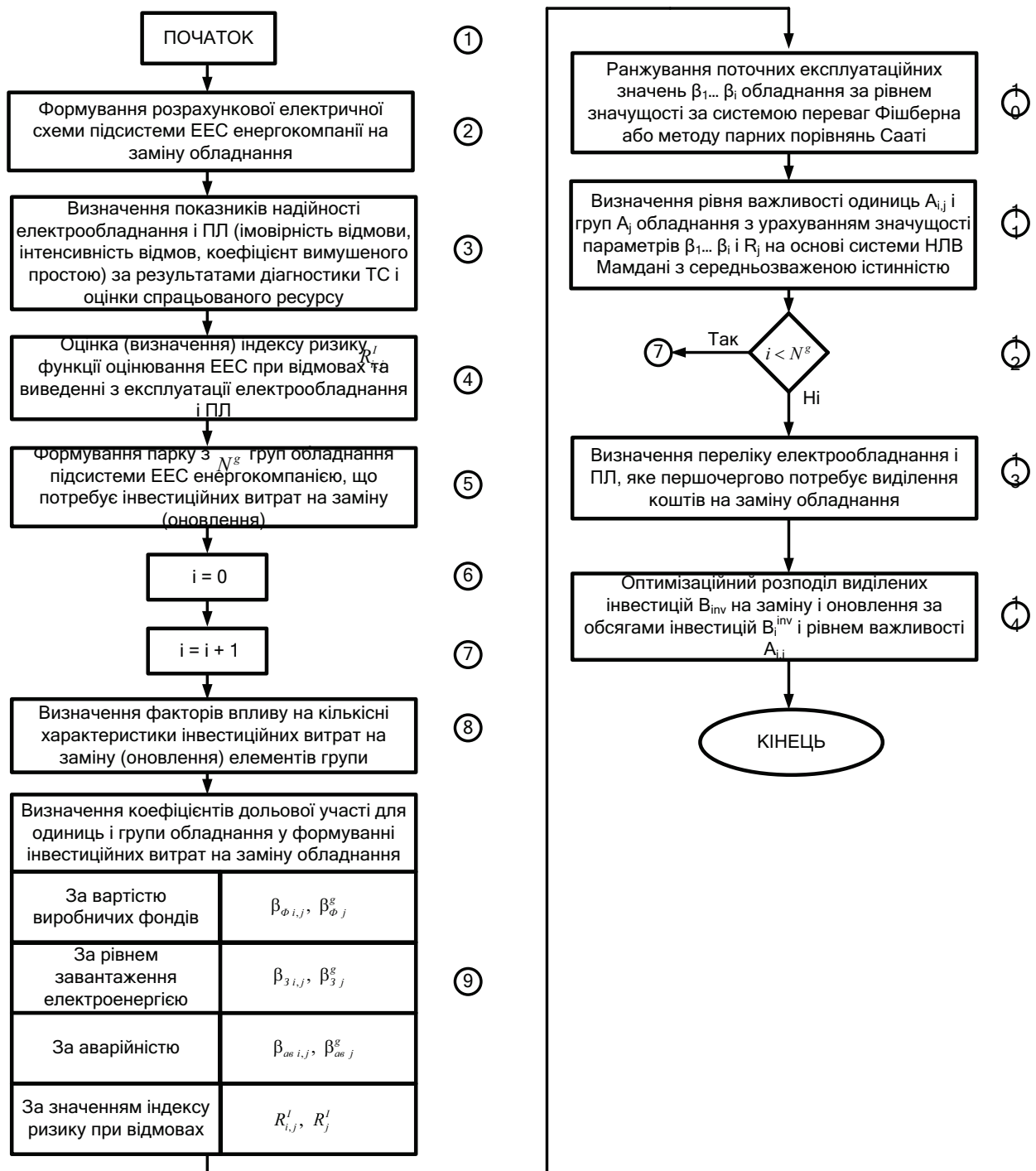


Рисунок 3.7 – Алгоритм комплексного моделювання режиму ЕЕС для розподілу інвестиційних витрат на оновлення електрообладнання

Для комплексної оцінки ступеня значущості одиниць електрообладнання в частині розподілу інвестиційних витрат для заміни обладнання розглядалась схема (додаток Б) електричних з'єднань електричної мережі ЕЕС 20–330 кВ енергокомпанії, що містить: ТЕЦ № 1 потужністю 900 МВт, ТЕС № 2 потужністю

300 МВт, ТЕС № 3 потужністю 300 МВт, ТЕС №4 потужністю 300 МВт. Енергосистема цієї енергокомпанії містить чотири групи енергооб'єктів: ПС – 110 кВ; ПС – 330 кВ; ПЛ – 110 кВ; ПЛ – 330 кВ. Своєю чергою кожна з груп містить таку кількість енергооб'єктів: ПС – 110 кВ – сімнадцять підстанцій напругою 110 кВ; ПС – 330 кВ – п'ятнадцять підстанцій 330 кВ; ПЛ – 10 кВ – дванадцять повітряних ліній 110 кВ; ПЛ – 330 кВ – дев'ятнадцять повітряних ліній 330 кВ; загальна кількість об'єктів енергокомпанії становить 63 одиниці.

Імовірісно-статистичним моделюванням режиму енергосистеми (метод Монте-Карло) була виконана оцінка індексу ризику порушення нормального режиму в підсистемі ЕЕС при відмовах електрообладнання на інтервалі часу спостереження $\Delta t = 12$ міс. (табл. 3.6). Розраховані коефіцієнти для визначення пріоритету в формуванні витрат на заміну електрообладнання за кожним з визначених факторів наведені в таблицях 3.7 і 3.8 відповідно.

Далі з використанням правил нечіткої бази знань були отримані величини важливості множини $A = \{A_i\}$ одиниць і груп електрообладнання $A_{ep} = \{A_{epi}\}$ з урахуванням вагових коефіцієнтів W_{fi} , які визначені за правилом Фішберна і характеризують значущість кожного фактора впливу. На основі результатів агрегованої оцінки значущості одиниць електрообладнання $A = \{A_i\}$ та враховуючи обмеження на виділені кошти для заміни (оновлення) обладнання B_{inv} в обсязі 40 млн грн на рік персоналом енергокомпанії було визначено перелік обладнання, яке потребує першочергового виділення коштів для заміни в розмірі B_{inv} . У табл. 3.8 наведено сформований список найважливішого для заміни обладнання та розраховані відповідні техніко-економічні характеристики.

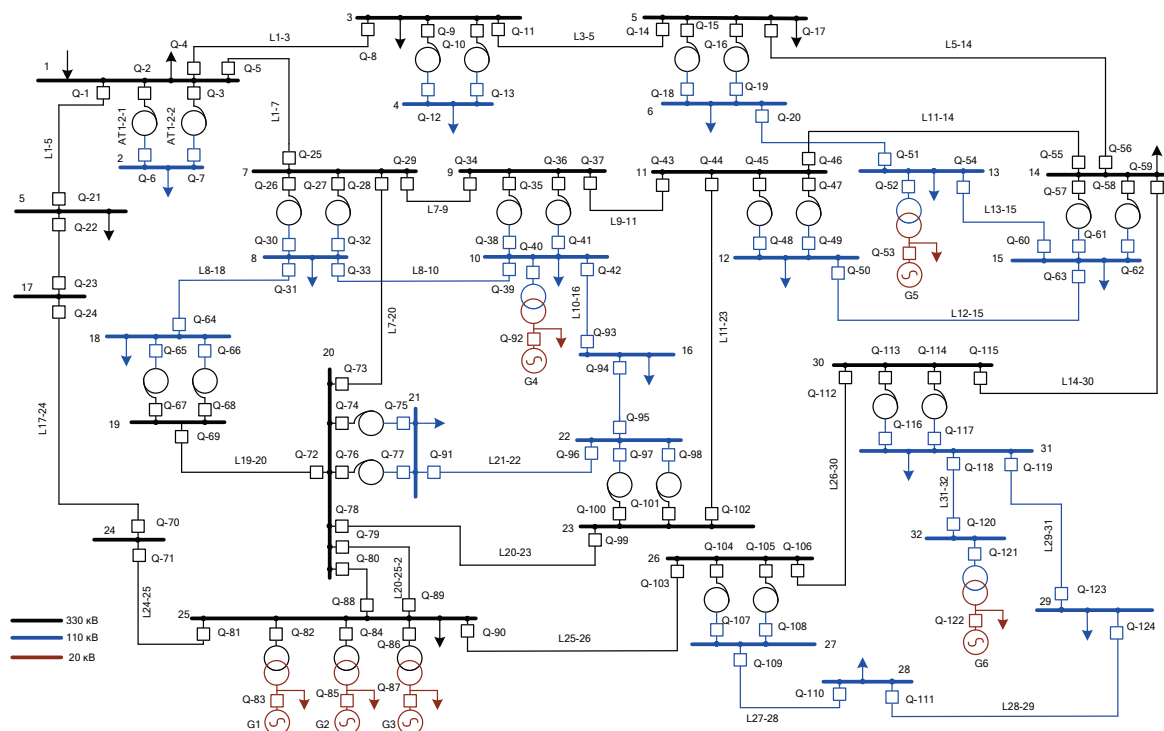


Рисунок 3.8 – Розрахункова схема електричних з'єднань ЕЕС

Таблиця 3.6 – Результати визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемі ЕЕС при відмовах електрообладнання на інтервалі часу спостереження $\Delta t = 12$ міс.

№ гілки	Найменування гілки	Елемент, що входить до складу гілки	Кількість відмов	Ризик виникнення аварійних ситуацій					
				$R_{зн}$	$R_{пл}$	R_{nm}	$R_{ос}$	$R_{ел}$	R
1	АТ-1	АТ1-2-1	1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,006
		В1	6	0,000	0,002	0,001	0,000	0,003	
		В2	6	0,000	0,002	0,001	0,000	0,003	
2	АТ-2	АТ1-2-2	2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,006
		В1	6	0,000	0,002	0,001	0,000	0,003	
		В2	6	0,000	0,002	0,001	0,000	0,003	
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
62	L8-18	L8-18	2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,006
		В1	11	0,000	0,003	0,001	0,000	0,004	
		В2	6	0,000	0,002	0,000	0,000	0,002	
63	L9-11	L9-11	2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003
		В1	2	0,000	0,001	0,000	0,000	0,001	
		В2	8	0,000	0,002	0,000	0,000	0,002	

Таблиця 3.7 – Кількісні характеристики факторів впливу для електрообладнання і ПЛ, що відтворюють переваги в частині розподілу інвестиційних витрат на заміну обладнання енергокомпанії

№ п/п	Об'єкт	Клас напру- ги, кВ	Рік вве- ден- ня	Розмір фонду, грн	Індекс ризику	Коефі- цієнт просто ю	Пропуск електро- енергії, МВт/рік
Підстанції							
1	ПС2	110	1968	2244836	0,009	0,377	14162
2	ПС6	110	1985	3197772	0,013	0,447	22374,5
...	...	...	...	...	...	...	...
31	ПС25	330	2001	34032943	0,109	1,000	240462
32	ПС30	330	2008	22675240	0,017	0,659	39748,5
Повітряні лінії							
1	L29-31	110	2001	2047405	0,098	0,074	21520,4
2	L31-32	110	1987	1423414	0,085	0,035	21644,5
...	...	...	...	...	...	...	...
30	L7-9	330	1998	8592703	0,024	0,056	34251,6
31	L9-11	330	2012	10216352	0,006	0,091	9055,65
Трансформатори							
1	АТ1-2-1	330/110	1989	2192378	0,003	0,307	7117,5
2	АТ1-2-2	330/110	1978	1976412	0,002	0,307	7117,5
...	...	...	...	...	...	...	...
23	АТ9-10-1	330/110	1986	2133478	0,001	0,307	21629,9
24	АТ9-10-2	330/110	1990	2212011	0,001	0,307	21629,9

Таблиця 3.8 – Кількісні характеристики коефіцієнтів часткової участі електрообладнання і ПЛ, що відтворюють переваги в частині розподілу інвестиційних витрат на заміну обладнання енергокомпанії

№ п/п	Об'єкт	Клас напру- ги, кВ	Рік вве- дення	β_{ϕ}	β_p	$\beta_{прос}$	$\beta_{проп}$
Підстанції							
1	ПС2	110	1968	0,0035	0,009	0,0115	0,0023
2	ПС6	110	1985	0,0050	0,013	0,0137	0,0036
...	...	...	...	...	...	...	...
31	ПС25	330	2001	0,0531	0,109	0,0306	0,0384
32	ПС30	330	2008	0,0354	0,017	0,0201	0,0063
Повітряні лінії							
1	L29-31	110	2001	0,0032	0,006	0,0022	0,0034
2	L31-32	110	1987	0,0022	0,012	0,0011	0,0035
...	...	...	...	...	...	...	...
30	L7-9	330	1998	0,0134	0,004	0,0017	0,0055
31	L9-11	330	2012	0,0159	0,003	0,0028	0,0014

Кінець таблиці 3.8

№ п/п	Об'єкт	Клас напру- ги, кВ	Рік вве- ден- ня	β_{ϕ}	β_p	$\beta_{прос}$	$\beta_{проп}$
Трансформатори							
1	АТ1-2-1	330/110	1989	0,0034	0,006	0,0094	0,0011
2	АТ1-2-2	330/110	1978	0,0031	0,006	0,0094	0,0011
...	...	...	...	...	...	...	...
23	АТ9-10-1	330/110	1986	0,0033	0,007	0,0094	0,0035
24	АТ9-10-2	330/110	1990	0,0035	0,007	0,0094	0,0035

Таблиця 3.9 – Техніко-економічні характеристики сформованого списку найважливішого для заміни обладнання

№ п/п	Об'єкт	β_{ϕ}	β_p	$\beta_{прос}$	$\beta_{проп}$	A_i	A_n	Загаль- ний об'єм інвес- тицій, млн грн.	Номіна- льна вартість обладна- ння, млн грн.	Резу- льтат
1	АТ11-12-1	0,24	0,013	0,26	0,18	0,283	0,148	40	27	0
2	L11-14	0,16	0,027	0,31	0,22	0,367	0,192		2,28	1
3	L27-28	0,18	0,024	0,19	0,21	0,225	0,118		6,2	1
4	Q-107	0,04	0,021	0,04	0,03	0,228	0,119		3,4	1
5	Q-113	0,05	0,023	0,15	0,02	0,226	0,118		3,3	1
6	Q-59	0,03	0,019	0,08	0,03	0,135	0,071		3,6	0
7	Q-79	0,05	0,015	0,22	0,04	0,223	0,117		3,2	1
8	Q-123	0,03	0,01	0,05	0,21	0,221	0,116		0,9	1

Сформована на основі отриманих пріоритетів для вибраних одиниць електрообладнання та вартості його заміни система рівнянь для оптимізації булевим програмуванням має такий вигляд:

$$\begin{aligned}
 &0,148 \cdot N_1 + 0,192 \cdot N_2 + 0,118 \cdot N_3 + 0,119 \cdot N_4 + 0,118 \cdot N_5 + \dots \\
 &\dots + 0,71 \cdot N_6 + 0,117 \cdot N_7 + 0,116 \cdot N_8 \rightarrow \max; \\
 &27 \cdot N_1 + 22,8 \cdot N_2 + 6,2 \cdot N_3 + 3,4 \cdot N_4 + 3,3 \cdot N_5 + \dots \\
 &\dots + 3,6 \cdot N_6 + 3,2 \cdot N_7 + 0,9 \cdot N_8 \leq 40
 \end{aligned}$$

На рис. 3.9 наведено результати оцінки інтегрального ризику функціонування ЕЕС до і після оновлення обладнання.

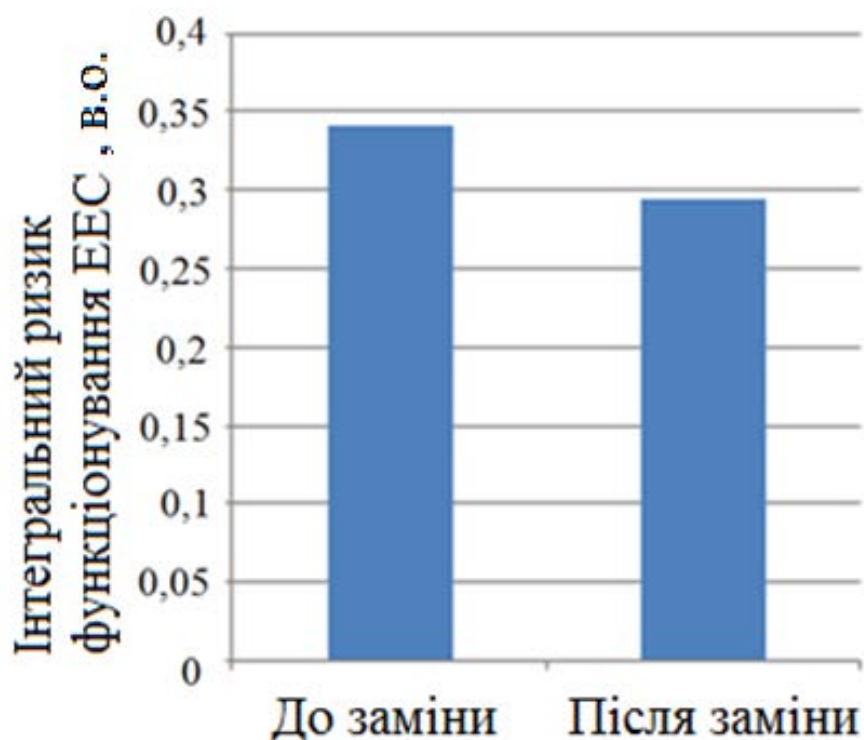


Рисунок 3.9. – Гістограми, що відтворюють змінення інтегрального ризику функціонування ЕЕС до і після оновлення обладнання енергокомпанії

Аналіз результатів визначення пріоритетності відрахування інвестицій на заміну обладнання (табл. 3.9) та гістограм (рис. 3.9) проказує, що об'єкти АТ11-12-1 і В14-30-1 не підлягають виведенню з експлуатації і заміні, а рівень зниження індексу ризику привідмовах обладнання ЕЕС становить 18%.

Було розглянуто також чотири можливих варіанти оновлення різноманітного обладнання в підсистемі ЕЕС (**додаток А**). Результати рішення системи методом булевого програмування для визначення пріоритету для виділення інвестицій для інших чотирьох варіантів оновлення обладнання в підсистемі ЕЕС енергопостачальної компанії наведено в **додатку В**.

У таблиці 3.10 та на рис. 3.10 – 3.11 наведено результати розрахунку ризику порушення динамічної стійкості і інтегрального ризику функціонування ЕЕС та динаміка їх зниження в підсистемі ЕЕС за умови оновлення обладнання.

Таблиця 3.10 – Результати розрахунку ризику порушення динамічної стійкості і інтегрального ризику функціонування ЕЕС

Варіант	Ризик порушення динамічної стійкості, в.о.	Інтегральний ризик функціонування ЕЕС, в.о.	Динаміка зниження ризику порушення динамічної стійкості відносно початкового, %	Динаміка зниження інтегрального ризику функціонування ЕЕС відносно початкового, %
До заміни	0,196	0,5675	-	-
1	0,1697	0,4858	13,42	14,4
2	0,1833	0,4933	6,48	13,08
3	0,1863	0,4138	4,95	27,08
4	0,1833	0,4812	6,48	15,21

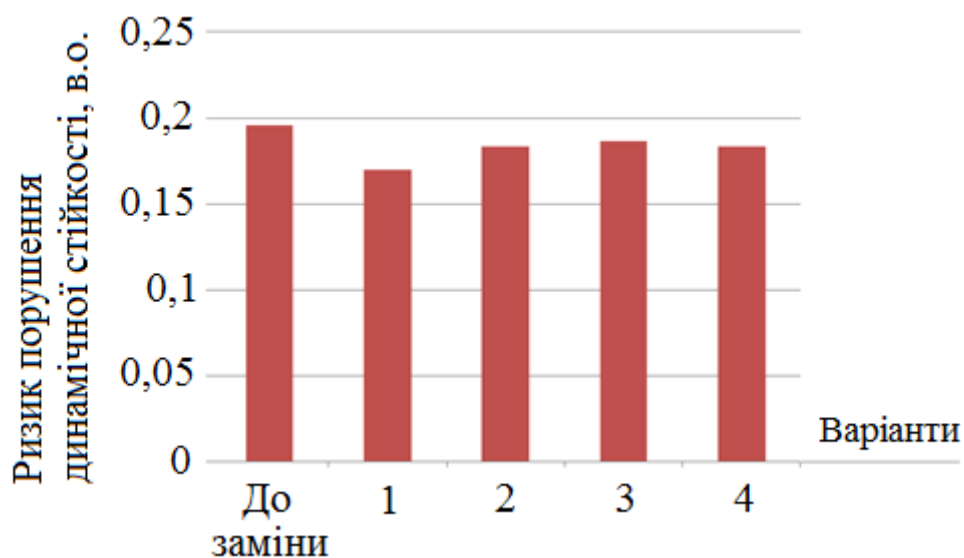


Рисунок 3.10 – Гістограми, що відтворюють змінення ризику порушення динамічної стійкості ЕЕС до і після оновлення обладнання енергокомпанії

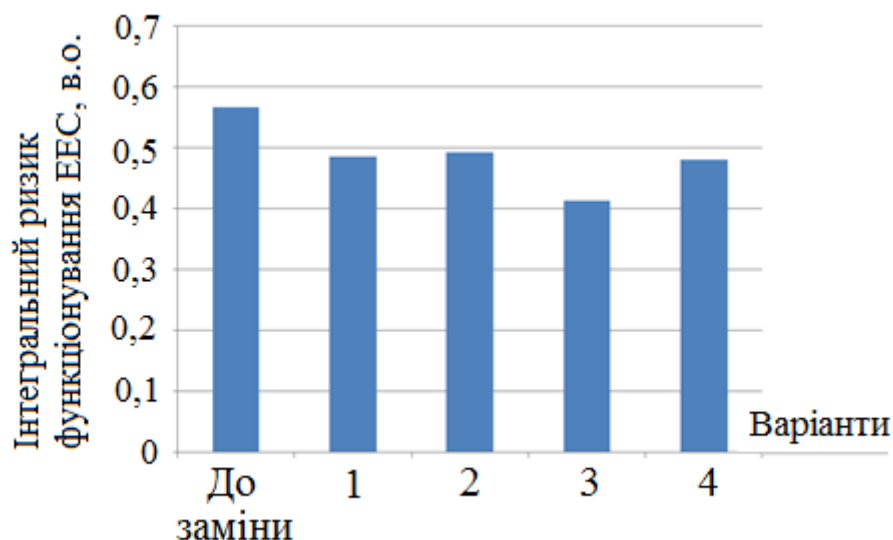


Рисунок 3.11 – Гістограми, що відтворюють змінення інтегрального ризику функціонування ЕЕС до і після оновлення обладнання енергокомпанії

Висновки до розділу №3

1. Проаналізовано підходи щодо управління процесом експлуатації електрообладнання ЕЕС. Встановлено, що технічне обслуговування та ремонт енергообладнання (ТО і Р) є важливою складовою для забезпечення безперебійної та ефективної роботи енергосистеми. Виявлено, що наразі не існує єдиного методичного підходу щодо розподілу ремонтно-експлуатаційних та інноваційних витрат на заміну оновлення обладнання енергопостачальних компаній з урахуванням усіх найбільш важливих експлуатаційних факторів, що не дозволяє визначити ефективність прийнятої стратегії управління експлуатацією обладнання та розробити способи її корегування.

2. Обґрунтована необхідність розробка методики, комплексної математичної моделі для оптимального розподілу річного виділеного енергокомпанією ремонтно-експлуатаційного і інвестиційного фонду на оновлення обладнання для задач управління експлуатацією ЕЕС з урахуванням найбільш важливих факторів впливу. Для формування кількісних характеристик витрат енергопостачальної компанії запропонована балансову модель рознесення витрат по групам і одиницям електрообладнання у вигляді деякої функції сумарних витрат від низки експлуатаційних факторів.

3. На основі проведеного аналізу визначено фактори впливу, що відтворюють переваги для прийняття управлінських рішень щодо розподілу ремонтно-експлуатаційних та витрат на оновлення обладнання, а саме: об'єм виробничих фондів обладнання в грошовому еквіваленті; рівень завантаження об'єкта електроенергією; рівень аварійності електрообладнання і ПЛ; індекс ризику функціонування ЕЕС при аварійних відмовах електрообладнання. Отримано розрахункові співвідношення для коефіцієнтів, які кількісно визначають ступінь значущості електрообладнання в формуванні витрат на його ремонт, експлуатацію і оновлення.

4. Розроблена лінгвістична математична модель агрегованої оцінки ступеню значущості одиниць і груп електрообладнання щодо визначення пріоритету розподілу ремонтно-експлуатаційних та інвестиційних витрат на заміну обладнання енергопостачальної компанії. Для об'єктивної оцінки рівня важливості електрообладнання запропоновано систему правил Фішберна ранжування коефіцієнтів дольової участі відповідно до рівня їх значущості щодо впливу на результат отримання агрегованих оцінок важливості електрообладнання і ПЛ. Для оцінки рівня важливості електрообладнання застосовано систему НЛВ зі зваженою ітинністю на основі методу Мамдані, за яким ступінь виконання кожного правила визначається як зважена сума значень оцінок з урахуванням вагових коефіцієнтів, що характеризують значущість кожного фактора вплив.

5. Розроблено математичні моделі і алгоритми оптимального розподілу витрат на ТО і Р та заміну електрообладнання і ПЛ підсистеми ЕЕС енергопостачальної компанії, зокрема модель і розподілу витрат на ТО і Р на основі агрегованого показника значущості обладнання. Показано, що в умовах обмежених інвестиційних коштів на оновлення обладнання найефективнішим підходом щодо реалізації задачі розподілу витрат інвестицій на заміну обладнання є використання методів цілочисельного програмування з урахуванням невизначеності інформації. Для оптимального вибору варіантів розподілу витрат на ТО і Р та заміну обладнання енергокомпанії на основі методів цілочисельного

програмування в умовах обмеженості фінансових ресурсів розроблено лінгвістичну математичну модель.

6. З використанням розробленого математичного і програмного забезпечення виконано розрахунковий розподіл ремонтно-експлуатаційних витрат енергокомпанії за поточними технічними характеристиками обладнання, та оцінка ефективності оновлення вибраного парку обладнання на основі розрахунку рівня зниження ризику порушення нормального режиму в разі відмов обладнання й повітряних ліній

4 СЕГМЕНТАЦІЯ ЕКСПЛУАТУЄМОГО ПАРКУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ І ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕНЕРГОКОМПАНІЇ

4.1 Існуючі підходи і методи (алгоритми) групування експлуатуємих одиниць обладнання з різними термінами напрацювання

Сучасні електричні енергетичні системи (ЕЕС) складаються з численних одиниць електрообладнання різних типів, які мають різні характеристики, режими роботи, терміни експлуатації та рівні напруг, а також повітряних ліній (ПЛ). У той же час, деякі одиниці електрообладнання можуть мати серйозні дефекти або майже повністю спрацьований ресурс експлуатації. Це, у свою чергу, створює високу ймовірність відмов таких одиниць обладнання, що, залежно від схемно-режимних умов експлуатації, може призвести до різних збитків через відмови електрообладнання [6, 10, 13 – 17, 141, 142].

Для забезпечення надійності функціонування електричної системи енергокомпанії важливою задачею є підтримання високого рівня працездатності обладнання шляхом оцінки його стану, визначення ресурсу працездатності за результатами моніторингу та встановлення міжремонтного ресурсу обладнання і об'ємів ремонтних робіт по усуненню наявних виявлених дефектів [5,10,14,145,146].

Важливу роль при цьому відіграють питання оцінки та мінімізації ризику порушення нормального режиму ЕЕС при відмовах обладнання. Реалізація вищезазначених задач в межах ЕЕС енергокомпанії, яка містить сотні одиниць різноманітного електрообладнання і ПЛ різних класів напруг, можлива в першу чергу за рахунок оптимального розподілу виділених обмежених інвестиційних ресурсів на обслуговування, ремонт та заміну обладнання [3, 4, 127, 147 – 152].

Існує об'єктивна неможливість одночасного фінансування ремонтно-експлуатаційних витрат для всієї сукупності об'єктів енергосистеми. В зв'язку з цим виникає необхідність сегментації наявного парку електрообладнання і повітряних ліній енергокомпаній, яка може проводитись в декілька етапів [4,10,151,154]. Однією з головних задач сегментації на першому етапі як окремих

типів так і всього парку електрообладнання є групування експлуатуємих об'єктів за терміном експлуатації. Другий етап доповнює сегментацію за терміном експлуатації і передбачає сегментацію за фактичним станом, виділяючи в різних вікових групах обладнання, що має однакові (близькі) характеристики технічного стану (наприклад, спрацьований ресурс або імовірність відмови) та кількісні показники ризику порушення нормального режиму ЕЕС у випадку їх відмови.

Для реалізації процедури сегментації із списку об'єктів усуваються елементи, що відмовили або які пошкоджені внаслідок терористичних атак. Прийняття рішень стосовно них проходить в звичайному порядку за результатами післяаварійного обстеження. При цьому результати оцінки фактичного поточного стану обладнання для другого етапу сегментації мають визначити наступні градації [10, 128 – 130]: нормальний стан, який не потребує втручання персоналу; необхідна підвищена увага персоналу до параметрів технічного стану; необхідно втручання в експлуатацію, в тому числі: виконання вимірів без відключення; виконання вимірів з відключенням; профілактичне обслуговування без відключення; профілактичне обслуговування з відключенням; поточний ремонт; капітальний ремонт; модернізація; полегшення режиму; зняття з експлуатації та заміни.

Важливою задачею також є формування ознак за якими необхідно виконати групування наявного парку електрообладнання. Так в [153] виконано ранжування парку трансформаторного обладнання енергосистеми за рівнем розвитку дефекту та імовірності відмови, але розглядається тільки трансформаторне обладнання і не враховується експлуатаційний ризик ЕЕС при відмовах обладнання В [44] додатково враховується при визначенні пріоритету виводу з роботи силових трансформаторів ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС, але не визначається ризик порушення стійкості системи за напругою. Для високовольтих вимикачів різних типів [126] з використанням експертних оцінок і системи правил Фішберна та Сааті на основі оцінки їх технічного стану, імовірності відмови та ризику виникнення аварійної ситуації у випадку виведення з експлуатації або відмови наведено результати ранжування цих об'єктів, але розглядаються тільки

комутаційні апарати.

В [3, 4] для задач оптимального розподілу коштів на експлуатацію і заміну обладнання в якості характеристик функціонування об'єкта використано агрегований показник якості функціонування, але не розглянуто питання сегментації парку обладнання.

Вищезазначені роботи присвячені в основному питанням ранжування окремих типів електрообладнання за показниками надійності, в них не розглядаються задачі сегментації різних типів наявного парку електрообладнання і ПЛ енергокомпанії.

Існує низка публікацій присвячених застосуванню методів штучного інтелекту для встановлення порядку виведення обладнання з експлуатації з метою зниження ризику виникнення аварій в енергосистемі за різних сценаріїв експлуатації.

У [156] розроблено метод, який використовує штучний інтелект для оцінення ТС високовольтних вимикачів та для покращення графіків їх обслуговування. Модель оцінки технічного стану застосовує поетапне включення даних для підвищення точності оцінки. Верифікація на реальній мережі показала, що використання стратегії RCM з інтеграцією штучного інтелекту знижує витрати, зменшує непотрібні втручання та підвищує надійність системи, але в роботі математична модель обмежується розгляданням тільки високовольтних вимикачів.

У [155, 157, 158] створено інтелектуальну систему підтримки прийняття рішень, яка оцінює та ранжує технічний стан силових трансформаторів. Запропоновано підхід на основі нечіткого класифікатора Такагі-Сугено, що включає ієрархічні структурні схеми для визначення рівнів факторів стану окремих вузлів та трансформатора в цілому. Розроблено алгоритм та нечіткий класифікатор, що агрегує багатопараметричні дані для швидкої оцінки ТС, що сприяє плануванню ремонтних робіт та мінімізації ризику відмов в умовах невизначеності. Але в роботі обмежуються ранжуванням технічного стану силових трансформаторів без сегментації всього парку.

У [159, 160] запропоновано методологію управління парком силових трансформаторів, яка спрямована на оптимізацію обслуговування та підвищення надійності енергосистеми. Запропонований підхід ґрунтується на комплексній оцінці технічного стану та значущості обладнання з використанням індексів здоров'я та важливості, а також методів машинного навчання (метод k-середніх) для групування парку трансформаторів за рівнем ризику, але не враховується в повній мірі ризик виникнення аварійної ситуації в системі при відмовах або виведенні з експлуатації силових трансформаторів

У [161 – 163] представлено відкритий інструментарій ATTEST для управління парком обладнання, який розроблений для покращення надійності та ефективності функціонування мереж передачі та розподілу енергії. Зокрема, застосовуються методи машинного навчання (кластеризація k-середніх, SOM та Q-learning) для оцінки стану обладнання, оптимізації обслуговування та розподілу ресурсів, що дозволяє виявляти критичні об'єкти та формувати проактивні стратегії технічного обслуговування, але не висвітлені питання сегментації парку електрообладнання різних типів з урахуванням параметрів електричного режиму ЕЕС.

У [163, 164, 179] запропоновано використання алгоритмів машинного навчання для обробки інформації моніторингу трансформаторів з метою оптимізації обслуговування, зокрема для класифікації трансформаторів за ймовірністю відмови та пріоритету обслуговування, а також для оцінки терміну напрацювання та виявлення прискореного зносу завдяки застосуванню штучних нейронних мереж (ANN), але не розглянуто комутаційне електрообладнання і питання сегментації і кластеризації парку обладнання енергосистеми.

Проведений аналіз останніх публікацій показав, що переважна більшість з них присвячена питанням оцінки та ранжування технічного стану та оптимізації графіків обслуговування електрообладнання, але не враховують вплив відмови чи виведення з експлуатації об'єкта на режим роботи енергосистеми. Відкритими також залишаються питання сегментації парку різноманітного електрообладнання і ПЛ енергокомпанії з підвищеним ризиком експлуатації для планування

фінансування ремонтно-експлуатаційних витрат об'єктів енергосистеми енергокомпанії.

Таким чином необхідно створення математичних моделей і алгоритмів формування груп (класів) різнорідного електрообладнання і ПЛ енергокомпанії за сукупністю визначальних ознак для кожного встановленого вікового діапазону, що дасть можливість в межах кожної вікової групи сформувати списки об'єктів, які потребують певних видів ТО, Р або виведення з експлуатації з урахуванням ризику порушення нормального режиму енергосистеми.

4.2 Методи і алгоритми кластерного аналізу для задач сегментації парку електрообладнання і ПЛ в підсистемі ЕЕС

Представлені в роботах [3, 4, 155, 159, 164, 179] підходи дають можливість виконати ранжування парку обладнання за окремими визначеними найбільш важливими ознаками, але не дають можливості виконати групування за сукупністю важливих ознак декількох сотень одиниць наявного парку електрообладнання на окремі сегменти для прийняття рішень як для оптимального розподілу інвестиційних витрат на обслуговування і заміну обладнання так і для прийняття оперативних превентивних дій, пов'язаних з плановим і позаплановим виведенням з експлуатації електрообладнання і ПЛ у найближчому терміні експлуатації.

Один із способів розв'язання перерахованих проблем полягає у використанні методів кластерного аналізу [121 – 124, 159, 161 – 163] для об'єднання об'єктів в групи (кластери) на основі схожості ознак для об'єктів однієї групи і відмінностей між об'єктами із різних груп, що відповідає навчанню без вчителя.

Використання кластерного аналізу включає такі етапи [121 – 124]: створення вибірки інформації для кластеризації; визначення набору характеристик, за якими буде проводитися оцінка об'єктів у вибірці; вибір міри подібності між об'єктами; використання кластеризаційного аналізу для формування груп подібних об'єктів.

Постановка задачі кластеризації. Припустимо, що X – множина об'єктів, а $Y \subset N$ – сукупність ідентифікаторів кластерів. На цій множині X задається функція відстані між об'єктами $d(x_i, x_j)$ та скінченна вибірка об'єктів $X^n = \{x_1, \dots, x_n\} \subset X$.

Потрібно розділити вибірку на підмножини (кластери) які не мають перетинів між собою. Для цього кожному об'єкту $x_i \in X^n$ ставлять відповідну мітку (номер кластера) $y_i \in Y$ так, щоб об'єкти, які розміщені у межах одного кластера були подібними за метрикою $d(x_i, x_j)$, а об'єкти з різних кластерів мали значні відмінності.

Алгоритм кластеризації [121,122]: $X \rightarrow Y$ – це така функція, яка кожному об'єкту $x \in X$ призначає номер кластера $y \in Y$. Множина Y інколи відома заздалегідь, але здебільшого завдання полягає в тому, щоб визначити оптимальну кількість кластерів з використанням певного критерія кластеризації.

На сьогодні існує велика кількість методів кластерного аналізу [121, 122], які поділяються на ієрархічні та неієрархічні. Ієрархічні методи ефективні при малій кількості спостережень, а ієрархічна кластеризація полягає в послідовному розбитті, де кожний поділ застосовується в наступному розбитті. На противагу неієрархічним, ієрархічні методи не задають кількість кластерів, а формують сукупне дерево вкладених кластерів. Недоліками цих методів є їх обчислювальна складність. До переваг ієрархічних методів відносять наочність та здатність надавати детальну картину про структуру інформації.

Неієрархічні (ітеративні) методи, в тому числі метод k -середніх, використовують при великій вибірці спостережень. Неієрархічні методи мають більшу стійкість до шумів, викидів, неправильного вибору метрики та включення несуттєвих параметрів у дані які кластеризують. Кластери створюються на основі заданих умов розбиття, які користувач може коригувати для отримання необхідної якості. У той же час аналітик має заздалегідь встановити кількість кластерів, кількість ітерацій або правило зупинки та деякі додаткові параметри

кластеризації.

Проаналізуємо головні особливості використання чіткої та нечіткої кластеризації за допомогою методу та алгоритму k -середніх, оскільки для вирішення задачі сегментації парку обладнання необхідно обробити великі обсяги даних (число об'єктів і число спостережень).

Чітка кластеризація з використанням алгоритму c -середніх. Як початкові дані для кластеризації використовується матриця спостережень [121 – 124]:

$$X = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1n} \\ x_{21} & x_{22} & \dots & x_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_{M1} & x_{M2} & \dots & x_{Mn} \end{bmatrix}$$

де кожен рядок цієї матриці відображає значення n ознак одного з M об'єктів кластеризації.

Під час кластеризації за алгоритмом c -середніх множина X ділиться на підмножини A_i , $i = \overline{1, c}$ з такими характеристиками:

$$\bigcup_{i=1, c} A_i = X; A_i \cap A_j = \emptyset, \quad i, j = \overline{1, c}, \quad i \neq j; \emptyset \subset A_i = X, \quad i = \overline{1, c}. \quad (4.1)$$

Умова (4.1) вимагає, щоб всі об'єкти мають бути розміщені по кластерах, у той же час, конкретний об'єкт повинен знаходитися тільки в одному кластері; у свою чергу кластер не має охоплювати всі об'єкти або не мати жодного об'єкта.

Число кластерів $c \in \{2, 3, \dots, M-1\}$ визначається перед початком роботи алгоритму.

Завдання кластеризації можна описати за допомогою характеристичної функції, яка набуває значення 0, коли елемент не входить до кластера, та 1, коли елемент входить до кластера.

Якщо застосовувати характеристичну функцію, то кластери можна представити матрицею розбиття:

$$U = [\varphi_{ki}], \quad \varphi_{ki} \in \{0, 1\}, \quad k = \overline{1, M}, \quad i = \overline{1, c},$$

де k -й рядок матриці U відображає належність об'єкта $X_k = (x_{k1}, x_{k2}, \dots, x_{kn})$ до кластерів $A_1, A_2, \dots, A_c$.

Матриця U володіє наступними властивостями:

$$\sum_{i=1, c} \varphi_{ki} = 1, \quad k = \overline{1, M}; \quad 0 < \sum_{k=1, M} \varphi_{ki} < M, \quad i = \overline{1, c}.$$

Для оцінювання якості розбиття застосовують критерій розкиду, який визначає суму відстаней між об'єктами та центром їхнього кластера.

Для евклідового простору даний критерій можна записати наступним чином: [121]:

$$\sum_{i=1, c} \sum_{X_k \in A_i} \|V_i - X_k\|^2,$$

де $A_i = \{X_p : \varphi_{pi} = 1, p = \overline{1, M}\}$ – i -й кластер; $V_i = \frac{1}{|A_i|} \sum_{X_k \in A_i} X_k$ – центр i -го кластера;

$|A_i|$ – кількість об'єктів кластера A_i .

Кластеризацію об'єктів X можна представити як наступну задачу оптимізації: визначити матрицю U , яка мінімізує значення критерію.

Дискретний характер чіткого розбиття призводить до негладкості цільової функції, яка робить важчим пошук оптимальної кластеризації і вимагає використання більш складних методів, таких як метод генетичних алгоритмів.

Базовий алгоритм нечітких c -середніх. Нечіткі методи кластеризації дають змогу одному об'єкту одночасно входити у кілька або навіть у всі кластери, але з неоднаковими ступенями належності [121, 122].

У багатьох випадках нечітка кластеризація є більш наближеною до реальності порівняно з чіткою кластеризацією, особливо для тих об'єктів, які знаходяться на межі між кластерами.

Нечіткі кластери можна описати за допомогою такої матриці нечіткого розбиття:

$$F = [\mu_{ki}], \quad \mu_{ki} \in [0, 1], \quad k = \overline{1, M}, \quad i = \overline{1, c},$$

у якій k -й рядок охоплює ступені належності об'єкта $X_k = (x_{k1}, x_{k2}, \dots, x_{kn})$ до кластерів $A_1, A_2, \dots, A_c$. Варто відмітити, що між матрицями F і U основною невідповідністю є те, що при нечіткому розбитті ступінь належності об'єкта до кластера варіюється в межах інтервалу $[0, 1]$, тоді як при чіткому розбитті — лише в множині двох елементів $\{0, 1\}$. Умови (4.1) для матриці нечіткого розбиття можна сформулювати так [121, 122]:

$$\sum_{i=1, c} \mu_{ki} = 1, \quad k = \overline{1, M};$$

$$0 < \sum_{k=1, M} \mu_{ki} < M, \quad i = \overline{1, c}.$$

Нечітка кластеризація дає змогу легко розв'язати проблему об'єктів, які знаходяться на границі двох кластерів — для них встановлюються рівні ступені належності, як приклад по 0,5. Головна проблема нечіткого розбиття виникає при опрацюванні об'єктів, які розміщені далеко від усіх центрів кластерів та мають слабкий зв'язок з ними, що у свою чергу змушує інтуїтивно надавати їм низькі ступені належності. Але, згідно з умовою, сума ступенів належності повинна дорівнювати одиниці як для об'єктів, які знаходяться далеко від центрів кластерів, так і для тих, які розташовані безпосередньо біля них. Щоби усунути цей недолік доцільно використовувати інше можливе розбиття, за якого будь-який об'єкт з множини об'єктів X має належати принаймні одному кластеру. Тому, для забезпечення цього послаблюють умову (4.1) наступним чином:

$$\exists i : \mu_{ki} > 0, \quad \forall k;$$

Для визначення якості нечіткого розбиття застосовується такий критерій розкиду:

$$\sum_{i=1, c} \sum_{k=1, M} (\mu_{ki})^m \|V_i - X_k\|^2, \quad (4.2)$$

де $V_i = \frac{\sum_{k=1, \overline{M}} (\mu_{ki})^m X_k}{\sum_{k=1, \overline{M}} (\mu_{ki})^m}$ – центри нечітких кластерів; $m \in (0, \infty)$ – експоненціальна

вага.

Одним із найпоширеніших і найбільш часто використовуваних методів знаходження мінімуму критерію (4.2) є алгоритм нечітких с-середніх, який базується на застосуванні методу невизначених множників Лагранжа. Цей алгоритм визначає локальний оптимум, тому запуск із неоднакових стартових умов у деяких випадках може давати несхожі результати.

Послідовність кластеризації на основі алгоритму нечітких с-середніх є такою:

1. Налаштувати параметри алгоритму: c — число кластерів; m — експоненціальна вага; ε — критерій для зупинення алгоритму.
2. Сформувати випадковим чином матрицю нечіткого розбиття F , яка відповідає умовам (4.1)–(4.2).
3. Знайти центри кластерів згідно з:

$$V_i = \frac{\sum_{k=1, \overline{M}} (\mu_{ki})^m X_k}{\sum_{k=1, \overline{M}} (\mu_{ki})^m}, \quad i = \overline{1, c}.$$

4. Вирахувати відстані між об'єктами з X та центрами кластерів:

$$D_{ki} = \sqrt{\|X_k - V_i\|^2}, \quad k = \overline{1, M}, \quad i = \overline{1, c}.$$

5. Повторно розрахувати елементи матриці нечіткого розбиття для всіх $k = \overline{1, M}$ і $i = \overline{1, c}$:

$$\text{якщо } D_{ki} > 0, \text{ тоді } \mu_{ki} = \frac{1}{\left(D_{ik}^2 \sum_{j=1, c} \frac{1}{D_{jk}^2} \right)^{1/(m-1)}};$$

$$\text{якщо } D_{ki} = 0, \text{ тоді } \mu_{ki} = \begin{cases} 1, & \text{если } j = i, \\ 0, & \text{если } j \neq i, \end{cases} \quad j = \overline{1, c}.$$

6. Перевірити виконання умови: $\|F - F^*\|^2 < \varepsilon$, де F^* — матриця нечіткого розбиття з попередньої ітерації алгоритму. У разі позитивної відповіді перейти до кроку 7, а в протилежному випадку — до кроку 3.

7. Кінець.

Один з головних параметрів у алгоритмі нечітких с-середніх — це кількість кластерів. Правильний вибір кількості кластерів для практичних завдань, коли відсутня апріорна інформація про структуру в інформації, є доволі складним завданням. Тому для цього часто використовують різні формальні методи визначення кількості кластерів.

4.3 Визначення груп сегментованого електрообладнання і ПЛ підсистеми ЕЕС енергокомпанії методами чіткої та нечіткої кластеризації с-середніх

Застосування кластерного аналізу для сегментації парку електрообладнання і ПЛ енергокомпанії. Для визначення груп електрообладнання і ПЛ з підвищеним ризиком експлуатації, які потребують першочергової заміни або фінансування на ТО і Р на основі використання алгоритмів кластеризації розглянемо схему (додаток А) підсистеми ЕЕС енергокомпанії, яка містить такі типи обладнання: синхронні генератори, силові трансформатори, повітряні лінії високовольтні вимикачі. Основні параметри елементів схеми наведено в таблиці А.1

Важливою задачею є визначення характеристик (ознак) за якими будуть оцінюватись об'єкти у вибірці. При цьому потрібно сформулювати перелік ознак за якими необхідно виконати групування наявного парку електрообладнання для розподілу інвестиційних витрат на обслуговування і заміну обладнання. В якості таких ознак у відповідності з [3, 4] доцільно взяти показники за якими визначався по нечіткій моделі комплексний агрегований показник А, що визначає значущість

об'єкта в задачі оптимального розподілу витрат на ТО і Р та заміну електрообладнання.

В другому розділі були визначені ознаки за якими оцінюють важливість об'єкта в частині першочергового виділення коштів на ТО і Р, а саме: вартість виробничих фондів обладнання V , яка характеризує рівень його трудомісткості й складності експлуатації; пропуск електроенергії W через розглянутий об'єкт протягом розрахункового року (кВт·год), який характеризує важливість об'єкта для процесу передачі й розподілу електроенергії за розрахунковий рік; ймовірність відмови електрообладнання і повітряних ліній на інтервалі часу спостереження, яка характеризує рівень спрацювання ресурсу і, зокрема, пов'язане з ним збільшення інтенсивності відмови; індекс ризику функціонування ЕЕС у разі відмов, планового або позапланового виведення з роботи силового і комутаційного обладнання, повітряних ліній або групи одиниць обладнання підстанції.

Для трьох вікових діапазонів (0-25; 25-50; 50-75) було виконано сегментацію парку електрообладнання і ПЛ кластеризацією методом k-середніх в частині потреби першочергового виділення коштів на ТО і Р та заміну обладнання для інтервалу експлуатації терміном в 6 місяців, за величиною агрегованого показника A . Слід зазначити, що ефект від виділених ремонтно-експлуатаційні витрати на ТО і Р носить не миттєвий характер, а є розподіленим в часі на протязі року по мірі надходження коштів і потреби у їх використання.

Між тим експлуатаційному персоналу для прийняття оперативних рішень першочергово на найближчий термін експлуатації (тиждень, місяць, квартал) потрібно знати, які елементи мають найбільшу ймовірність відмови або такі відмова яких призведе до серйозного збільшення ризику порушення нормального режиму ЕЕС у випадку відмови, планового чи позапланового виводу з експлуатації електрообладнання і ПЛ.

В даному випадку в якості таких оперативно значущих ознак за якими необхідно виконати групування як в межах певного типу обладнання так і всього наявного парку електрообладнання і ПЛ в першу чергу доцільно взяти ймовірність

відмови обладнання на інтервалі часу спостереження та ризик порушення нормального режиму підсистеми ЕЕС у випадку відмови чи виводі з роботи електрообладнання і ПЛ. Результати кластеризації методом k-середніх для парку електрообладнання для схеми (додаток А) підсистеми ЕЕС представлені в таблиці 4.1 і на рис. 4.1.

Достатньо важливою задачею є також проведення сегментації обладнання певного типу обладнання (наприклад ПЛ, СТ, ВВ), як в межах певних вікових груп з використанням агрегованого параметра А, так і за сукупністю ознак, що включають термін напрацювання.

Результати кластеризації для даного випадку наведені в таблицях 4.2–4.4 і на рис. 4.2–4.4

Таблиця 4.1 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання і ПЛ енергокомпанії за агрегованим показником значущості А

№ п/п	Елемент	Від-мова облад-нання, рік	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Розмір фонду (нормований до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Пропуск електро-енергії, (нормований до max), в.о.	Агрегований показник значущості А, в.о.	Належність до кластера
1	L02-03	17	0,344	1	1	0,396	0,752	3
2	L02-03_B1	34	0,197	0,0047	0,167	0,396	0,229	1
3	L02-03_B2	8	0,279	0,0023	0,158	0,391	0,318	2
4	L02-04	22	0,508	0,2583	0,581	1	0,7	3
5	L02-04_B1	5	0,279	0,0052	0,145	1	0,27	2
6	L02-04_B2	3	0,377	0,005	0,192	0,998	0,222	1
7	L04-08	43	0,656	0,0169	0,415	0,194	0,5	2
8	L04-08_B1	29	0,377	0,0051	0,218	0,194	0,222	1
9	L04-08_B2	13	0,279	0,0057	0,197	0,194	0,192	1
...	...	...	...	...	...	...	...	...
68	T1_B1	4	0,066	0,0003	0,226	0,707	0,417	2
69	T1_B2	12	0,115	0,0006	0,244	0,705	0,416	2
70	T2	44	0,246	0,0143	0,235	0,707	0,417	2
71	T2_B1	14	0,18	0,0017	0,162	0,707	0,417	2
72	T2_B2	38	0,197	0,001	0,167	0,705	0,416	2
73	G1	15	0,098	0,0278	0,081	0,707	0,417	2
74	G1_B	16	0,18	0,0005	0,205	0,707	0,417	2
75	G2	27	0,115	0,0222	0,145	0,707	0,417	2
76	G2_B	11	0,18	0,0005	0,214	0,707	0,417	2

Для центрів кластерів, агрегований показник значущості А складає: 1 – 0,1605 в.о.; 2 – 0,3678 в.о.; 3 – 0,6909 в.о.

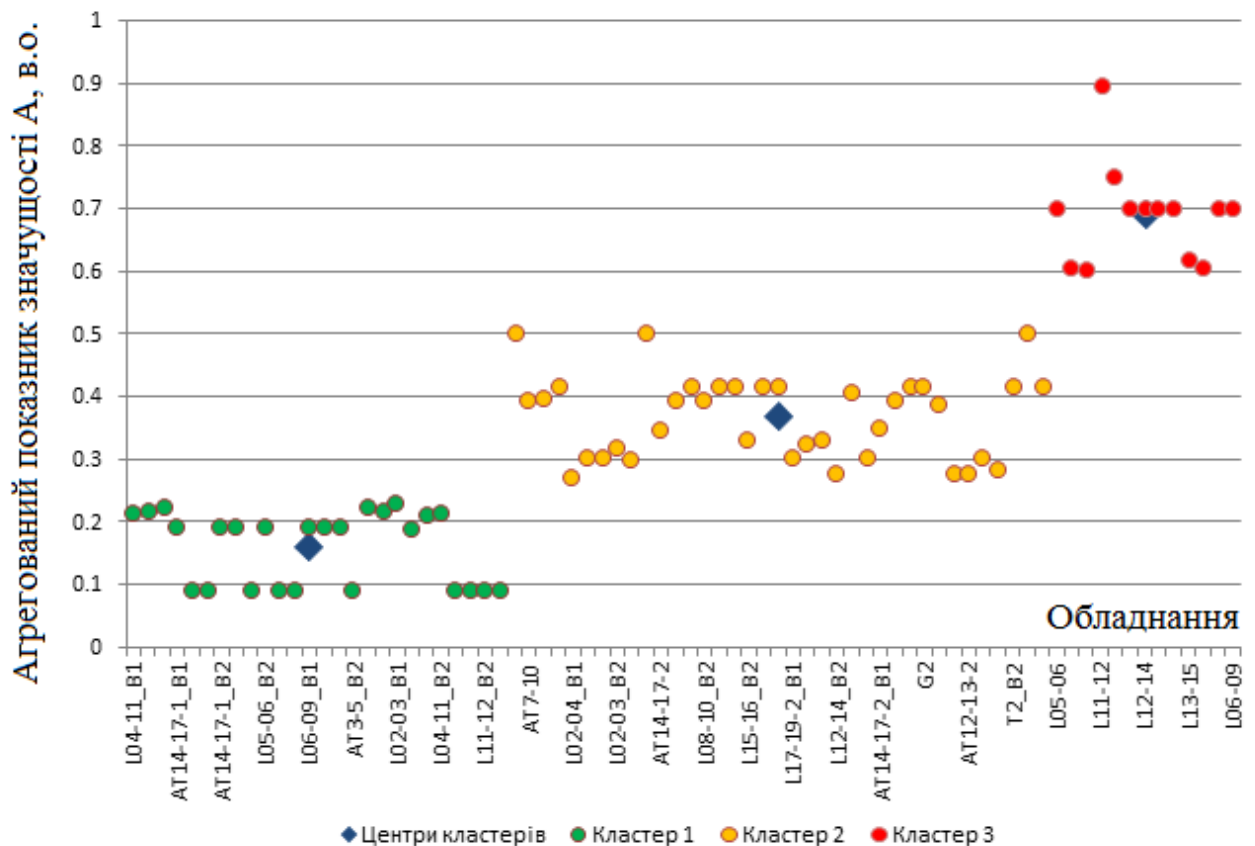


Рисунок 4.1 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за агрегованим показником значущості А

Таблиця 4.2 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання і ПЛ енергокомпанії за агрегованим показником значущості А першої вікової групи обладнання

№ п/п	Елемент	Від-мова обладнання, рік	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Розмір фонду (нормований до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Пропуск електроенергії, (нормований до max), в.о.	Агрегований показник значущості А, в.о.	Належність до кластера
1	L02-03_B2	8	0,279	0,0023	0,158	0,391	0,318	2
2	L02-04_B1	5	0,279	0,0052	0,145	1	0,27	2
3	L02-04_B2	3	0,377	0,005	0,192	0,998	0,222	1
4	L04-08_B2	13	0,279	0,0057	0,197	0,194	0,192	1
5	L04-11	10	0,836	0,0741	0,543	0,352	0,604	3
6	L04-11_B1	1	0,082	0,0028	0,222	0,352	0,213	1

Кінець таблиці 4.2

№ п/п	Елемент	Від- мова облад- нання, рік	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормо- вана до тах), в.о.	Розмір фонду (нормо- ваний до тах), в.о.	Інтегра- льний індекс ризик (нормо- ваний до тах), в.о.	Пропуск електро- енергії, (нормо- ваний до тах), в.о.	Агрего- ваний показник значущості А, в.о.	Належ- ність до клас- тера
7	L05-06	4	0,885	0,1679	0,778	0,006	0,7	3
8	L06-07 B1	7	0,41	0,0005	0,218	0,09	0,3	2
9	L08-10	6	0,475	0,2061	0,692	0,516	0,608	3
10	L08-10 B1	11	0,279	0,0009	0,209	0,516	0,392	2
...	...	...	...	...	...	...	...	...
18	AT14-17-1	13	0,246	0,005	0,209	0,166	0,09	1
19	AT14-17- 1 B1	5	0,279	0,0043	0,175	0,166	0,192	1
20	AT14-17- 1 B2	11	0,279	0,0008	0,244	0,166	0,192	1
21	AT14-17-2	9	0,344	0,0053	0,312	0,166	0,346	2
22	AT14-17- 2 B2	7	0,246	0,0006	0,248	0,166	0,09	1
23	AT7-10	2	0,508	0,0072	0,278	0,189	0,392	2
24	AT7-10 B1	10	0,164	0,0035	0,248	0,189	0,09	1
25	T1 B1	4	0,066	0,0003	0,226	0,707	0,417	2
26	T1 B2	12	0,115	0,0006	0,244	0,705	0,416	2
27	G2 B	11	0,18	0,0005	0,214	0,707	0,417	2

Для центрів кластерів, агрегований показник значущості А складає: 1 – 0,1663 в.о.; 2 – 0,3578 в.о.; 3 – 0,5824 в.о.

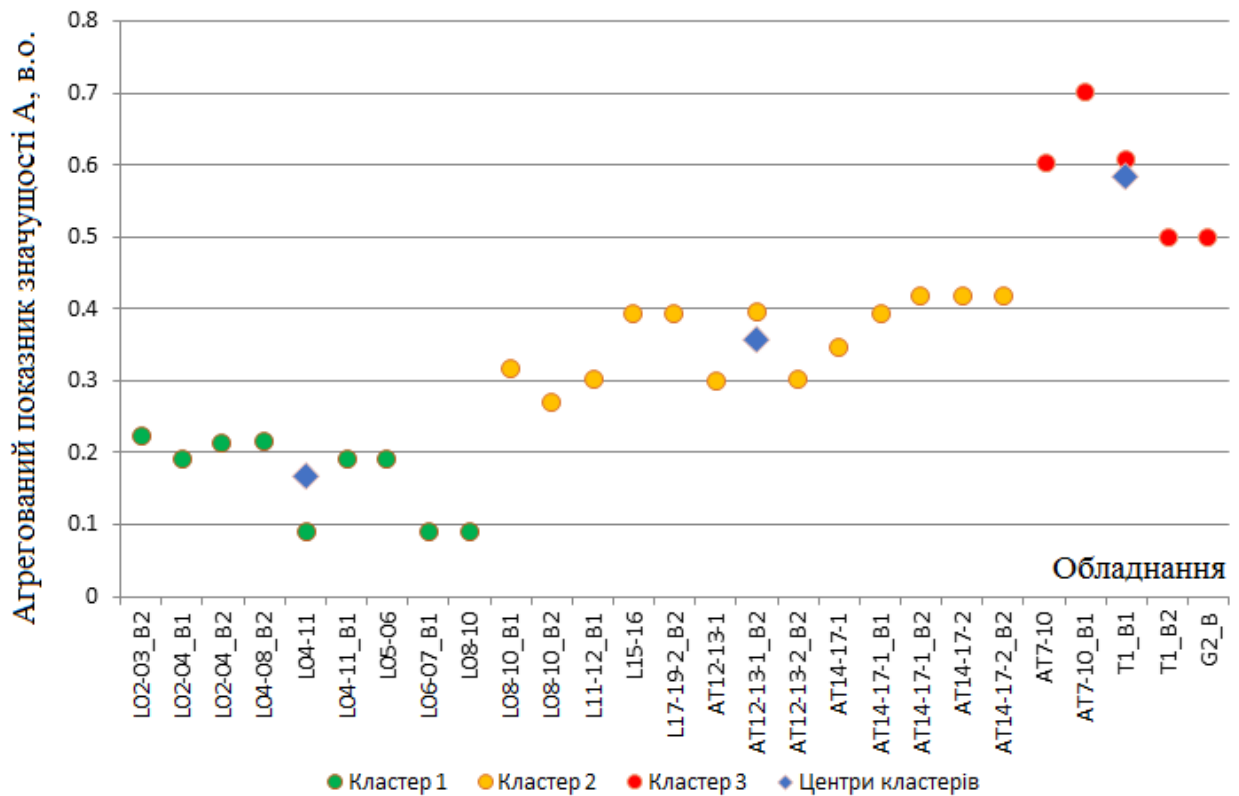


Рисунок 4.2 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за агрегованим показником значущості А для першої вікової групи обладнання

Таблиця 4.3 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання і ПЛ енергокомпанії за агрегованим показником значущості А другої вікової групи обладнання

№ п/п	Елемент	Від- мова облад- нання, рік	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормо- вана до тах), в.о.	Розмір фонду (нормо- ваний до тах), в.о.	Інтегра- льний індекс ризик (нормо- ваний до тах), в.о.	Пропуск електро- енергії, (нормо- ваний до тах), в.о.	Агрего- ваний показник значущості А, в.о.	Належ- ність до клас- тера
1	L02-03	17	0,344	1	1	0,396	0,752	3
2	L02-04	22	0,508	0,2583	0,581	1	0,7	3
3	L04-08_B1	29	0,377	0,0051	0,218	0,194	0,222	1
4	L05-06_B1	23	0,279	0,0018	0,137	0,006	0,192	1
5	L05-06_B2	14	0,279	0,0006	0,205	0,006	0,192	1
6	L06-07	18	1	0,1375	0,744	0,09	0,7	3

Кінець таблиці 4.3

№ п/п	Елемент	Від- мова облад- нання, рік	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормо- вана до max), в.о.	Розмір фонду (нормо- ваний до max), в.о.	Інтегра- льний індекс ризик (нормо- ваний до max), в.о.	Пропуск електро- енергії, (нормо- ваний до max), в.о.	Агрего- ваний показник значущості А, в.о.	Належ- ність до клас- тера
7	L06-07_B2	30	0,361	0,0004	0,158	0,088	0,216	1
8	L06-09_B1	20	0,279	0,0011	0,145	0,045	0,192	1
9	L11-12	16	0,754	0,9524	0,919	0,017	0,896	3
10	L12-14	19	0,557	0,5095	0,906	0,278	0,7	3
...	...	...	...	...	...	...	...	...
23	AT14-17- 2_B1	26	0,279	0,005	0,333	0,166	0,349	2
24	AT3-5	18	0,197	0,0076	0,209	0,116	0,09	1
25	AT3-5_B1	19	0,18	0,0036	0,137	0,116	0,09	1
26	AT3-5_B2	23	0,148	0,0004	0,158	0,115	0,09	1
27	AT7-10_B2	29	0,213	0,0005	0,269	0,189	0,278	2
28	T1	27	0,18	0,0128	0,248	0,707	0,417	2
29	T2_B1	14	0,18	0,0017	0,162	0,707	0,417	2
30	G1	15	0,098	0,0278	0,081	0,707	0,417	2
31	G1_B	16	0,18	0,0005	0,205	0,707	0,417	2
32	G2	27	0,115	0,0222	0,145	0,707	0,417	2

Для центрів кластерів, агрегований показник значущості А складає: 1 – 0,164 в.о.; 2 – 0,3553 в.о.; 3 – 0,7413 в.о.

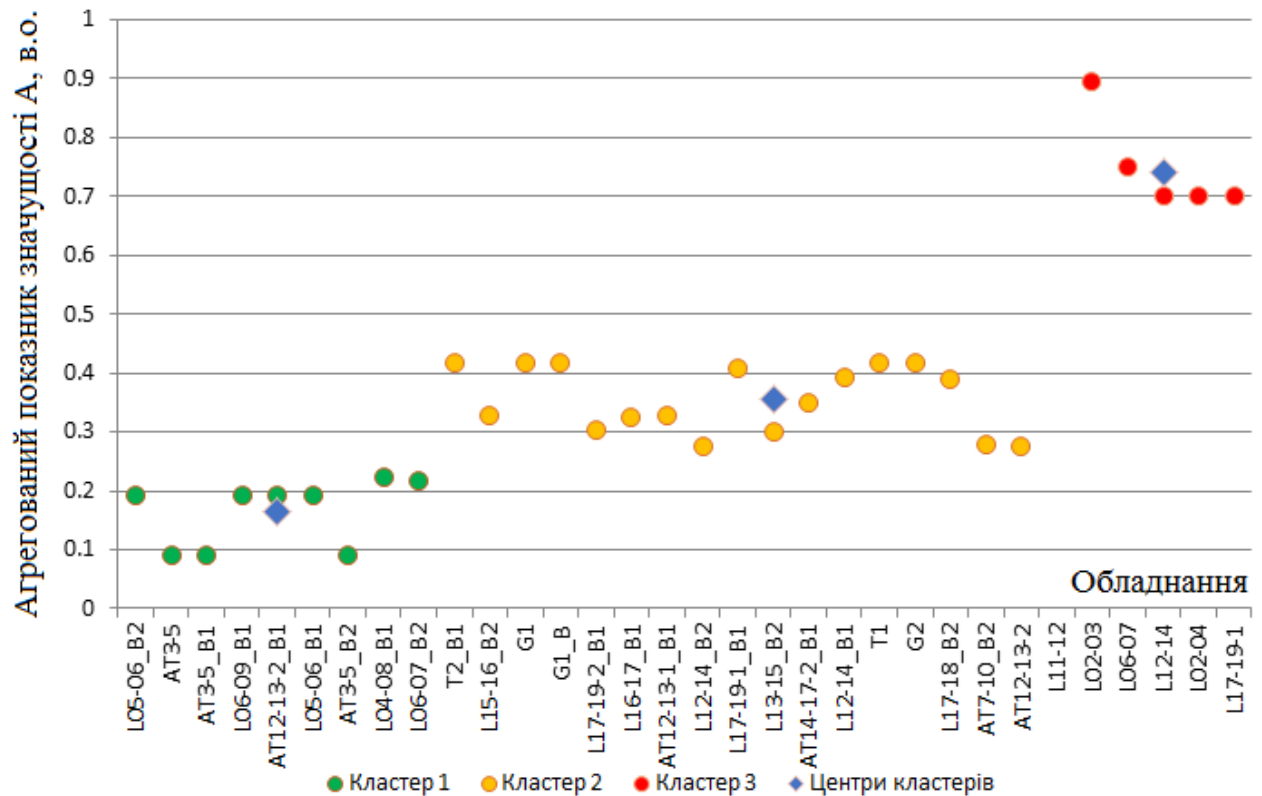


Рисунок 4.3 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за агрегованим показником значущості А для другої вікової групи обладнання

Таблиця 4.4 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання і ПЛ енергокомпанії за агрегованим показником значущості А третьої вікової групи обладнання

№ п/п	Елемент	Від-мова обладнання, рік	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Розмір фонду (нормований до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Пропуск електроенергії, (нормований до max), в.о.	Агрегований показник значущості А, в.о.	Належність до клас-тера
1	L02-03_B1	34	0,197	0,0047	0,167	0,396	0,229	1
2	L04-08	43	0,656	0,0169	0,415	0,194	0,5	2
3	L04-11_B2	38	0,197	0,0049	0,184	0,352	0,213	1
4	L06-09	40	0,934	0,1193	0,761	0,045	0,7	3
5	L06-09_B2	35	0,262	0,0005	0,218	0,044	0,188	1
6	L11-12_B2	44	0,115	0,0039	0,205	0,016	0,09	1
7	L13-15	33	0,787	0,1026	0,718	0,049	0,617	3

Кінець таблиці 4.4

№ п/п	Елемент	Від- мова облад- нання, рік	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормо- вана до max), в.о.	Розмір фонду (нормо- ваний до max), в.о.	Інтегра- льний індекс ризик (нормо- ваний до max), в.о.	Пропуск електро- енергії, (нормо- ваний до max), в.о.	Агрего- ваний показник значущо- сті А, в.о.	Належ- ність до клас- тера
8	L13-15_B1	45	0,098	0,0006	0,231	0,049	0,09	1
9	L15-16_B1	42	0,131	0,0011	0,222	0,137	0,09	1
10	L16-17	39	0,738	0,1201	0,786	0,203	0,7	3
11	L16-17_B2	36	0,23	0,001	0,282	0,193	0,283	2
12	L17-18	32	0,508	0,0034	0,201	0,069	0,3	2
13	L17-18_B1	41	0,148	0,0012	0,244	0,069	0,09	1
14	L17-19- 1_B2	37	0,213	0,0011	0,252	0,341	0,209	1
15	L17-19-2	34	0,443	0,1202	0,906	0,353	0,605	3
16	T2	44	0,246	0,0143	0,235	0,707	0,417	2
17	T2_B2	38	0,197	0,001	0,167	0,705	0,416	2

Для центрів кластерів, агрегований показник значущості А складає: 1 – 0,1499 в.о.; 2 – 0,3832 в.о.; 3 – 0,6555 в.о.

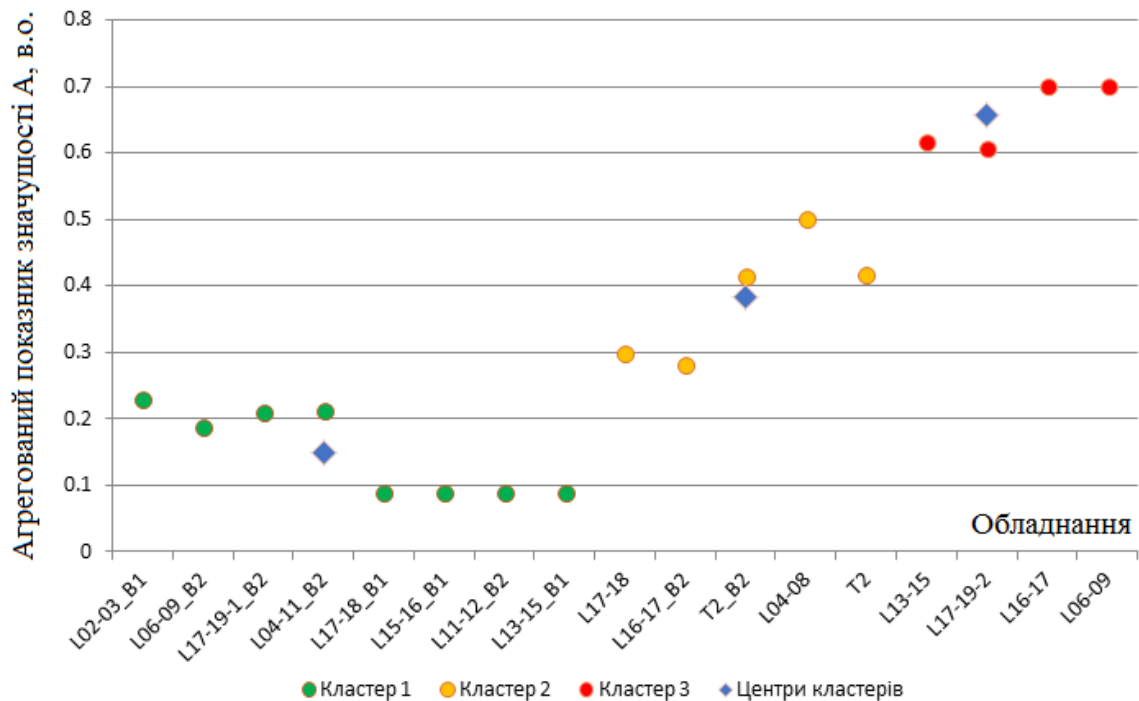


Рисунок 4.4 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за агрегованим показником значущості А для третьої її вікової групи обладнання

Висновки до розділу №4

1. Проведений аналіз показав, що забезпечити високий рівень надійності функціонування, мінімізації ризику порушення нормального режиму ЕЕС при відмовах обладнання в межах ЕЕС енергокомпанії, яка містить сотні одиниць різноманітного електрообладнання і ПЛ різних класів напруг, можливо за рахунок в першу чергу оптимального розподілу виділених обмежених інвестиційних ресурсів на обслуговування, ремонт та заміну обладнання. Встановлено, що об'єктивно існуюча неможливість одночасного фінансування ремонтно-експлуатаційних витрат для всієї сукупності об'єктів енергосистеми викликає необхідність сегментації наявного парку електрообладнання і повітряних ліній енергопостачальних компаній, за терміном експлуатації та за оціненим фактичним технічним станом.

2. Показано, що питання виділення коштів на ТО і Р, а також прийняття рішень щодо виведення з експлуатації обладнання повинно ґрунтуватись на комплексному підході з урахуванням результатів як оцінки та ранжування технічного стану обладнання так і впливу відмови чи виведення з експлуатації об'єкта на режим роботи енергосистеми. Сформовано перелік ознак за якими визначається значущість об'єкта в задачі оптимального розподілу витрат на ТО і Р та заміну електрообладнання і за якими необхідно виконати групування (сегментацію) наявного парку електрообладнання.

3. Проаналізовано існуючі підходи і методи групування наявного парку електрообладнання та обґрунтована доцільність і ефективність застосування методів штучного інтелекту, зокрема, кластерного аналізу для вирішення задач сегментації об'єктів підсистеми ЕЕС. На основі аналізу розглянутих основних особливостей існуючих методів і алгоритмів кластеризації обґрунтовано застосування алгоритмів чіткої і нечіткої кластеризації парку електрообладнання методом k-середніх.

4. Виконана оцінка ризику виникнення аварійної ситуації в підсистемі ЕЕС енергокомпанії в разі відмов або планового й позапланового виведення з експлуатації електрообладнання і ПЛ. З використанням розроблених спеціальних

програмних засобів була проведена сегментація парку електрообладнання підсистеми ЕЕС і визначені групи електрообладнання і ПЛ з підвищеним ризиком експлуатації.

5 МОДЕЛЬНО-ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ ПІДСИСТЕМИ ЕЕС ДЛЯ ОЦІНКИ РИЗИКУ ПОРУШЕННЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ ПРИ ВІДМОВАХ І ВИВЕДЕННІ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ І ПЛ

5.1 Нечітке моделювання повітряних ліній для визначення кількісних показників ризику виникнення аварійних ситуацій в підсистемі ЕЕС при відмовах обладнання

Зазвичай оцінка ризику виникнення аварійної ситуації в ЕЕС на інтервалі часу спостереження при відмовах ЕО здійснюється ймовірно-статистичним моделюванням режимів системи на основі використання методу Монте-Карло і передбачає (потребує) визначення ймовірності відмови електрообладнання за відповідними моделями відмов з урахуванням індивідуальних характеристик об'єкта. Наразі для визначення ймовірності відмови ЕО, зокрема ПЛ, на інтервалі часу спостереження Δt в залежності від наявної інформації щодо параметрів ТС використовують [3 – 6, 11, 18, 28, 126, 127, 141]: лінгвістичні моделі визначення ресурсу працездатності ЕО на основі інформації, яка отримана в експлуатаційних режимах; інтегральну функцію розподілу ймовірності відмови ЕО і ПЛ певного типу $F(t)$ за наявності інформації щодо статистики відмов; нечіткі відношення між величиною загального спрацьованого ресурсу об'єкта та ймовірністю його відмови. Одним з найбільш важливих показників, який в повній мірі характеризує технічний стан електрообладнання і ПЛ є спрацьований ресурс працездатності. Лінгвістичні моделі оцінки ресурсу працездатності основних типів силового і комутаційного електрообладнання наведено в [3 – 6, 14, 107, 126, 141], а для ПЛ в розділі 3 дисертаційної роботи.

Визначення загального спрацьованого ресурсу повітряних ліній за результатами оглядів і обстежень. Для визначення спрацьованого ресурсу ПЛ за розробленою лінгвістичною математичною моделлю розглядалися ПЛ, які встановлені в низці підсистем ЕЕС енергопостачальних компаній і були введені в експлуатацію починаючи з 1961 року. В якості вхідних параметрів для нечіткої

моделі ПЛ використовувались коефіцієнти дефектності опори, арматури, проводу і ізолятора.

Вихідні дані та результати розрахунку загального спрацьованого ресурсу повітряних ліній за схемою НЛВ Мамдані наведено в табл. 5.1 – 5.2.

Таблиця 5.1 – Вихідні дані для повітряних ліній

№	Назва	Клас напруги, кВ	Тип проводу	Довжина, км	Номинальний струм, кА	Активний опір прямої послідовності R_I , Ом	Реактивний опір прямої послідовності X_I , Ом	Повний опір прямої послідовності Z_I , Ом
1	L02-04	330	АС-400/51	27	0,825	0,9855	8,721	8,777
2	L04-08	330	АС-300/39	8,7	0,71	0,4176	2,854	2,884
3	L04-11	330	АС-300/39	12	0,71	0,576	3,936	3,978
4	L08-10	330	АС-400/51	47	0,825	1,7155	15,181	15,278
5	L11-12	330	АС-300/39	108	0,71	5,184	35,424	35,8
6	L12-14	330	АС-300/39	107	0,71	5,136	35,096	35,47

Таблиця 5.2 – Результати розрахунку ресурсу повітряних ліній

№	Позначення	Термін напруження	Клас напруги	Значення коефіцієнта дефектності за результатами обстеження				Коефіцієнт важливості функціонального вузла ПЛ				Спрацьований ресурс ПЛ, $S_{ПЛ}$
				K_D^O	K_D^A	K_D^i	$K_D^П$	β_O	β_{AP}	β_I	$\beta_{П}$	
1	L02-04	33-34	330	0,082	0,119	0,176	0,284	0,47	0,02	0,07	0,44	0,185
2	L04-08	37,5-38,5	330	0,285	0,179	0,105	0,093					0,184
3	L04-11	32,5-33,5	330	0,035	0,269	0,145	0,274					0,338
4	L08-10	39,5-40,5	330	0,262	0,291	0,281	0,295					0,431
5	L11-12	36,5-37,5	330	0,267	0,278	0,138	0,156					0,336
6	L12-14	24,5-25,5	330	0,257	0,277	0,031	0,002					0,301

Приклад процедури виконання правил в системі НЛВ з середньозваженою істинністю (див. розділ № 3) показано на рис. 5.1.

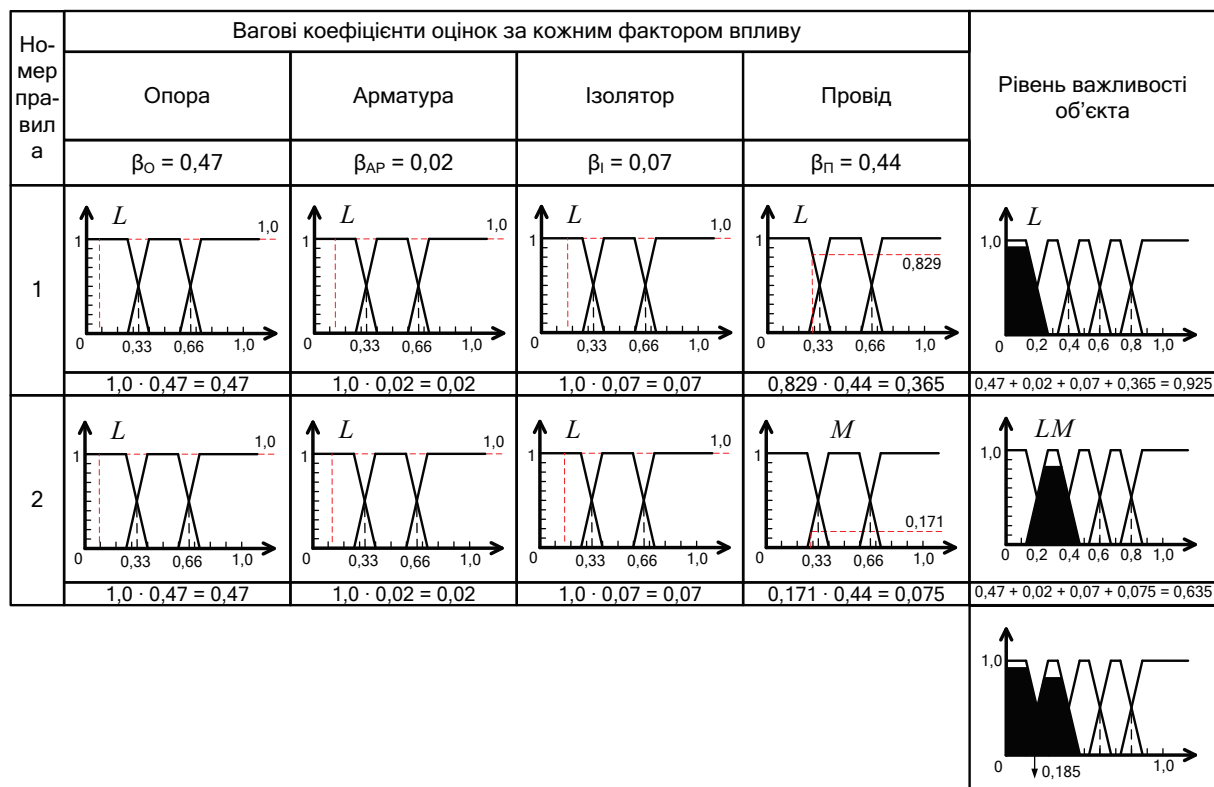


Рисунок 5.1 – Процедура визначення значень істинності передумов та ступеню виконання для правил

Аналіз результатів розрахунку спрацьованого ресурсу працездатності повітряних ліній показує, що врахування вагових коефіцієнтів, які характеризують вплив на спрацьований ресурс ТС окремих елементів в правилах НЛВ в середньому підвищує розрахунковий спрацьований ресурс об'єкта на 42 – 147 %, що необхідно враховувати при визначенні ймовірності відмови в задачах аналізу експлуатаційного ризику ЕЕС.

Формування функцій розподілу ймовірності відмови повітряних ліній $f(t)$ на основі генеральної сукупності подій. На основі запропонованої методики, викладеної в розділі № 3, сформуємо функцію розподілу ймовірності відмов $f(t)$ для повітряних ліній. Повітряні лінії є на сьогодні найбільш важливими і поширеними елементами складних ЕЕС які характеризуються найбільшою інтенсивністю відмов за даними НЕК «Укренерго» і їх ТС суттєво впливає на

рівень аварійності в ЕЕС. Для отримання функції розподілу імовірності відмов потрібно мати представницькі статистичні дані по відмовам ПЛ даного типу і класу напруги кожної вікової групи.

Для повітряних ліній напругою 330 кВ на основі статистичного аналізу пошкоджуваності в окремих підсистем ЕЕС України на рис. 5.2 – 5.3 та в табл. 5.3 представлено розподіл відмов за роками експлуатації.

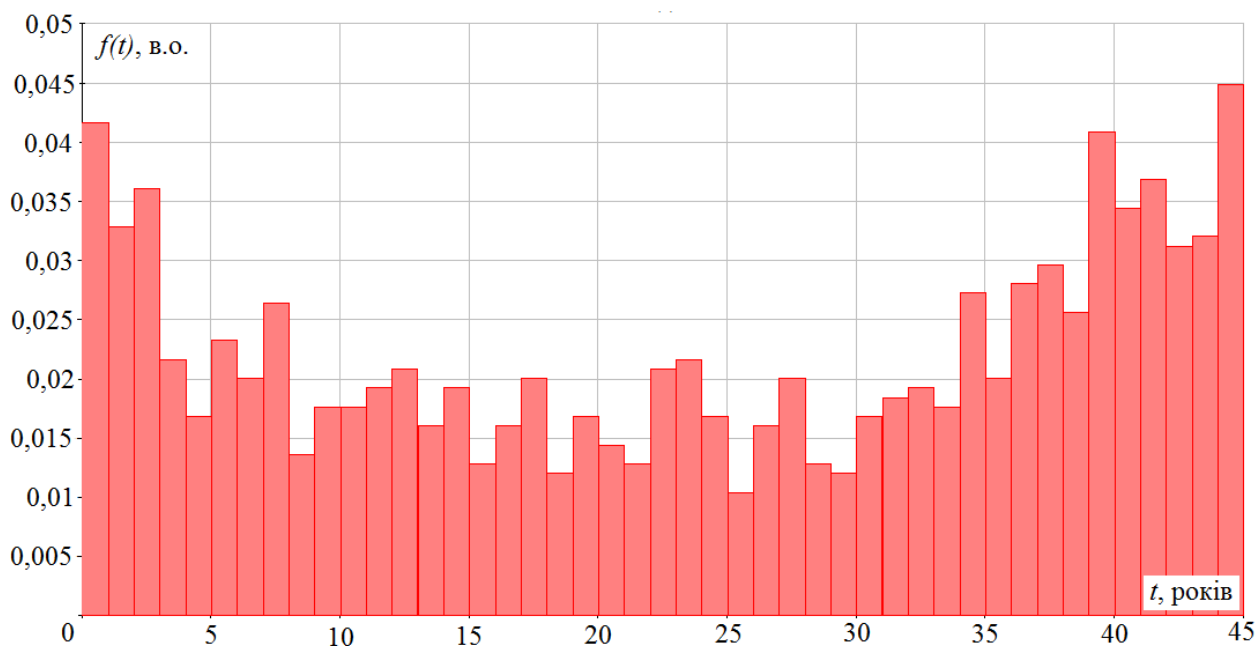


Рисунок 5.2 – Розподіл відмов повітряних ліній 330 кВ за роками експлуатації

Емпірична функція розподілу відмов ГВВ, побудована на основі даних таблиці 5.3, представлена на рис. 5.3.

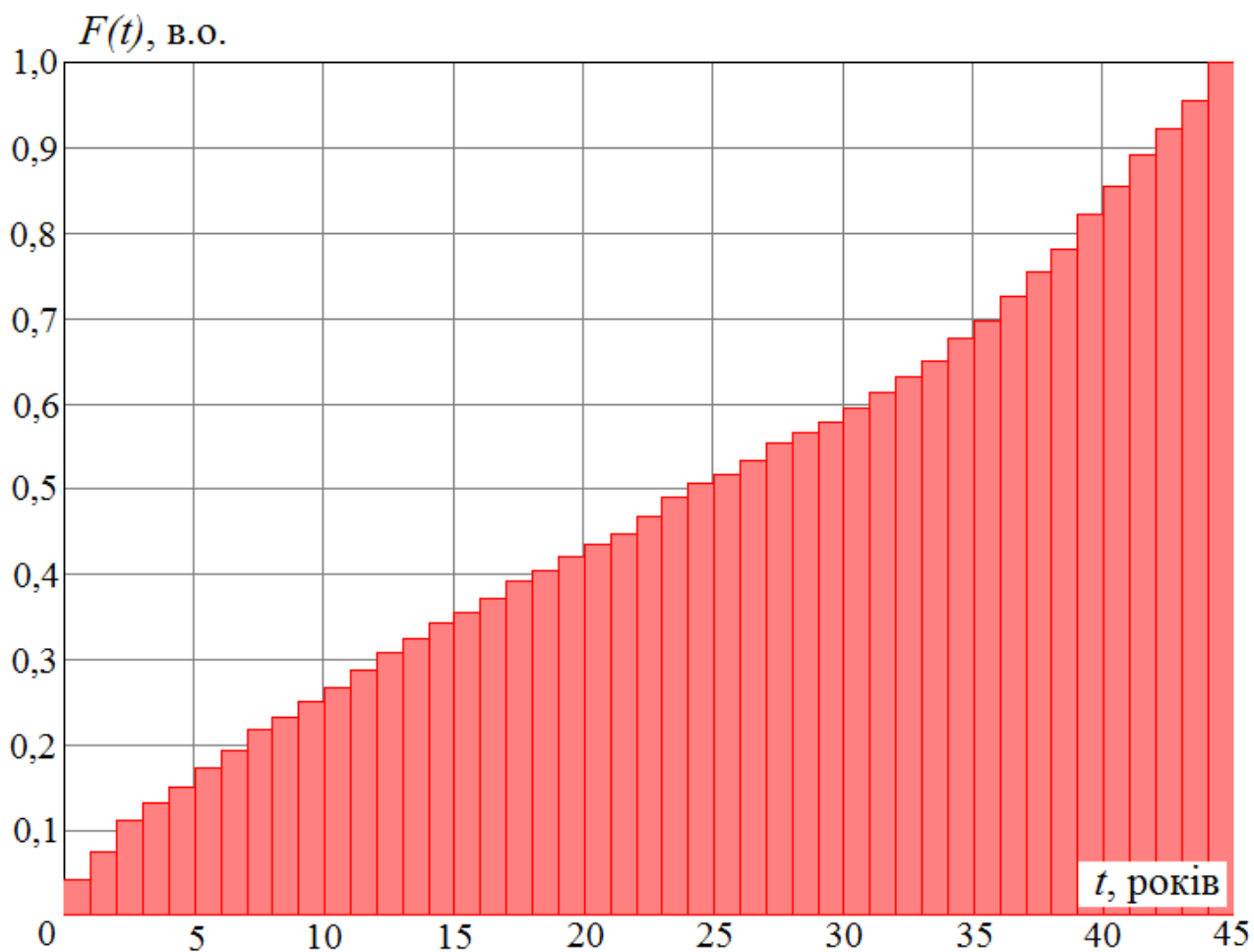


Рисунок 5.3 – Статистична функція розподілу відмов повітряних ліній напругою 330 кВ по рокам експлуатації

По виду функцій розподілу (рис. 5.2, 5.3) досліджуваних повітряних ліній слід припустити, що розподіл ймовірності відмов в часі є таким:

- на інтервалах припрацювання від початку роботи до 13 років експлуатації та інтенсивного старіння від 31 років до 45 років експлуатації відповідає закону Вейбула;

- на інтервалі нормальної експлуатації від 13 до 31 років – рівномірному закону.

Таблиця 5.3 – Статистичні дані по відмовам ПЛ в залежності від напрацювання

Ділянка	Номер інтервалу спостереження	Інтервал часу експлуатації, рік	Число відмов в аналізованому інтервалі $h_m(t)$	$f(\Delta t)$, (в.о.)
I	1	$0 \leq t < 1$	52	0,042
	2	$1 \leq t < 2$	41	0,033
	3	$2 \leq t < 3$	45	0,036
	4	$3 \leq t < 4$	27	0,022
	5	$4 \leq t < 5$	21	0,017
	...	...	...	...
	9	$8 \leq t < 9$	17	0,014
	10	$9 \leq t < 10$	22	0,018
	11	$10 \leq t < 11$	22	0,018
	12	$11 \leq t < 12$	24	0,019
	13	$12 \leq t < 13$	26	0,021
II	14	$13 \leq t < 14$	20	0,016
	15	$14 \leq t < 15$	24	0,019
	16	$15 \leq t < 16$	16	0,013
	17	$16 \leq t < 17$	20	0,016
	18	$17 \leq t < 18$	25	0,020
	...	...	...	...
	27	$26 \leq t < 27$	20	0,016
	28	$27 \leq t < 28$	25	0,020
	29	$28 \leq t < 29$	16	0,013
	30	$29 \leq t < 30$	15	0,012
	31	$30 \leq t < 31$	21	0,017
III	32	$31 \leq t < 32$	23	0,018
	33	$32 \leq t < 33$	24	0,019
	34	$33 \leq t < 34$	22	0,018
	35	$34 \leq t < 35$	34	0,027
	36	$35 \leq t < 36$	25	0,020
	...	...	...	...
	41	$40 \leq t < 41$	43	0,034
	42	$41 \leq t < 42$	46	0,037
	43	$42 \leq t < 43$	39	0,031
	44	$43 \leq t < 44$	40	0,032
	45	$44 \leq t < 45$	56	0,045
	Всього:	45 років	1250	1,000

На основі аналізу представлених в табл. 5.4 результатів розрахунку критеріїв χ і $\chi_{теор}^2$ можна зробити висновок про те, що на всіх ділянках

напрацювання умова $\chi < \chi_{теор}^2$ виконується. Тому прийняті гіпотези щодо законів розподілу відмов по відношенню до наявних статистичних даних є несуперечливими. Вид теоретичної функції розподілу ймовірності відмов повітряних ліній зображено на рис. 5.5.

Таблиця 5.4 – Результати розрахунку критеріїв χ^2 і $\chi_{теор}^2$ для перевірки відповідності теоретичної функції розподілу ймовірності відмов ПЛ 330 кВ емпіричній

Ділянка	Номер інтервалу спостереження	Число відмов в аналізованому інтервалі $h_m(t)$	Теоретична кількість відмов, які попадають в i -й інтервал $N_0 \cdot p_m$	Значення критерія Пірсона, χ^2	Число інтервалів гістограми, K	Число ступенів свободи, R	Допустиме значення критерія Пірсона $\chi_{теор}^2$ ($\alpha = 0,95$)
I	1	52	56,889	13,091	13	13-2-1=10	18,307
	2	41	41,068				
	3	45	35,926				
	4	27	32,647				
	5	21	30,218				
	...	...	...				
	9	17	24,065				
	10	22	22,981				
	11	22	22,005				
	12	24	21,116				
	13	26	20,301				
II	14	20	20,250	15,142	18	18-2-1=15	24,996
	15	24	20,250				
	16	16	20,250				
	17	20	20,250				
	18	25	20,250				
	...	...	...				
	27	20	20,250				
	28	25	20,250				
	29	16	20,250				
	30	15	20,250				
	31	21	20,250				

Кінець таблиці 5.4

Ділянка	Номер інтервалу спостереження	Число відмов в аналізованому інтервалі $h_m(t)$	Теоретична кількість відмов, які попадають в i -й інтервал $N_0 \cdot p_m$	Значення критерія Пірсона, χ^2	Число інтервалів гістограми, K	Число ступенів свободи, R	Допустиме значення критерія Пірсона $\chi^2_{теор} (\alpha = 0,95)$
III	32	23	21,323	10,367	14	14-2-1=11	19,675
	33	24	23,638				
	34	22	26,036				
	35	34	28,495				
	36	25	30,983				
	...	...	...				
	41	43	42,535				
	42	46	44,348				
	43	39	45,881				
	44	40	47,086				
	45	56	47,920				
	Всього:	1250	1258,327				

Шукана теоретична функція відносних частот $f(t)$ повітряних ліній напругою 330 кВ по рокам експлуатації має наступний вигляд:

Перша ділянка: (0 – 13 років). Функція відносних частот $f(t)$ для першої ділянки напрацювання:

$$f_I(t) = \frac{0,809}{44,283} \cdot \left(\frac{t}{44,283} \right)^{0,809-1} \cdot e^{-\left(\frac{t}{44,283} \right)^{0,809}}, \quad (5.1)$$

Друга ділянка: (13 – 31 років). Функція відносних частот $f(t)$ для другої ділянки напрацювання:

$$f_{II}(t) = 0,0162, \quad (5.2)$$

Третя ділянка: (31 – 45 років). Функція відносних частот $f(t)$ для третьої ділянки напрацювання:

$$f_{III}(t) = \frac{4,956}{48,115} \cdot \left(\frac{t}{48,115} \right)^{4,956-1} \cdot e^{-\left(\frac{t}{48,115} \right)^{4,956}}, \quad (5.3)$$

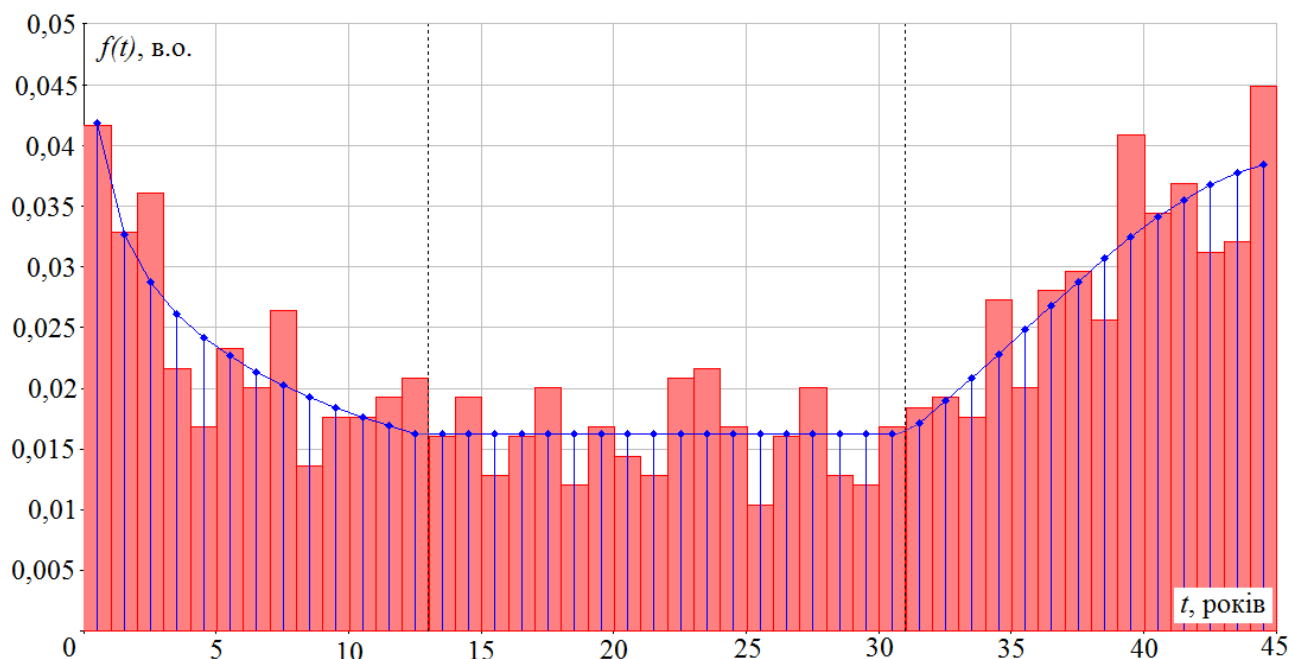


Рисунок 5.4 – Теоретична функція відносних частот повітряних ліній напругою 330 кВ

Шукана теоретична функція розподілу відмов $F(t)$ повітряних ліній напругою 330 кВ по рокам експлуатації має наступний вигляд:

Перша ділянка: (0 – 13 років). Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для першої ділянки напруцювання:

$$F_I(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{44,283}\right)^{0,809}}, \quad (5.4)$$

Друга ділянка: (13 – 31 років). Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для другої ділянки напруцювання:

$$F_{II}(t) = 0,016 \cdot t + 0,099, \quad (5.5)$$

Третя ділянка: (31 – 45 років). Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для третьої ділянки напруцювання:

$$F_{III}(t) = 1,494 - e^{-\left(\frac{t}{48,115}\right)^{4,956}}, \quad (5.6)$$

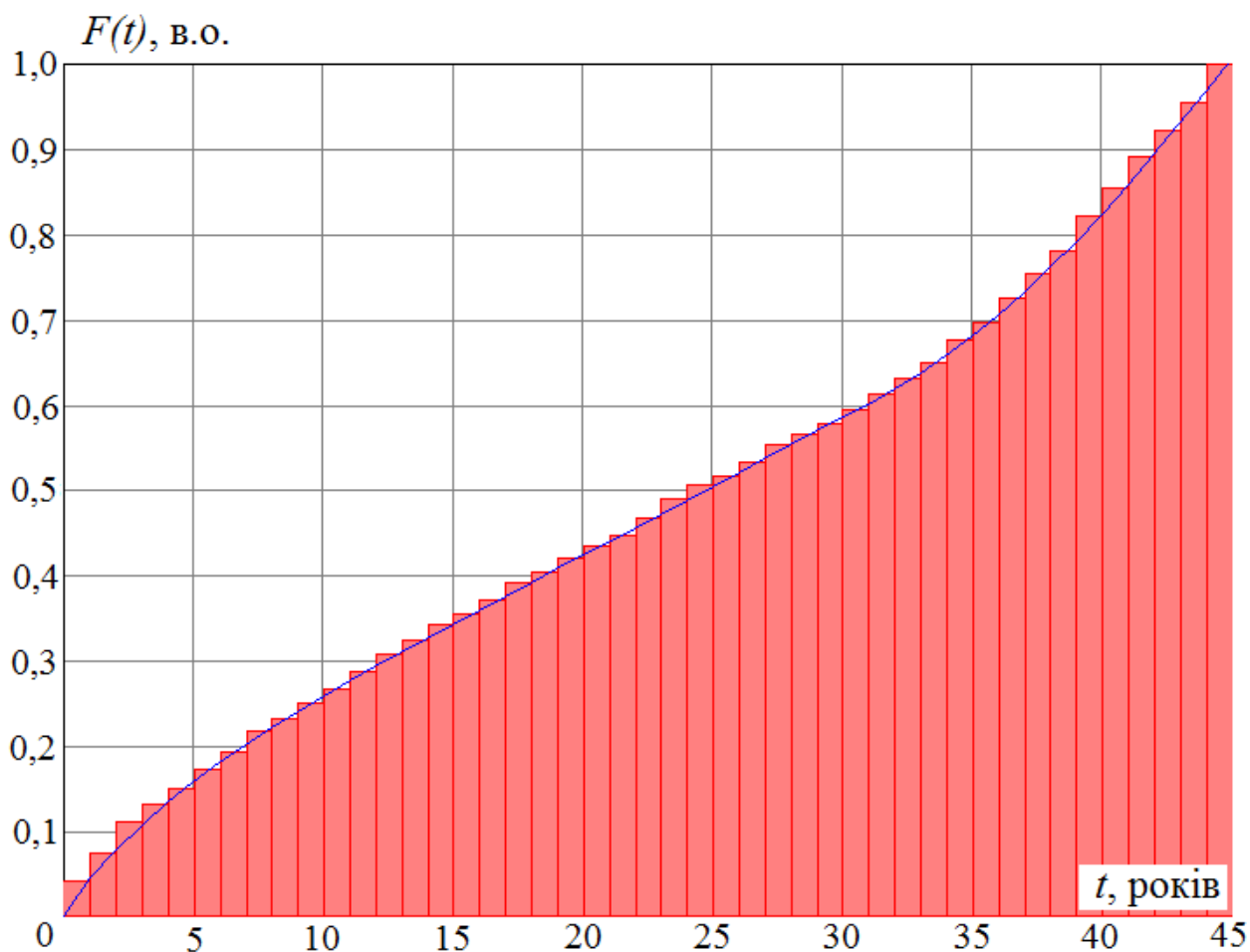


Рисунок 5.5 – Теоретична функція розподілу ймовірності відмов повітряних ліній напругою 330 кВ.

Шукана теоретична розподілу інтенсивності відмов $\lambda(t)$ повітряних ліній напругою 330 кВ по рокам експлуатації має наступний вигляд:

Перша ділянка: (0 – 13 років). Функція розподілу інтенсивності відмов $\lambda(t)$ для першої ділянки напрацювання:

$$\lambda_I(t) = 0,0018 \cdot \left(\frac{t}{44,283} \right)^{-0,191}, \quad (5.7)$$

Друга ділянка: (13 – 31 років). Функція розподілу інтенсивності відмов $\lambda(t)$ для другої ділянки напрацювання:

$$\lambda_{II}(t) = \frac{0,016}{0,901 - 0,016 \cdot t}, \quad (5.8)$$

Третя ділянка: (31 – 45 років). Функція розподілу інтенсивності відмов $\lambda(t)$ для третьої ділянки напруцювання:

$$\lambda_{III}(t) = 0,103 \cdot \left(\frac{t}{48,115} \right)^{3,956} + 0,023, \quad (5.9)$$

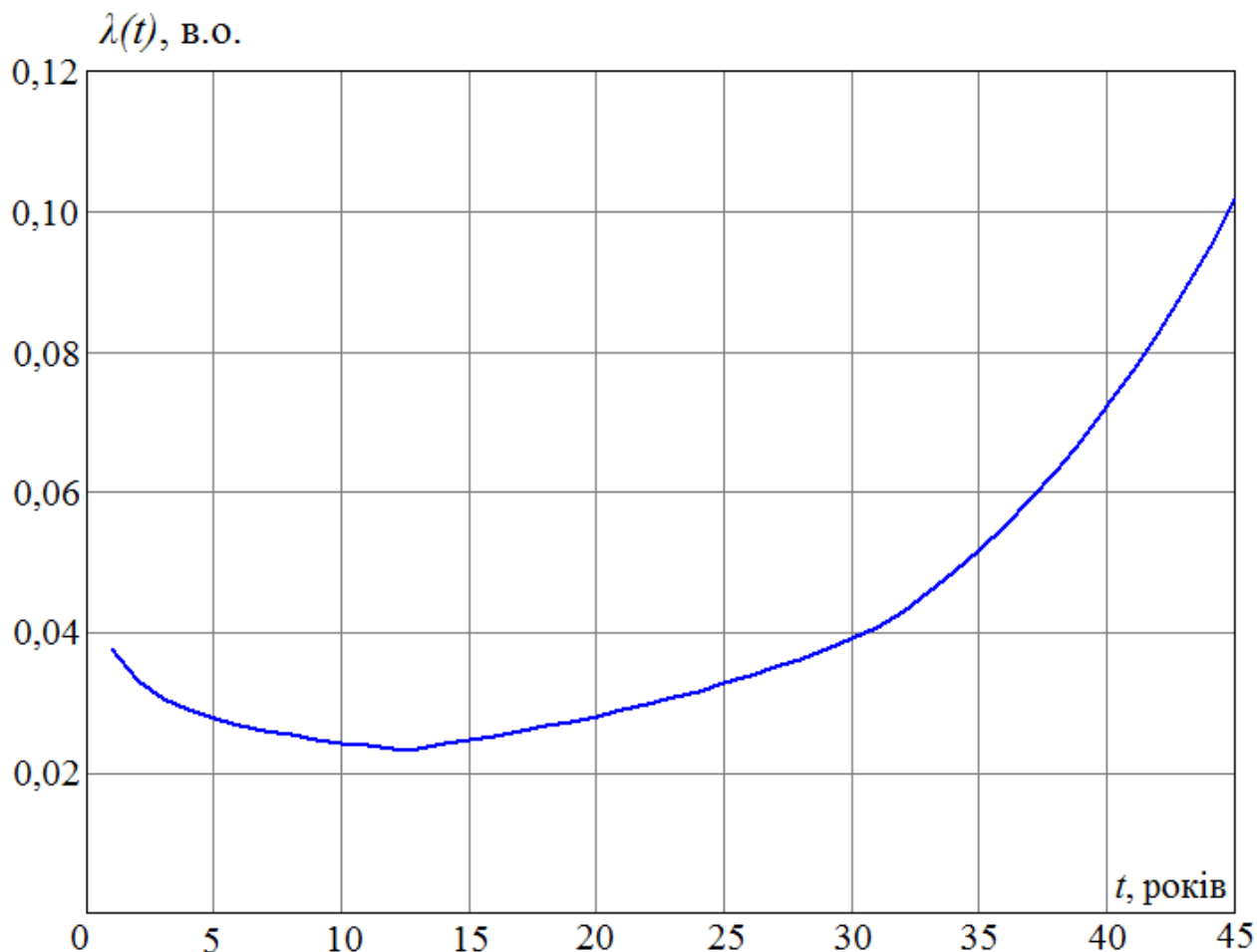


Рисунок 5.6 – Теоретична функція розподілу інтенсивності відмов повітряних ліній напругою 330 кВ

Визначення ймовірності відмови повітряних ліній на інтервалі часу спостереження. Процедура визначення ймовірності відмови на інтервалі часу спостереження детально описана в розділі № 2 для двох випадків:

- використанням модифікованої інтегральної функції розподілу ймовірності відмови $F(t)$ врахуванням індивідуальних характеристик повітряних ліній.
- використанням за умови відсутності достатньої статистики по відмовам повітряних ліній. величини розрахованого загального спрацьованого ресурсу.

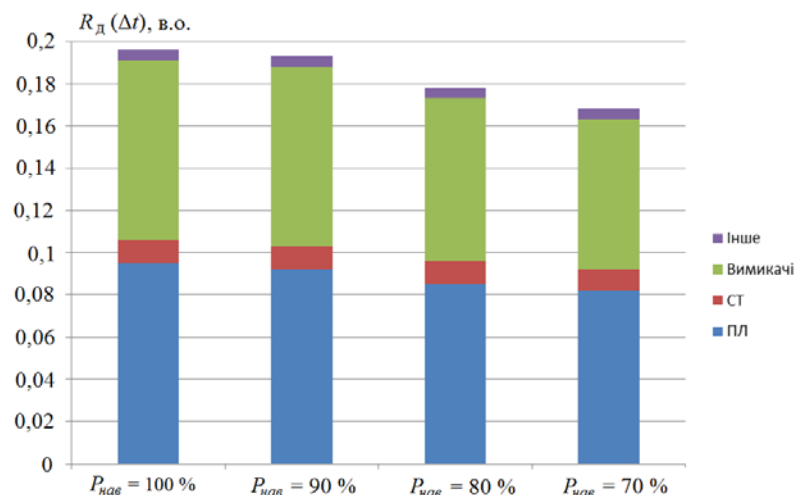
Результати розрахунку ймовірності відмови на інтервалі часу спостереження 6 місяців повітряних ліній за схемами НЛВ Мамдані наведено в табл. 5.5.

Таблиця 5.5 – Результати розрахунку ймовірності відмови ПЛ

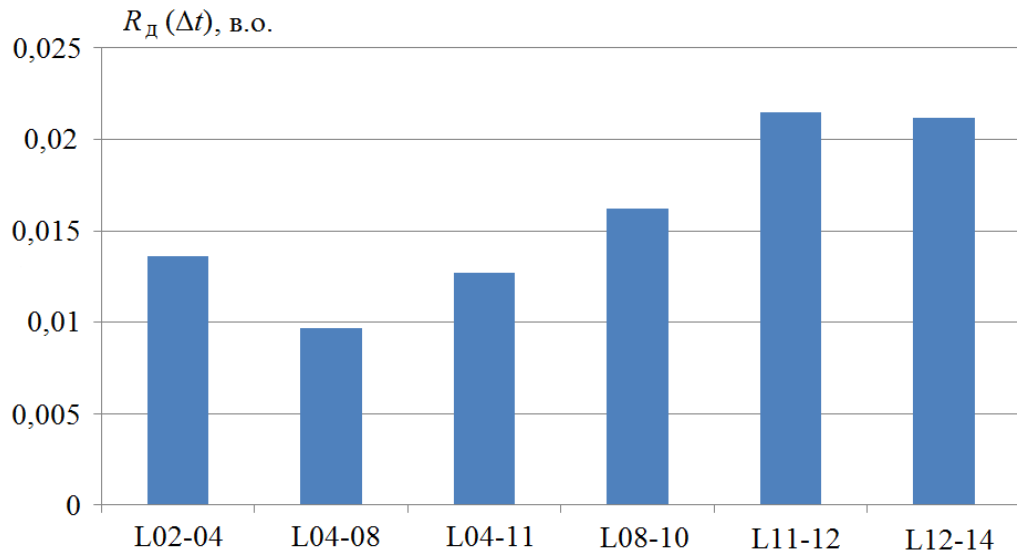
ПЛ	L02-04	L04-08	L04-11	L08-10	L11-12	L12-14
Імовірність відмови без врахування ресурсу	0,057	0,117	0,053	0,173	0,099	0,032
Значення спрацьованого ресурсу працездатності	0,098	0,049	0,284	0,145	0,139	0,04
Імовірність відмови з врахуванням ресурсу працездатності	0,155	0,166	0,337	0,318	0,238	0,072

Ідентифіковані параметри математичних моделей відмов ПЛ і інших одиниць обладнання дозволяють статистичним моделюванням режимів ЕЕС при відмовах ЕО оцінити вплив відмов ПЛ та заміни застарілих ПЛ новими на ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС. Для отримання результатів моделювання розглядалась схема підсистеми ЕЕС (додаток А), яка містить 7 ПЛ 330 кВ та 9 ПЛ 110 кВ. Основні параметри і характеристики елементів схеми наведені в додатку А.

Статистичним моделюванням було проведено дослідження і виконана оцінка ризику порушення динамічної стійкості в даній підсистемі ЕЕС у разі відмов ЕО. Результати розрахунків представлені на рис. 5.7.



а)



б)

Рисунок 5.7 – Результати розрахунків: а – ризик порушення динамічної стійкості схеми ЕЕС $R_d(\Delta t)$; б – ризик порушення динамічної стійкості схеми ЕЕС на I інтервалі спостереження внаслідок відмови ПЛ 330 кВ.

Аналіз результатів розрахунку показав суттєвий внесок в агрегований показник ризику терміну напрацювання ЕО. Між тим, внесок відмов ПЛ у ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС $R_d(\Delta t)$ є суттєвим і становить $[0,082 - 0,095]$, що складає 47,6 – 48,8 %.

5.2 Визначення пріоритету виведення з експлуатації високовольтних повітряних ліній

В процесі експлуатації ЕЕС енергопостачальних компаній часто виникають задачі виведення з роботи електрообладнання і ПЛ. Планове виведення з роботи повітряних ліній, відмови за наявності дефекту, а також вичерпання ресурсу працездатності та вплив зовнішніх факторів можуть призвести до виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС.

Зазвичай в кожній енергосистемі існує кілька варіантів схем електричних мереж. Задача оперативного персоналу полягає в тому, щоб вибрати такий варіант відключення будь-якого елемента, за якого забезпечувався б найменший експлуатаційний ризик порушення нормального режиму. Тому за наявності низки об'єктів, що підлягають виведенню з експлуатації, виникає задача вибору

послідовності виведення окремих одиниць ЕО з експлуатації, включаючи повітряні лінії.

Визначення оптимальної послідовності заміни або виведення з експлуатації для проведення ремонту повітряних ліній підсистем ЕЕС належать до задач багатокритеріального вибору варіантів рішень в умовах невизначеності інформації. Одним з найбільш ефективних методів багатокритеріальної оцінки альтернатив є багатокритеріальний вибір альтернатив на основі нечіткого відношення переваги [6, 121 – 123, 141]. Даний підхід щодо прийняття рішень ґрунтується на побудові множини недомінуючих альтернатив на основі нечіткого відношення переваги.

Реалізація запропонованого методу визначення пріоритету виведення з експлуатації повітряних ліній полягає в наступному [6, 121 – 123]. Нехай задана множина варіантів прийняття рішень (альтернатив) $A = (a_1, a_2, \dots, a_m)$. Кожна альтернатива порівнюється з іншою за декількома критеріями $C = (c_1, c_2, \dots, c_m)$. На основі попарного порівняння альтернатив за кожною ознакою формують n відношень переваг $c_j, j = \overline{1, n}$ на множині альтернатив $a_i, i = \overline{1, m}$. За отриманою інформацією вибирають альтернативу a^* з множини $(A, c_1, c_2, \dots, c_m)$.

Для визначення підмножини ефективних рішень розглядають два види згорток: мінімізаційну $Q_1 = C_1 \cap C_2 \dots \cap C_m$ – визначає множину недомінуємих альтернатив в множині (A, Q_1) ; лінійну $Q_2 = \sum_{j=1}^n c_j \cdot \omega_j$ – використовує альтернативи за ступенем недомінованості, де ω_j – вагові коефіцієнти. Оптимальним є той варіант рішення (альтернатива), ступінь недомінантності якого за обома згортками є максимальною.

Важливим питанням при вирішенні задачі прийняття оптимальних рішень є визначення вагових коефіцієнтів критеріїв, які отримують переважно експертними методами. Найбільш раціональним методом вагових коефіцієнтів в

умовах протиріччя експертної інформації є розглянутий в попередніх розділах метод попарного порівняння Сааті [14, 121].

Нечіткі відношення переваги [6, 14] R_j , $j = i, \dots, m$ можуть формуватися експертами або на основі парних порівнянь альтернатив, або обчислюватися на основі точкових оцінок альтернатив, коли задані функції належності критеріїв:

$$\mu_{R^S}(a, b) = \begin{cases} \mu_R(a, b) - \mu_R(b, a), & \text{якщо } \mu_R(a, b) \geq \mu_R(b, a); \\ 0, & \text{якщо } \mu_R(a, b) < \mu_R(b, a). \end{cases} \quad (5.10)$$

Нечітка підмножина недомінуючих альтернатив множини (A, μ_R) описується функцією належності:

$$\mu_R^{\text{нд}}(a) = 1 - \sup_{a, b \in A} (\mu_{R^S}(b, a) - \mu_{R^S}(a, b)), \quad a \in A. \quad (5.11)$$

З урахуванням різної важливості критеріїв нечітке відношення переваги Q визначається як $\mu_Q(a, b) = \sum_{j=1}^m w_j \cdot \mu_{R_j}(a, b)$, де w_j – вагові коефіцієнти важливості критеріїв. Нечітка підмножина недомінуючих альтернатив на множині (A, μ_Q) :

$$\mu_Q^{\text{нд}}(a) = 1 - \sup_{b \in A} (\mu_Q(b, a) - \mu_Q(a, b)).$$

Кращою вважається альтернатива, що має максимальний ступінь недомінованості:

$$A^{\text{нд}} = \left\{ a' \mid a \in A, \mu^{\text{нд}}(a') = \sup_{a \in A} \mu^{\text{нд}}(a) \right\}. \quad (5.12)$$

В роботі аналізується вплив планового або аварійного виведення з експлуатації повітряних ліній, на ризики порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС під час відмов ЕО. У зв'язку з цим важливою задачею є визначення оптимальної послідовності виведення ПЛ з експлуатації для проведення ремонтних робіт або заміни, тобто оперативний персонал потрібно вибрати такі альтернативи a_i прийняття рішень: $a_1, a_2, \dots, a_n$ – вивести з експлуатації для ремонту або замінити на нове ЕО або ПЛ (ПЛ₁, ПЛ₂, ..., ПЛ_n

відповідно).

В якості критеріїв для оцінки альтернативних рішень доцільно взяти наступні: C_1 – ймовірність відмови повітряних ліній на інтервалі часу спостереження; C_2 – індекс ризику функціонування ЕЕС при відмовах повітряних ліній; C_3 – збитки системи внаслідок порушення режиму; C_4 – термін відновлення системи після аварії.

Для тестової схеми (додаток А), яка містить 7 ПЛ 330 кВ і 9 ПЛ 110 кВ з метою визначення ймовірнісних складових ризику відмови окремих елементів було розраховано 10000 режимів із використанням алгоритму ймовірнісно-статистичного моделювання. Основні параметри і характеристики елементів схеми наведені в додатку А. Для ПЛ на рис. 5.8 наведено результати розрахунку ризику відмови ВВ, ПЛ та СТ на заданому інтервалі часу $\Delta t = 6$ міс в результаті порушення динамічної стійкості схеми ЕЕС.

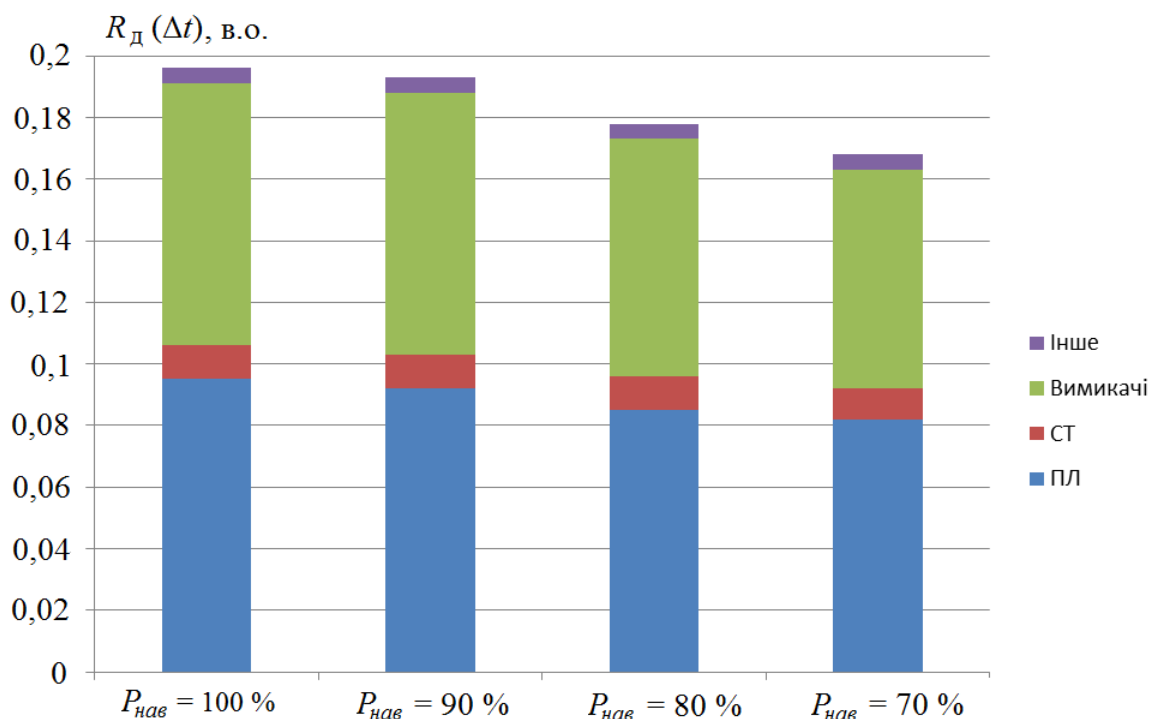


Рисунок 5.8 – Ризик порушення динамічної стійкості схеми ЕЕС $R(\Delta t)$

У зв'язку відсутності достатньої статистики по відмовам ПЛ і інших одиниць обладнання певного типу і класу напруги в якості параметра для

визначення ймовірності їх відмови використовуємо інтегральний показник ТС, а саме, загальний спрацьований ресурс S , який визначається за алгоритмом наведеним в розділі 2. Результати визначення ймовірності відмови ПЛ для I – IV інтервалів спостереження з різним сумарним навантаженням наведено в табл. 5.6.

Таблиця 5.6 – Результати визначення ймовірності відмови ПЛ для I – IV інтервалів спостереження з різним сумарним навантаженням

Найменування розрахункового параметра		Вибірка ПЛ підсистеми ЕЕС, які пропонуються до виводу з експлуатації					
		L02-04	L04-08	L04-11	L08-10	L11-12	L12-14
Термін напрацювання t , (рік)		22	43	10	6	16	19
I інтервал	Спрацьований ресурс працездатності	0,185	0,184	0,338	0,431	0,336	0,301
	Інтенсивність відмов λ_{ϕ} , (рік-1)	0,03	0,089	0,024	0,027	0,025	0,027
	Ймовірність відмови $P(t)$, (в.о.)	0,456	0,931	0,259	0,18	0,358	0,407
	Ймовірність відмови $P(t+\Delta t)$, (в.о.)	0,464	0,949	0,268	0,191	0,367	0,415
	Ймовірність відмови на інтервалі напрацювання $P(t, t+\Delta t)$, (в.о.)	0,0154	0,0273	0,0145	0,0178	0,0162	0,0159
II інтервал	Спрацьований ресурс працездатності	0,189	0,187	0,341	0,437	0,340	0,305
	Інтенсивність відмов λ_{ϕ} , (рік-1)	0,03	0,092	0,024	0,026	0,026	0,028
	Ймовірність відмови $P(t)$, (в.о.)	0,464	0,949	0,268	0,191	0,367	0,415
	Ймовірність відмови $P(t+\Delta t)$, (в.о.)	0,472	0,968	0,277	0,201	0,375	0,423
	Ймовірність відмови на інтервалі напрацювання $P(t, t+\Delta t)$, (в.о.)	0,0157	0,0279	0,00149	0,0184	0,0165	0,0163
III інтервал	Спрацьований ресурс працездатності	0,195	0,192	0,346	0,443	0,343	0,309
	Інтенсивність відмов λ_{ϕ} , (рік-1)	0,031	0,095	0,024	0,026	0,026	0,028
	Ймовірність відмови $P(t)$, (в.о.)	0,472	0,968	0,277	0,201	0,375	0,423
	Ймовірність відмови $P(t+\Delta t)$, (в.о.)	0,48	0,987	0,285	0,211	0,383	0,431
	Ймовірність відмови на інтервалі напрацювання $P(t, t+\Delta t)$, (в.о.)	0,0164	0,0284	0,0152	0,0189	0,0169	0,0168
IV інтервал	Спрацьований ресурс працездатності	0,198	0,196	0,352	0,446	0,348	0,314
	Інтенсивність відмов λ_{ϕ} , (рік-1)	0,031	0,098	0,024	0,026	0,026	0,028
	Ймовірність відмови $P(t)$, (в.о.)	0,48	0,986	0,285	0,211	0,383	0,431
	Ймовірність відмови $P(t+\Delta t)$, (в.о.)	0,488	0,999	0,294	0,221	0,391	0,439
	Ймовірність відмови на інтервалі напрацювання $P(t, t+\Delta t)$, (в.о.)	0,0169	0,0288	0,0157	0,0192	0,0175	0,0173

Результати розрахунків кількісних характеристик ризику порушення динамічної стійкості ЕЕС після виведення з експлуатації по черзі ПЛ в режимі проходження графіка навантаження ЕЕС наведено в табл. 5.7.

Таблиця 5.7 – Аналіз характеристик розподілу ризику порушення нормального режиму при виведенні з експлуатації повітряних ліній

Інтервал	Вибірка ПЛ тестової моделі ЕЕС, які пропонуються до виводу з експлуатації					
	L02-04	L04-08	L04-11	L08-10	L11-12	L12-14
1. Ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС $R(\Delta t)$ на інтервалі спостереження $\Delta t = 6$ (міс.):						
I	0,581	0,415	0,543	0,778	0,919	0,906
II	0,492	0,524	0,589	0,752	0,924	0,907
III	0,525	0,482	0,523	0,685	0,915	0,895
IV	0,567	0,398	0,512	0,782	0,901	0,924

Аналіз отриманих результатів (табл. 5.7), показує, що виведення з експлуатації на II інтервалі часу ПЛ характеризується високим рівнем ризику порушення динамічної стійкості енергосистеми $R(\Delta t) = 0,924$ в.о.

В табл. 5.8 приведені результати експертної оцінки збитків системи внаслідок порушення режиму та терміну відновлення системи після аварії.

Таблиця 5.8 – Розподіл збитків системи внаслідок порушення режиму та терміну відновлення системи після аварії при виведенні з експлуатації ПЛ

Інтервал	Вибірка ПЛ тестової моделі ЕЕС, які пропонуються до виводу з експлуатації					
	L02-04	L04-08	L04-11	L08-10	L11-12	L12-14
1. Збитки системи внаслідок порушення режиму Z_E на інтервалі спостереження $\Delta t = 6$ (міс.):						
I	0,554	0,512	0,682	0,824	0,922	0,827
II	0,412	0,562	0,428	0,720	0,824	0,724
III	0,567	0,423	0,375	0,667	0,952	0,795
IV	0,653	0,278	0,482	0,752	0,775	0,655
2. Термін відновлення системи після аварії T_B на інтервалі спостереження $\Delta t = 6$ (міс.):						
I	0,127	0,354	0,176	0,628	0,751	0,534
II	0,354	0,625	0,253	0,542	0,533	0,752
III	0,215	0,438	0,522	0,352	0,622	0,442
IV	0,146	0,113	0,157	0,127	0,453	0,437

Результати визначення найкращої альтернативи щодо виведення з експлуатації ПЛ за критеріями $C_1 - C_4$ для I – IV інтервалів часу спостереження $\Delta t = 6$ міс. наведено в табл. 5.9.

Таблиця 5.9 – Результати визначення найкращої альтернативи виведення з експлуатації ПЛ на заданому інтервалі спостереження $\Delta t = 6$ міс.

Інтервал	Вибір ПЛ тестової моделі ЕЕС, які пропонуються до виводу з експлуатації					
	L02-04	L04-08	L04-11	L08-10	L11-12	L12-14
1. Багатокритеріальний вибір альтернатив на основі нечіткого відношення переваги:						
I	0	0,6	0	0,6	1	0
II	0	0,6	0	0,6	1	0,2
III	0	0,6	0	0,6	1	0
IV	0	0,6	0	0,6	1	0,8

Найбільш ефективним превентивним рішенням, за умови зниження ризику порушення нормального режиму, є альтернатива a_5^{III} на всіх інтервалах спостереження, що потребує виведення ПЛ з експлуатації.

В якості прикладу для обґрунтування прийняття оптимальних рішень щодо послідовності виведення з експлуатації ПЛ представлено результати отримані використанням багатокритеріального вибору альтернатив на основі нечіткого відношення переваги для I інтервалі часу спостереження ЕЕС.

З використанням методу Фішберна та результатів експертного оцінювання важливості критеріїв визначимо вагові коефіцієнти важливості критеріїв. Отриманий вектор вагових коефіцієнтів оптимізаційних критеріїв має вигляд:

$$\Omega = [w_1, w_2, w_3, w_4] = [0,3; 0,4; 0,2; 0,1]$$

Складені матриці нечітких відношення переваги $\mu_{R_s}(a_k^B, a_l^B)$, $k, l = \overline{1, 5}$:

$$\mu_{R_1}(a_k^B, a_l^B) = \begin{bmatrix} a_1^B & a_2^B & a_3^B & a_4^B & a_5^B & a_6^B \\ a_1^B & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ a_2^B & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ a_3^B & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ a_4^B & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ a_5^B & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ a_6^B & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\begin{aligned}
\mu_{R_2}(a_k^B, a_l^B) &= \begin{bmatrix} & a_1^B & a_2^B & a_3^B & a_4^B & a_5^B & a_6^B \\ a_1^B & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ a_2^B & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a_3^B & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ a_4^B & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ a_5^B & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ a_6^B & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 \end{bmatrix}, \\
\mu_{R_3}(a_k^B, a_l^B) &= \begin{bmatrix} & a_1^B & a_2^B & a_3^B & a_4^B & a_5^B & a_6^B \\ a_1^B & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a_2^B & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a_3^B & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ a_4^B & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ a_5^B & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ a_6^B & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 \end{bmatrix}, \\
\mu_{R_4}(a_k^B, a_l^B) &= \begin{bmatrix} & a_1^B & a_2^B & a_3^B & a_4^B & a_5^B & a_6^B \\ a_1^B & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a_2^B & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ a_3^B & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ a_4^B & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 \\ a_5^B & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ a_6^B & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}.
\end{aligned} \tag{5.13}$$

Визначення першої згортки $\mu_{Q_1}(a_k^B, a_l^B) = \min_{j=1, m} (a_k^B, a_l^B)$, $k, l = \overline{1, m}$:

$$\mu_{Q_1}(a_k^B, a_l^B) = \begin{bmatrix} & a_1^B & a_2^B & a_3^B & a_4^B & a_5^B & a_6^B \\ a_1^B & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a_2^B & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a_3^B & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ a_4^B & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ a_5^B & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ a_6^B & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (5.14)$$

Визначення множини невідоміючих альтернатив за Q_1 та другої згортки

$$\mu_{Q_2}(a_i^B, a_j^B) = \sum_{j=1}^m w_j \cdot \mu_j(a_i^B, a_j^B), \quad \sum_{i=1}^n w_i = 1, \quad w_i > 0,$$

$$\mu_{Q_1}^{\text{нд}}(a_i^B) = 1 - \sup_{a_j \in A} (\mu_{Q_1}(a_i^B, a_j^B) - \mu_{Q_1}(a_j^B, a_i^B)) = (0 \quad 1 \quad 0 \quad 1 \quad 1 \quad 0). \quad (5.15)$$

$$\mu_{Q_2}(a_i^B, a_j^B) = \begin{bmatrix} & a_1^B & a_2^B & a_3^B & a_4^B & a_5^B & a_6^B \\ a_1^B & 1 & 0,6 & 0,7 & 0 & 0 & 0 \\ a_2^B & 0,4 & 1 & 0,4 & 0,3 & 0,3 & 0,3 \\ a_3^B & 0,3 & 0,6 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ a_4^B & 1 & 0,7 & 1 & 1 & 0,3 & 0,4 \\ a_5^B & 1 & 0,7 & 1 & 0,7 & 1 & 1 \\ a_6^B & 1 & 0,7 & 1 & 0,6 & 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (5.16)$$

Визначення множини невідоміючих альтернатив за Q_2 :

$$\begin{aligned} \mu_{Q_2}^{\text{нд}}(a_i^B) &= 1 - \sup_{a_j \in A} (\mu_{Q_2}(a_i^B, a_j^B) - \mu_{Q_2}(a_j^B, a_i^B)) = \\ &= (0 \quad 0,6 \quad 0 \quad 0,6 \quad 1 \quad 0). \end{aligned} \quad (5.17)$$

Визначення найкращого рішення по згортках $Q_1^{\text{нд}} \cap Q_2^{\text{нд}}$:

$$\mu^{\text{нд}}(a_i^B) = \sup_{a \in A} \mu^{\text{нд}}(a_i^B) = (0 \quad 0,6 \quad 0 \quad 0,6 \quad 1 \quad 0). \quad (5.18)$$

5.3 Результати розрахунку оптимального розподілу витрат на оновлення електрообладнання і ПЛ енергопостачальної компанії

5.3.1 Визначення ступеня важливості обладнання щодо пріоритету розподілу витрат на оновлення за результатами суб'єктивних експертних оцінок

При вирішенні задачі визначення рівня важливості об'єкта в частині оптимального розподілу витрат на ТО і Р та на заміну обладнання не завжди можна отримати інформацію щодо кількісних характеристик факторів впливу (ймовірність відмови, об'єм виробничих фондів, завантаження обладнання, аварійність) для конкретного енергооб'єкта енергопостачальної компанії. У такому випадку можна використати суб'єктивні судження експертів з використанням теорії нечітких множин для нечіткої оцінки ступеня важливості об'єкта.

Нечітка оцінка рівня важливості окремих елементів ЕЕС A_i дозволяє врахувати об'єктивно існуючі невизначеності, наявність яких є характерною при прийнятті рішень при різних суб'єктивних критеріях вибору.

У загальному випадку для задачі розподілу інвестицій розглянемо множину $P = \{P_i\}$, $i = \overline{1, n}$ – із можливих варіантів розподілу коштів на ТО і Р і заміну усіх об'єктів експлуатації, бюджетне обмеження B_i на ТО і Р i -го варіанту розподілу коштів, $C = \{C_l\}$, $l = \overline{1, h}$ – найбільш важливі критерії, за якими порівнюють варіанти розподілу, $t = \overline{1, k}$ – список експертів, які приймають участь у вирішенні задачі розподілу. Відомі нечіткі оцінки кожного з експертів (особа, що приймає рішення) за кожним критерієм $O_{ilt} - D_t$ за кожним критерієм C_l для варіанту P_i : $i = \overline{1, n}$, $l = \overline{1, h}$, $t = \overline{1, k}$. Ці оцінки необхідно об'єднати в узагальнену оцінку A_i варіанта прийняття рішень P_i , $i = \overline{1, n}$. Потрібно оптимально розподілити виділені кошти між об'єктами у відповідності з індивідуальними побажаннями ОПР D при урахуванні обмеження B .

Ця задача відноситься до класу задач багатокритеріального оптимального вибору альтернатив [121, 123], вирішення яких передбачає знаходження тих варіантів розподілу, які що максимізують узагальнену оцінку, тобто ступінь привабливості A_i варіанта прийняття рішень P_i , $i = \overline{1, n}$.

Задачу агрегування з метою отримання узагальненої оцінки, можна розглядати як задачу комбінування нечітких множин. Для агрегування нечітких оцінок O_{ilt} експертів (ОПР) за кожним з критеріїв C_l для варіантів виділення коштів P_i необхідно знати зваженну агреговану оцінку [121, 123]. Для цього кожний експерт (ОПР) D_t призначає (привабливість) деякий нечіткий ваговий коефіцієнт $\tilde{W}_{lt}$ кожному з критеріїв C_l ($t = \overline{1, k}, l = \overline{1, h}$). Оскільки рівень кваліфікації кожного з експертів різний, то доцільно для кожного експерта (ОПР) D_t ($t = \overline{1, k}$) ввести ваги W_{opDt} , які можуть бути нечіткими. Ці коефіцієнти в загальному випадку задають апріорно і враховують рівень кваліфікації ОПР, а значення їх можуть суттєво впливати на результат вирішення задачі. Загальна схема отримання узагальненої оцінки важливості $\tilde{A}_i$ варіанту (об'єкта) P_i ($i = \overline{1, n}$) для виділення коштів на ТО і Р та заміну обладнання є такою є такою:

1. Отримання агрегованих зважених оцінок A_{Dit} кожного варіанта P_i від кожної ОПР D_t , $i = \overline{1, n}$, $t = \overline{1, k}$, (на основі частинних нечітких оцінок O_{ilt} ОПР D_t за кожним критерієм C_l) і вагових коефіцієнтів W_{lt} критеріїв C_l , $i = \overline{1, n}$, $l = \overline{1, h}$, $t = \overline{1, k}$.

2. Отримання кінцевих урівноважених агрегованих оцінок A_i кожного варіанту розподілу коштів на ТО і Р, P_i , $i = \overline{1, n}$ (на основі агрегування оцінок A_{Dit} від кожної ОПР D_t) і ваг W_{opDt} ОПР, $i = \overline{1, n}$, $t = \overline{1, k}$.

Таким чином у відповідності з алгоритмом необхідно спочатку знайти зважені оцінки A_{Dit} для кожного з варіантів розподілу виділення коштів на ТО і Р P_i кожної ОПР D_t , $i = \overline{1, n}$, $t = \overline{1, k}$.

$$A_{Dit} = \frac{1}{h} \otimes \left[(O_{i1t} \otimes \tilde{W}_{1t}) \oplus (O_{i2t} \otimes \tilde{W}_{2t}) \oplus \dots \oplus (O_{iht} \otimes \tilde{W}_{ht}) \right],$$

де $i = \overline{1, n}$, $t = \overline{1, k}$. $\tilde{W}_{lt}$ – нормований ваговий коефіцієнт критерію C_l , $l = \overline{1, h}$.

Кінцеві агреговані оцінки $\tilde{A}_i$ кожного варіанта P_i , $i = \overline{1, n}$ визначаються:

$$\tilde{A}_i = \frac{1}{t} \otimes \left[(A_{Di1} \otimes \tilde{W}_1) \oplus (A_{Di2} \otimes \tilde{W}_2) \oplus \dots \oplus (A_{Dik} \otimes \tilde{W}_k) \right],$$

де $i = \overline{1, n}$. W_{opDt} – нормований ваговий коефіцієнт критерію D_t , $t = \overline{1, k}$.

У результаті $\tilde{A}_i$ буде нечітким числом, яке має складну функцію належності, але для простоти на практиці зазвичай $\tilde{A}_i$ розглядають як нечітке число з трикутною функцією належності.

$\otimes$ і $\oplus$ – операція перемноження і підсумування трикутних нечітких чисел

Вагові коефіцієнти повинні бути нормовані:

$$W_j = \frac{W_j}{\sum_{j=1}^4 W_j}, \quad \sum W_j = 1$$

Кожен з них можна представити нечітким числом з експертно-визначеним розкидом.

5.3.2 Результати оптимального вибору варіантів розподілу виділених коштів на оновлення груп електрообладнання і ПЛ

Для схеми (додаток А) електричної мережі енергопостачальної компанії на основі вище представленого підходу отримаємо нечіткі експертні оцінки ступеню важливості оновлення обладнання $\tilde{A}_i$ та розрахунки оптимального розподілу обмежених інвестицій між окремими виділеними групами обладнання нечітким булевим програмуванням. Будемо розглядати чотири варіанти груп електрообладнання і ПЛ для оптимального розподілу виділених коштів на оновлення з використанням наступних критеріїв: імовірність відмово обладнання на інтервалі часу спостереження; ризик порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання; завантаженість об'єкта електроенергією; вартість виробничих фондів. Перший критерій визначимо як «Дуже важливий», другий –

«Важливий», третій – «Достатньо важливий», четвертий – «Не дуже важливий», четвертий – «Мало важливий». Функції належності та їх параметри оцінок важливості критеріїв наведено на рис. 5.9 і в таблиці 5.10. Функції належності критеріальних оцінок альтернатив наведено на рис. 5.10.

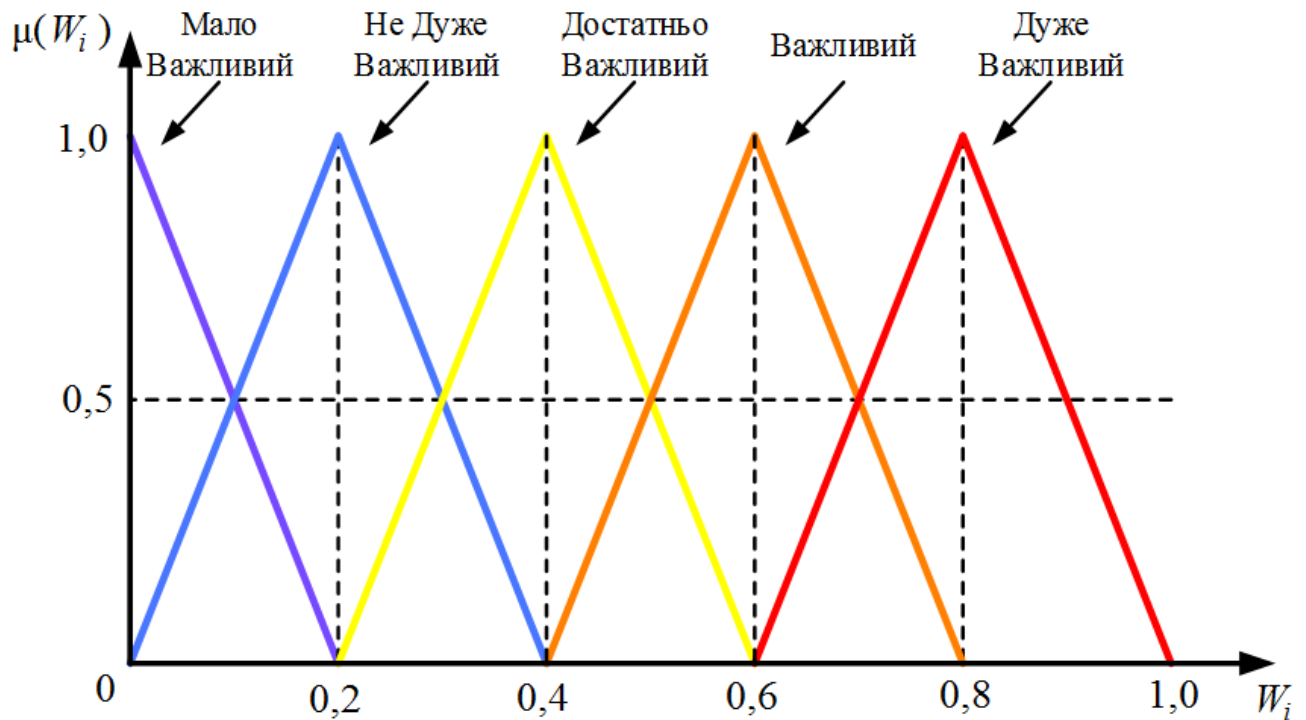


Рисунок 5.9 – Функції належності оцінок важливості критеріїв

Таблиця 5.10 – Параметри функцій належності оцінок важливості критеріїв

Критерій	Важливість	Ліва межа, W'	Вершина, W^*	Права межа, W''
Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Важливий	0,4	0,6	0,8
Розмір фонду (нормований до max), в.о.	Мало важливий	0	0	0,2
Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Дуже важливий	0,6	0,8	1,0
Пропуск електроенергії, (нормований до max), в.о.	Достатньо важливий	0,2	0,4	0,6

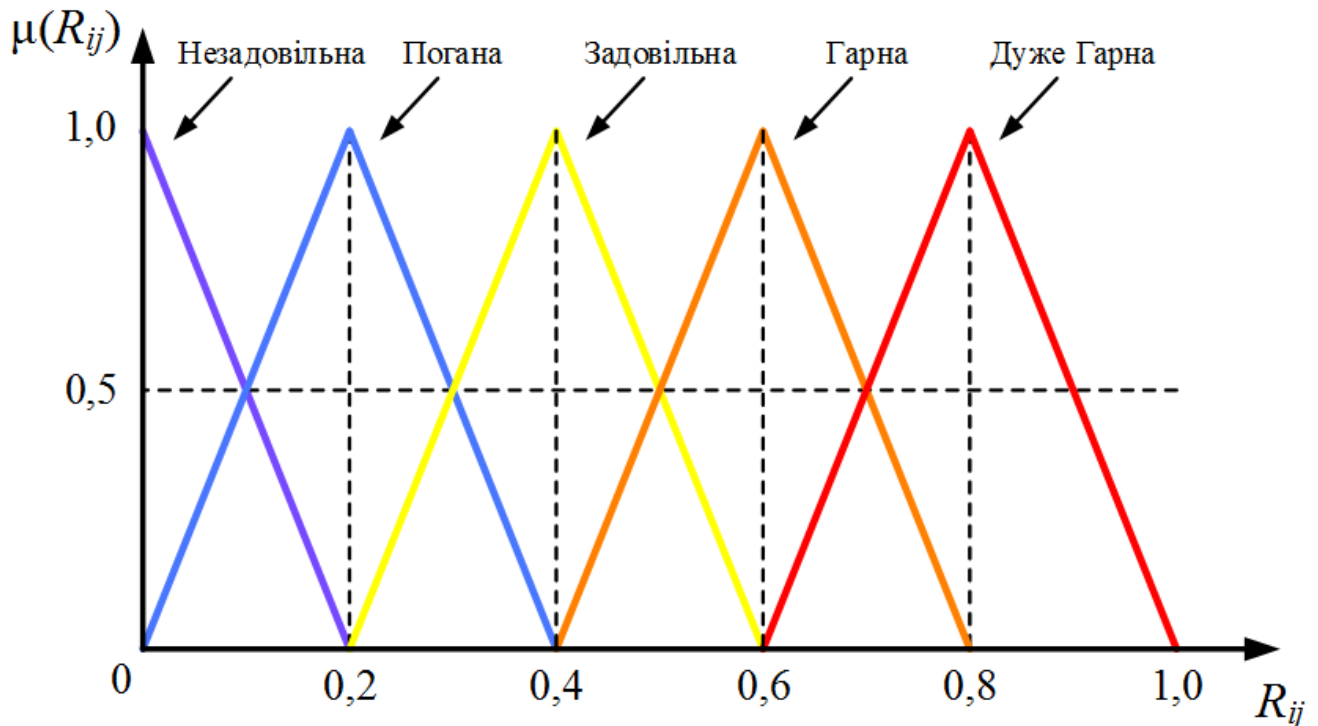


Рисунок 5.10 – Функції належності критеріальних оцінок альтернатив

Для оптимального вибору варіантів розподілу виділених коштів на оновлення груп електрообладнання і ПЛ енергопостачальної компанії розглянемо декілька варіантів оновлення групи одиниць обладнання.

1. Перший варіант оновлення групи одиниць обладнання в складі L02-03, L02-04, L04-11, L06-07, L13-15, L17-19-2 (додаток А). Експертні критеріальні оцінки шести альтернатив наведено в таблиці 5.11.

Таблиця 5.11 – Критеріальні оцінки шести альтернатив

Критерій	Об'єкт					
	L02-03	L02-04	L04-11	L06-07	L13-15	L17-19-2
Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Задовільна	Гарна	Дуже гарна	Дуже гарна	Дуже гарна	Задовільна
Розмір фонду (нормований до max), в.о.	Дуже гарна	Погана	Незадовільна	Погана	Погана	Погана
Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Дуже гарна	Гарна	Гарна	Дуже гарна	Дуже гарна	Дуже гарна
Пропуск електроенергії, (нормований до max), в.о.	Задовільна	Дуже гарна	Задовільна	Незадовільна	Незадовільна	Задовільна

Визначення параметрів функцій належності зважених оцінок альтернатив.

Альтернатива 1:

$$R'_1 = \sum_{i=1}^n W'_i \cdot R'_{1i} = W'_1 \cdot R'_{11} + W'_2 \cdot R'_{12} + W'_3 \cdot R'_{13} + W'_4 \cdot R'_{14} =$$

$$= 0,4 \cdot 0,2 + 0 \cdot 0,6 + 0,6 \cdot 0,6 + 0,2 \cdot 0,2 = 0,48$$

$$R^*_1 = \sum_{i=1}^n W^*_1 \cdot R^*_{1i} = W^*_1 \cdot R^*_{11} + W^*_1 \cdot R^*_{12} + W^*_1 \cdot R^*_{13} + W^*_1 \cdot R^*_{14} =$$

$$= 0,6 \cdot 0,4 + 0 \cdot 0,8 + 0,8 \cdot 0,8 + 0,4 \cdot 0,4 = 1,04$$

$$R''_1 = \sum_{i=1}^n W''_i \cdot R''_{1i} = W''_1 \cdot R''_{11} + W''_2 \cdot R''_{12} + W''_3 \cdot R''_{13} + W''_4 \cdot R''_{14} =$$

$$= 0,8 \cdot 0,6 + 0,2 \cdot 1,0 + 1,0 \cdot 1,0 + 0,6 \cdot 0,6 = 2,04$$

Для інших альтернатив 2-6 отримані параметри функцій належності зважених оцінок є такими:

Альтернатива 2: $R'_2 = 0,52$, $R^*_2 = 1,16$, $R''_2 = 2,12$.

Альтернатива 3: $R'_3 = 0,52$, $R^*_3 = 1,12$, $R''_3 = 2$.

Альтернатива 4: $R'_4 = 0,6$, $R^*_4 = 1,12$, $R''_4 = 2$.

Альтернатива 5: $R'_5 = 0,6$, $R^*_5 = 1,12$, $R''_5 = 2$.

Альтернатива 6: $R'_6 = 0,48$, $R^*_6 = 1,04$, $R''_6 = 1,92$.

Маємо ряд нечітких оцінок альтернатив $\tilde{A}$:

$$\tilde{A}_1 = (0,48, 1,04, 2,04), \quad \tilde{A}_2 = (0,52, 1,16, 2,12), \quad \tilde{A}_3 = (0,52, 1,12, 2),$$

$$\tilde{A}_4 = (0,6, 1,12, 2), \quad \tilde{A}_5 = (0,6, 1,12, 2), \quad \tilde{A}_6 = (0,48, 1,04, 1,92).$$

Результати оптимального розподілу виділених коштів на оновлення обладнання, отриманих нечітким булевим програмуванням для першого варіанту вибору груп електрообладнання і ПЛІ наведено в таблиці 5.12.

Таблиця 5.12 – Результати оптимального розподілу виділених коштів на оновлення обладнання для першого варіанту вибору груп електрообладнання і ПЛ

№ п/п	Об'єкт	Нечітке число			Загальний об'єм інвес- тицій, млн грн.	Номі- нальна вартість облад- нання, млн грн.	Нечі- тке число A ($\mu =$ 0,5), в.о.	Резуль- тат нечіткого булевого програ- мування (при $\mu =$ 0,5)	Нечі- тке число A ($\mu =$ 0,8), в.о.	Резуль- тат нечіткого булевого програ- мування (при $\mu =$ 0,8)
		R' , в.о.	R^* , в.о.	R'' , в.о.						
1	L02-03	0,48	1,04	2,04	398,2	275,7	2,3	0	2,768	0
2	L02-04	0,52	1,16	2,12		90,1	2,48	1	2,96	1
3	L04-11	0,52	1,12	2		25,8	2,38	1	2,824	1
4	L06-07	0,6	1,12	2		47,9	2,42	1	2,84	1
5	L13-15	0,6	1,12	2		35,7	2,42	1	2,84	1
6	L17-19-2	0,48	1,04	1,92		41,9	2,24	1	2,672	1

Результати розрахунку оптимального розподілу виділених коштів на для оновлення електрообладнання і ПЛ інших трьох варіантів груп електрообладнання і ПЛ наведено в додатку Ж.

Висновки до розділу № 5

1. Для схеми електричної мережі напругою 20 – 330 кВ підсистеми ЕЕС енергопостачальної компанії з використанням лінгвістичних моделей оцінки ТС електрообладнання і ПЛ визначено ймовірність їх відмови на інтервалі часу спостереження, розраховано ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС при відмовах ПЛ. Виявлено, що внаслідок значної інтенсивності відмов ПЛ ризик порушення динамічної стійкості схеми мережі підсистеми ЕЕС $R(\Delta t)$ від їх відмов становить $[0,082 - 0,095]$, тоді як для високовольтних вимикачів і силових трансформаторів він складає $[0,071 - 0,085]$ і $[0,001 - 0,011]$ відповідно.

2. Для визначення ймовірності відмови на інтервалі часу спостереження ЕО, зокрема ПЛ, різних типів і класів напруг за результатами статистичних даних по відмовам на протязі терміну напрацювання для трьох періодів експлуатації за прийнятими гіпотезами щодо виду теоретичної функції розподілу були

сформовані функції розподілу ймовірності відмови ЕО і ПЛ. Було перевірено правильність прийнятих гіпотез щодо виду теоретичної функції розподілу для ПЛ за критерієм Пірсона та ідентифіковано параметри функції інтенсивності та ймовірності відмов. Виконано модифікацію функцій розподілу ймовірності відмов обладнання врахуванням розрахованого спрацьованого ресурсу працездатності.

3. Проведено розрахунки та аналіз результатів прийняття рішень щодо стратегії експлуатації високовольтних повітряних ліній енергосистеми. Зокрема, для схеми електричної мережі підсистеми ЕЕС енергокомпанії, яка містить 7 ПЛ 330 кВ і 9 ПЛ 110 кВ з метою визначення ймовірнісних складових ризику відмови окремих елементів (ВВ, СТ і ПЛ), а також визначення характеристик розподілу ризику порушення нормального режиму при виведенні з експлуатації повітряних ліній було розраховано 10000 режимів із використанням алгоритму ймовірнісно-статистичного моделювання. Обґрунтовано і вибрано критеріальні параметри в задачах прийняття оптимальних рішень щодо послідовності виведення з експлуатації ПЛ. З використанням багатокритеріального вибіру альтернатив на основі нечіткого відношення переваги було визначено найкращу альтернативу щодо виведення з експлуатації повітряних ліній за умови мінімізації ризиків порушення нормального режиму в ЕЕС.

4. Запропоновано підхід для визначення ступеня важливості обладнання щодо пріоритету розподілу витрат на оновлення за результатами суб'єктивних експертних оцінок. Встановлено, що при вирішенні задач визначення рівня важливості об'єкта в частині оптимального розподілу витрат на ТО і Р та на заміну обладнання не завжди можна отримати інформацію щодо кількісних характеристик факторів впливу, а саме, ймовірності відмови, об'єму виробничих фондів, завантаження обладнання, рівня аварійності для конкретного енергооб'єкта енергопостачальної компанії. Обґрунтовано необхідність і доцільність використання суб'єктивних суджень експертів для нечіткої оцінки ступеня важливості об'єкта. Наведено загальну схему отримання узагальненої нечіткої оцінки важливості варіанту для виділення коштів на ТО і Р та заміну обладнання.

5. Для схеми (додаток А) електричної мережі енергопостачальної компанії на основі вище представленого підходу були отримані нечіткі експертні оцінки ступеню важливості оновлення обладнання та виконано розрахунки оптимального розподілу обмежених інвестицій між окремими виділеними групами обладнання нечітким булевим програмуванням.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішені актуальні наукові задачі підвищення ефективності функціонування енергопостачальної компанії при відмовах і виведенні з роботи електрообладнання і повітряних ліній шляхом розробки нових і удосконалення існуючих моделей діагностування ТС та визначення ймовірності їх відмови в умовах невизначеності інформації, розробки моделей оптимального розподілу інвестиційних витрат на ТО і Р та заміну обладнання, що дає можливість знизити ризик порушення нормального режиму ЕЕС при відключенні окремих елементів, пріоритезувати виведення з експлуатації ПЛ та виконати сегментацію наявного парку обладнання на основі використання методів штучного інтелекту, зокрема кластерного аналізу. При розв'язанні поставлених задач використано положення теорії ймовірності та надійності обладнання та ЕЕС, теорії нечітких множин і нечіткої логіки, нечітко-статистичні методи, теорія прийняття рішень, методи кластерного аналізу.

1. Проаналізовано сучасний стан і особливості умов функціонування та проблеми забезпечення експлуатаційної надійності електрообладнання і повітряних ліній ЕЕС України і інших країн. Проведений статистичний аналіз відмов електрообладнання і ПЛ сучасних ЕЕС показав, що значну частку аварійних ситуацій, які виникають в енергосистемі, спричиняють відмови ПЛ внаслідок суттєвого спрацювання ресурсу і обмеженості фінансування на їх ТО і Р та заміну. Проаналізовано основні причини виникнення і механізми розвитку найбільш відомих системних аварій, які мали місце в світовій електроенергетиці в останні десятиріччя та обґрунтовано використання показника ризику для розрахунку кількісних показників надійності ЕЕС.

2. Проведено детальний аналіз існуючих стратегій ТО і Р сучасних ЕЕС. Показано, що найбільш ефективним підходом щодо управління експлуатацією електроенергетичних об'єктів є ризик-орієнтований підхід. Визначено основні критерії та методи оцінки ризику порушення нормального режиму в ЕЕС при відмовах та виведенні з експлуатації ПЛ.

3. Обґрунтовано узагальнений підхід та сформовані основні принципи щодо побудови математичної моделі оцінки ТС та ресурсу працездатності ПЛ і іншого обладнання, які ґрунтуються на використанні ієрархічних структурних схем. На основі використання вибраного підходу побудована ієрархія структури математичної моделі та розроблена лінгвістична математична модель діагностування ТС ПЛ, що дає можливість визначити ймовірність відмови ПЛ на інтервалі часу спостереження за результатами визначення спрацьованого ресурсу. За результатами розрахунків ризику виникнення аварійних ситуацій в підсистемі ЕЕС при заміні ПЛ зі значним спрацьованим ресурсом на нові встановлено, що середнє зниження ризику складає від 6,87% до 48,16 %.

3. Запропоновано і реалізовано підхід щодо розподілу витрат на ТО і Р та заміну обладнання ЕЕС, який ґрунтується на використанні агрегованих показників, що визначають важливість його для енергосистеми, що дає можливість комплексно, за результатами оцінки ТС електрообладнання і ПЛ, та імовірісно-статистичного моделювання режимів ЕЕС виконати оптимальний розподіл обмежених виділених коштів на ТО і Р та заміну обладнання, оцінити ризик виникнення аварії в підсистемі ЕЕС.

4. Визначено найбільш важливі фактори впливу та отримані моделі розрахунку коефіцієнтів дольової участі за кожним фактором, що відтворюють переваги для прийняття управлінських рішень щодо розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат та витрат на оновлення обладнання енергокомпанії.

5. Розроблено лінгвістичну математичну модель визначення агрегованого показника ступеня важливості обладнання для формування варіантів розподілу витрат на ТО і Р та оптимального розподілу інвестиційних витрат на заміну електрообладнання і ПЛ на основі нечіткого цілочисельного програмування.

6. Розроблено математичні моделі і алгоритми формування груп різнорідного електрообладнання і ПЛ енергокомпанії за сукупністю визначальних ознак для кожного встановленого вікового діапазону на основі застосування методів ШІ, зокрема кластерного аналізу, що дасть можливість в межах кожної вікової групи сформулювати списки об'єктів, які потребують певних видів ТО і Р або

виведення з експлуатації з урахуванням ризику порушення нормального режиму енергосистеми.

7. Запропоновано метод визначення пріоритету виведення з експлуатації повітряних ліній, що дає можливість за результатами кількісної оцінки альтернатив сформулювати превентивні рішення щодо зниження ризику виникнення аварій в ЕЕС при відключенні обладнання.

8. На основі розроблених і викладених в дисертаційній роботі методів і математичних моделей розроблено програмне забезпечення для розрахунку спрацьованого ресурсу працездатності та ймовірності відмови повітряних ліній, визначення агрегованого показника ступеня значущості електрообладнання і ПЛ та оптимального розподілу обмежених інвестиційних коштів на ТО і Р та заміну обладнання, сегментації експлуатуємого парку електрообладнання і ПЛ енергокомпанії, що підтверджує працездатність розроблених математичних моделей і алгоритмів.

9. Отримані у дисертаційній роботі результати перевірено на реально функціонуючому обладнанні в підсистемах ЕЕС України та впроваджено у ТОВ «НВП» «Укренергоналадкавимірювання», а також при виконанні науково-дослідних робіт кафедри відновлювальних джерел енергії факультету електроенерготехніки та автоматики КПІ ім. Ігоря Сікорського.

10. На основі викладених в дисертаційній роботі теоретичних положень методів і моделей розроблено наступні програмні засоби: «Line-resource» на мові програмування Python 3.7 для оцінки ТС ПЛ за результатами контролю визначальних параметрів окремих функціональних вузлів та визначення подальшої стратегії експлуатації; оцінки кількісних показників ризику порушення нормального режиму в ЕЕС при відмовах або виведенні з експлуатації ПЛ; на мові програмування Python 3.7 «Optimal distribution» – на мові програмування Python 3.7 для оптимального вибору варіантів розподілу ресурсів на ТО і Р та заміну обладнання; «Equipment fleet segmentation» на мові програмування Python 3.7 – сегментація за алгоритмом чіткої і нечіткої кластеризації парку обладнання і ПЛ з підвищеним експлуатаційним ризиком.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

При написанні дисертації не використовувалися інструменти генеративного штучного інтелекту (ШІ) (Generative AI).

1. Бардик Є. І., Заклюка І. В. Комплексне моделювання технічного стану і режимів регулювання напруги пристроїв регулювання під навантаженням силових трансформаторів. *Технічні науки та технології: науковий журнал*. 2022, № 1(27), С. 161–171. URL: [https://doi.org/10.25140/2411-5363-2022-1\(27\)-161-171](https://doi.org/10.25140/2411-5363-2022-1(27)-161-171).
2. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л., і Заклюка І. В. Аналіз методів і алгоритмів дослідження режимної надійності енергосистем в умовах каскадного розвитку відмов. *Відновлювана енергетика*. 2023. № 3(74). С. 6–17. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3\(74\).6-17](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3(74).6-17).
3. Бардик Є. І., Заклюка І. В. Оптимальний розподіл інвестиційних витрат енергокомпанії на заміну обладнання з урахуванням економічних обмежень та експлуатаційних ризиків в енергосистемі. *Відновлювана енергетика*. 2024. № 2(77). С. 41–51. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2\(77\).41-51](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2(77).41-51).
4. Бардик Є. І., Заклюка І. В. Підвищення ефективності функціонування енергокомпаній оптимальним розподілом витрат на технічне обслуговування і ремонт обладнання. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2024. № 4(78). С. 52–62. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2024.315575>.
5. Бардик Є. І., Заклюка І. В. Нечітко-статистичне моделювання повітряних ліній для оцінки ймовірності відмови в задачах аналізу експлуатаційного ризику енергосистем. *Відновлювана енергетика*. 2025. № 2 (81). С. 44–57. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.2\(81\).44-57](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.2(81).44-57).
6. Бондаренко, О. Л. Моделювання і аналіз режимної надійності в підсистемах електроенергетичних систем в умовах каскадного розвитку відмов : дис. ... д-ра філософії : 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Бондаренко Олександр Леонідович. – Київ, 2023. – 241 с.
7. Kuchansky 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.
8. 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>.

9. 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>.
10. Костерев М. В., Бардик Є. І. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем. Київ : НТУУ «КПІ», 2010. 131 с.
11. 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.
12. Wang B., Li Y., Watada J. A New MOPSO to Solve a Multi-Objective Portfolio Selection Model with Fuzzy Value-at-Risk. *Knowledge-Based and Intelligent Information and Engineering Systems*. Berlin, Heidelberg, 2011. P. 217–226. URL: https://doi.org/10.1007/978-3-642-23854-3_23.
13. 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. 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)
14. 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>
15. Risk Assessment of Power Systems / ed. by W. Li. Hoboken. NJ, USA : John Wiley & Sons, Inc., 2014. 534 p. URL: <https://doi.org/10.1002/9781118849972>.
16. Anders G., Vaccaro A. *Innovations in Power Systems Reliability*. London : Springer London, Limited, 2011.
17. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л., Болотний М. П. Аналіз режимної надійності при плануванні сталого розвитку енергосистеми. *Відновлювана енергетика*. 2024. №4(79). С. 46-58. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.4\(79\).46-58](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.4(79).46-58)
18. Бардик Є. І. Моделювання та оцінка ризику відмов електрообладнання електроенергетичних систем з урахуванням рівня відновлення ресурсу після ремонту. *Науковий вісник НГУ*. 2014. № 3. С. 82–90.

19. Бардик Є. І., Костерев М. В., Болотний М. П. Підвищення надійності функціонування енергокомпаній на основі оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2014. № 39. С. 13–19.
20. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. НЕК Укренерго. URL: <https://ua.energy/peredacha-idyspetcheryzatsiya/plan-rozvytku-oes-ukrayiny/>.
21. Кесова Л. О., Коберник О. С., Дубровський В. В. Аналіз впливу технічного стану та умов експлуатації на ефективність та надійність енергоблоків теплових електростанцій в ОЕС України. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. № 2 (57). С. 46–52.
22. Проект Плану відновлення України: Матеріали робочої групи «Енергетична безпека» / Національна рада з відновлення України від наслідків війни. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>.
23. 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>.
24. Зайцев Є. О., Панчик М. В. Термометричні методи дослідження стану спресованості осердя статора потужного турбогенератора. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2021. № 59. С. 086. URL: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.59.086>.
25. Shevchenko. V., Lizan I. Y. Proposals on the prevention and elimination of defects in the cores of turbogenerators stators. *Naukovi pratsi Donetskoho natsionalnoho tekhnichnoho universytetu. Serii : Elektrotekhnika i enerhetyka*. 2015. №1. С. 139–144.
26. 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.
27. 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.
28. 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.

29. Kensytskyi O. H., Levytskyi A. S., Zaitsev I. O. Reconstruction and modernisation ukraine power-stations turbogenerators in post-war period. *Praci Institutu elektrodinamiki Nacionalanoi akademii nauk Ukraini*. 2023. Vol. 2023, no. 65. P. 139–144. URL: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.139>.
30. 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.
31. Огляд технологічних порушень в мережах ДП НЕК «Укренерго» за 2012 рік. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго». Відділ протиаварійної роботи, 2013. 25 с.
32. Огляд технологічних порушень в мережах ДП НЕК «Укренерго» за 2016 рік. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго». Відділ протиаварійної роботи, 2017. 34 с.
33. Огляд технологічних порушень в мережах ДП НЕК «Укренерго» за 2017 рік. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», Відділ протиаварійної роботи, 2018. 57 с.
34. Річний звіт. Annual report 2010. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», 2011. 96 с.
35. Річний звіт. Annual report 2011. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», 2012. 81 с.
36. Річний звіт. Annual report 2012. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», 2013. 114 с.
37. Річний звіт. Annual report 2013. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», 2014. 115 с.
38. Річний звіт. Annual report 2014. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», 2015. 107 с.

- 39.Річний звіт. Annual report 2015. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», 2016. 105 с.
- 40.Річний звіт. Annual report 2016. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», 2017. 103 с.
- 41.Кирик В. В., Рибка О. О. Аналіз стану та технічної відповідності електричних мереж ОЕС України вимогам ENTSO-E. *Гідроенергетика України*. 2021. № 3–4. С. 65–69.
- 42.Кузнецов В. Г., Тугай Ю. І. Підвищення надійності та ефективності магістральних електричних мереж. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2009. № 23. С. 110–117.
- 43.Кирик В. В., Жук Б. О. Аналіз аварійних вимикань магістральних ліній електропередавання. *Наукові праці Донецького національного технічного університету, серія: електротехніка і енергетика*. 2018. №1 (19)–2 (20). С. 40–46.
- 44.Bardyk E., Bolotnyi N. Development of a model for determining a priority sequence of power transformers out of service. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2018. Vol. 3, no. 8 (93). P. 6–15. URL: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2018.133570>.
- 45.Ito H. Switching Equipment. Springer International Publishing, 2018. URL: <https://books.google.com.ua/books?id=Ay6JswEACAAJ>.
- 46.Switching in Electrical Transmission and Distribution Systems / R. Smeets et al. Wiley, 2014. URL: <https://books.google.com.ua/books?id=JWwHBAAAQBAJ>.
- 47.Garzon R. D. High Voltage Circuit Breakers: Design and Applications. Taylor & Francis Group, 2002.
- 48.Janssen A., Makareinis D., Solver C.-E. International Surveys on Circuit-Breaker Reliability Data for Substation and System Studies. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2014. Vol. 29, no. 2. P. 808–814. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2013.2274750>.
- 49.Condition monitoring of high voltage circuit breakers / M. H. B. de Grijp et al. *IEEE. AFRICON '96*, Stellenbosch, South Africa. URL: <https://doi.org/10.1109/afrcon.1996.563009>.

50. Reliability and electrical stress survey on high voltage circuit breaker in Japan / Y. Nakada et al. *CIGRE, Report A3-205*. 2006.
51. CIGRE Working Group A3.06. Final report of the second international enquiry on high voltage circuit breaker failures and defects in service. *CIGRE Work. Group, Paris, France, VIGRE Rep.* 1994. Vol. 83.
52. CIGRE Working Group A3.06. Final report of 2004-2007 international enquiry on reliability of high voltage equipment, Part 2–Reliability of high voltage circuit breakers. *CIGRE Techn Broch.* 2012. Vol. 510.
53. Final report of the 2004-2007 international enquiry on reliability of high voltage equipment / A. Carvalho et al. *Electra*. 2012. Vol. 264. P. 49–53.
54. Final report on high-voltage circuit breaker reliability data for use in substation and system studies / C. Heising et al. *International Conference On Large High Voltage Electric Systems*. 1994.
55. Тарасевич П. Й. Перспективи розвитку засобів виявлення високовольтних вимикачів напругою 110 – 750, що відмовили. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка», Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2009. № 637. С. 91–95.
56. Bogomolov V. S., Zikherman M. Kh., L'vov Yu. N., Nazarov I. A., Timashova L. V., Shleifman I.L., et al. Damageability of the main electrical equipment of 110 – 750 kV substations. *Energy of Unified Grid*. 2013. Vol. 2. P. 14–21.
57. Features of Operation of High-Voltage Electric Switches / O. Y. Rubanenko et al. *Visnyk of Vinnytsia Politechnical Institute*. 2021. Vol. 159, no. 6. P. 82–87. URL: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-159-6-82-87>.
58. Рубаненко О. Є., Мисенко С. В. Координація впровадження та забезпечення надійності елегазових вимикачів в умовах експлуатації. *Вісник Хмельницького національного університету*. 2013. № 1. С. 135–139.
59. Досвід та перспективи експлуатації елегазових вимикачів у Південно-Західній енергетичній системі / Р. І. Михайлюк та інш. *Енергетика та електрифікація*. 2014. № 3. С. 34–37.
60. Кутін В. М., Рубаненко О. Є., і Мисенко С. В. Досвід впровадження та забезпечення надійності елегазових вимикачів в умовах експлуатації. *Наукові праці ВНТУ*. 2013. № 1. С. 1–7.

61. Jeyaraj S. G., Habtay Y. Effective and efficient circuit breaker analysis. *IET Conference on Reliability of Transmission and Distribution Networks (RTDN 2011)*, London, UK. 2011. URL: <https://doi.org/10.1049/cp.2011.0532>.
62. Razi-Kazemi A. A. Circuit breaker condition assessment through a fuzzy-probabilistic analysis of actuating coil's current. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2016. Vol. 10, no. 1. P. 48–56. URL: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.1236>.
63. Influence of contact erosion on the state of SF6 gas in interrupter chambers of HV SF6 circuit breakers / M.-H. Kim et al. *2014 IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC)*, Santa Fe, NM, USA, 1–5 June 2014. 2014. URL: <https://doi.org/10.1109/ipmhvc.2014.7287312>.
64. Development of on-line monitoring system for SF6 circuit breaker / X. Jin et al. *2011 6th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, Beijing, China, 21–23 June 2011. 2011. URL: <https://doi.org/10.1109/iciea.2011.5975644>.
65. Influence of contact erosion on the state of SF6 gas in interrupter chambers of HV SF6 circuit breakers / M.-H. Kim et al. *2014 IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC)*, Santa Fe, NM, USA, 1–5 June 2014. 2014. URL: <https://doi.org/10.1109/ipmhvc.2014.7287312>.
66. Integrated state test system of high voltage circuit breakers based on embedded technology / Y. Fan et al. *2011 6th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, Beijing, China, 21–23 June 2011. 2011. URL: <https://doi.org/10.1109/iciea.2011.5975847>.
67. Fan Y., Xiaoguang H. Research on the mechanical state parameter extraction method of high voltage circuit breakers. *2012 10th IEEE International Conference on Industrial Informatics (INDIN)*, Beijing, China, 25–27 July 2012. 2012. URL: <https://doi.org/10.1109/indin.2012.6301146>.
68. Кузнецов В. Г., Тугай Ю. І., Шполянський О. Г. Аналіз передумов пошкодження елегазових вимикачів у електричних мережах 750 кВ. *Праці ІЕД НАНУ*. 2017. № 47. С. 16–22.
69. Commission I. E. IEC 62271-1 Ed. 2.0 b : 2017, Second Edition : High-voltage switchgear and controlgear - Part 1: Common specifications for alternating current switchgear and controlgear. Multiple. Distributed through American National Standards Institute (ANSI), 2017. 259 p.

70. 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>.
71. 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
72. 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>.
73. 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>.
74. Corsi S., Sabelli C. General blackout in Italy Sunday September 28, 2003, h. 03:28:00. *2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Denver, CO, USA. URL: <https://doi.org/10.1109/pes.2004.1373162>.
75. 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>.
76. 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.
77. Yang B., Vittal V., Heydt G. T. Slow-Coherency-Based Controlled Islanding—A Demonstration of the Approach on the August 14, 2003 Blackout Scenario. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2006. Vol. 21, no. 4. P. 1840–1847. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2006.881126>.
78. 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>.
79. Larsson S., Danell A. The black-out in southern Sweden and eastern Denmark, September 23, 2003. *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, Atlanta, Georgia, USA, 29 October – 1 November 2006. 2006. URL: <https://doi.org/10.1109/psce.2006.296324>.

80. 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>.
81. 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>.
82. 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>.
83. 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>.
84. 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>.
85. 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>.
86. Schorn C., Balzer G. Asset Management for Infrastructure Systems: Energy and Water. Springer, 2015. 348 p.
87. 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>.
88. 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.
89. Бардик Є. І. Моделювання електроенергетичної системи для оцінки ризику виникнення аварій при відмовах електрообладнання. *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія «Електротехніка і енергетика»*. 2013. № 1. С. 15–22.

90. One asset, one view - integrated asset management at British Columbia Transmission Corporation / Y. Mansour et al. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2005. Vol. 3, no. 3. P. 55–61. URL: <https://doi.org/10.1109/mpae.2005.1436501>.
91. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. Затверджено наказом Мінпаливенерго України від 13.06.2003р. №296. ОЕП «ГРІФРЕ». Київ, 2003. 613 с.
92. ГКД 34.20.661-2003. Правила організації технічного обслуговування і ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж Міненерго України. ОЕП «ГРІФРЕ». Київ, 2003. 227 с.
93. ГНД 34.47.503-2004. Інструкція з експлуатації елегазових вимикачів. – К.: «ГІФРЕ», 2004. 40 с.
94. Natti S., Kezunovic M. Model for Quantifying the Effect of Circuit Breaker Maintenance Using Condition-Based Data. *2007 IEEE Power Tech*, Lausanne, Switzerland, 1–5 July 2007. 2007. URL: <https://doi.org/10.1109/pct.2007.4538555>
95. Suwanasri T., Wattanawongpitak S., Homkeanchan T., Suwanasri C. Failure statistics and inventory management for high voltage circuit breaker using statistical distribution techniques : *2012 IEEE International conference on condition monitoring and diagnosis (23-27 September 2012, Bali, Indonesia)*. Bali, Indonesia, 2012. P. 513–516.
96. Kokorin E. L., Khalyasmaa A. I. Electrical equipment condition based maintenance strategy : *2016 International conference and exposition on electrical and power engineering (20-22 October 2016, Iasi, Romania)*. Iasi, Romania, 2016. P. 748–753.
97. Bertling L. Reliability-centred maintenance for electric power distribution systems : doctoral thesis. 2002. URL: <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:kth:diva-3391>.
98. 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.
99. 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>.
100. 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>.

101. Sand K., I. Wangensteen, 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>.
102. 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>.
103. Тугай Ю. І. Анормальні режими електричних мереж та їх оптимізація. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2007. № 1. С. 63–64.
104. Розробка методів і моделей аналізу анормальних режимів електричних мереж з метою їх оптимізації / В. Г. Кузнецов та ін. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2019. № 54. С. 19–28. URL: <https://doi.org/10.15407/publishing2019.54.019>.
105. 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>.
106. 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>.
107. Костерев М. В., Бардик Є. І, Літвінов В. В. Нечітке моделювання технічного стану високовольтних вимикачів енергосистем. *Наукові вісті НТУУ «КПІ»*. 2011. № 1. С. 12–18.
108. Доморошин С. В., Махлин П. В. Визначення спрацьованого ресурсу елегазового вимикача типу HGF 100/2 В, CGECALSTHOM за нечіткою моделлю. *Електротехніка і електроенергетика*. 2016. № 2. С. 72–81. DOI: <https://doi.org/10.15588/1607-6761-2016-2-8>.
109. Dehghanian P., Popovic T., Kezunovic M. Circuit breaker operational health assessment via condition monitoring data. *2014 North American Power Symposium (NAPS)*, Pullman, WA, USA, 7–9 September 2014. 2014. DOI: <https://doi.org/10.1109/naps.2014.6965427>.

110. Dehghanian P., Guan Y., Kezunovic M. Real-Time Life-Cycle Assessment of High-Voltage Circuit Breakers for Maintenance Using Online Condition Monitoring Data. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2019. Vol. 55, no. 2. P. 1135–1146. DOI: <https://doi.org/10.1109/tia.2018.2878746>.
111. Žarković M., Stojković Z. Artificial intelligence based thermographic approach for high voltage substations risk assessment. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2015. Vol. 9, no. 14. P. 1935–1945. URL: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0076>.
112. Substations SF6 circuit breakers: Reliability evaluation based on equipment condition / E. A. L. Vianna et al. *Electric Power Systems Research*. 2017. Vol. 142. P. 36–46. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.08.018>.
113. Razi Kazemi A. A., Lehtonen M. Aging failure model of circuit breakers equipped with condition monitoring systems. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. 2017. Vol. 27, no. 12. DOI: <https://doi.org/10.1002/etep.2463>.
114. Incorporating a Condition Monitoring Based Aging Failure Model of a Circuit Breaker in Substation Reliability Assessment / J. Zhong et al. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2015. Vol. 30, no. 6. P. 3407–3415. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2014.2387334>.
115. Горохов Є.В., Казакевич М.І., Турбін С.В., Назім Я.В. Вітрові та ожеледні впливи на повітряні лінії електропередачі. Донецьк, 2005. 348 с.
116. Кацадзе Т.Л., Буслова Н.В., Новіков К.М., Ніколаєва А.Д. Математичні моделі моніторингу відкладень ожеледі та зміни стріли провисання проводів повітряних ліній електропередавання. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2024. С. 75–80. URL: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.68.075>.
117. Pinho Da Silva N., Casaca J., Campos Pinto L., Azevedo F., Gomes-Mota J. Predictive modelling of overhead lines reliability and lifetime. *CIGRE, C1–109*. 2014.
118. Billinton R., Wu C., Singh G. Extreme adverse weather modeling in transmission and distribution system reliability evaluation. *PSCC*. Spain, 2002.
119. Hathout I. Maintenance Prioritization of Existing Transmission Lines Using Priority Risk Indices (PRI). *2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*. Stockholm, Sweden, 2006. P. 1–7. URL: <https://doi.org/10.1109/PMAPS.2006.360327>.

- 120.СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007 Оцінка технічного стану повітряних ліній електропередавання напругою від 35 кВ до 750 кВ. Частина 1. Металеві та залізобетонні опори. Паспортизація ліній. Київ : ГРІФРЕ : Міністерство палива та енергетики України, 2007. 126 с.
- 121.Гнатієнко Г. М., Снитюк В. Є. Експертні технології прийняття рішень : монографія. Харків : Щедра садиба плюс, 2017. 296 с.
- 122.Системи штучного інтелекту: нечітка логіка, нейронні мережі, нечіткі нейронні мережі, генетичний алгоритм : монографія / В. П. Лисенко та ін. Київ : НУБіП України, 2014. 332 с.
- 123.Зайченко Ю.П. Основи проектування інтелектуальних систем. Київ : Видавничий дім «Слово», 2004. 353 с.
- 124.Литвин В. В. Базис знань інтелектуальних систем підтримки прийняття рішень : монографія. Львів : Вид-во Львів політехніки, 2011. 240 с.
- 125.СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі. Настанова. Київ : ГРІФРЕ, 2005. 92 с.
- 126.Бардик Є. І., Бондаренко О. Л. Нечітке моделювання комутаційного обладнання для задач оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій в енергосистемі при відмовах електрообладнання. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2023. № 4. С. 75–86. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2022.273409>.
- 127.Костерев М. В., Бардик Є. І., Литвинов В. В. Оцінка імовірності відмови електрообладнання при керуванні режимами електричної системи. *Наукові праці ДНТУ. «Електротехніка і енергетика»*. 2011. №1 (186). С. 199–204.
- 128.Balzer G., Schorn C. Asset Management for Infrastructure Systems: Energy and Water. 2nd ed. Berlin : Springer, 2022. 456 p. URL: <https://doi.org/10.1007/978-3-030-90854-6>.
- 129.Handschin E., Jurgens I., Neumann C. Long term optimization for risk-oriented asset management. *16th Power Systems Computation Conference*. Glasgow, 2008.
- 130.Lehtonen M. On the optimal strategies of condition monitoring and maintenance allocation in distribution systems. *2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*. Stockholm, Sweden, 2006. P. 1–5. URL: <https://doi.org/10.1109/PMAPS.2006.360278>.

131. Wallnerström C. J. On Risk Management of Electrical Distribution Systems and the Impact of Regulations : licentiate thesis. 2008. URL: <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:kth:diva-4717>.
132. Wang Q., You F., Bai F. Maintenance Strategy for Multi-Component Systems Based on Structure and Reliability. *2020 11th International Conference on Prognostics and System Health Management*. Jinan, China. 2020. P. 309–314. URL: <https://doi.org/10.1109/PHM-Jinan48558.2020.00062>.
133. Selection of an optimal maintenance and replacement strategy of HV equipment by a risk assessment process. / G. Balzer et al. Paris : *CIGRE*, 2006. Pap. B3–103.
134. Billinton R., Ronald N. A. Reliability assessment of large electric power systems. Springer Science & Business Media, 2012. 296 p.
135. Herrera F., Verdegay J. L., Zimmermann H.-J. Boolean programming problems with fuzzy constraints. *Fuzzy Sets and Systems* 55.3. 1993. P. 285–293.
136. Espitia H. Compact fuzzy systems based on Boolean relations. *Applied Sciences*. 2021. Vol. 11, no. 4. URL: <https://doi.org/10.3390/app11041793>.
137. Herrera F., Verdegay J. L. Fuzzy boolean programming problems with fuzzy costs: A general study. *Fuzzy Sets and Systems* 81.1. 1996. P. 57–76.
138. Голубничий, Д. Ю. Інформаційна технологія відсікання неперспективних варіантів в алгоритмах рішення задачі цілочисельного лінійного програмування з булевими змінними на основі рангового підходу. *Theoretical and scientific foundations in research in Engineering : collective monograph / Beresjuk O., Lemeschew M., Stadnijtschuk M.* Boston : Primedia eLaunch, 2022. 543 p. С. 96–133. URL: <https://doi.org/10.46299/ISG.2022.MONO.TECH.3.7.1>.
139. Лиховид О. П., Фесюк О. В. Задача мінімального за витратами завантаження енергосистеми з вимкненням енергоблоків. *Теорія оптимальних рішень*. 2017. С. 102–107.
140. Herrera F., Verdegay J. L. Fuzzy boolean programming problems with fuzzy costs: A general study. *Fuzzy Sets and Systems*. 1996. Vol. 81, no. 1. P. 57–76. URL: [https://doi.org/10.1016/0165-0114\(94\)00324-6](https://doi.org/10.1016/0165-0114(94)00324-6).
141. Літвінов В. В. Оцінка ризику порушення стійкості двигунового навантаження при відмовах електрообладнання в підсистемі ЕЕС : дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02. Київ, 2012. 234 с.

142. Костерев М. В., Бардик Є. І., Літвінов В. В. Нечітко-статистичний підхід оцінювання експлуатаційної та режимної надійності об'єктів підсистем електроенергетичної системи. *Наукові праці ДНТУ. Серія «Електротехніка і енергетика»*, Донецьк. 2013. №1 (14). С. 122–128.
143. Костерев М. В., Бардик Є. І., Вожаков Р. В. Нечітке моделювання ЛЕП для оцінки ризику зниження надійності електропостачання. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2011. № 6. С. 159–163.
144. Метод формування нечіткого логічного висновку із залученням експертного комітету / С. Ф. Теленик і інші. Проблеми програмування. 2008. № 4. С. 73–83.
145. Alvarez-Alvarado M. S., Donaldson D. L., Recalde A. A., Noriega H. H., Khan Z. A., Velasquez W., Rodriguez-Gallegos C. D. Power System Reliability and Maintenance Evolution: A Critical Review and Future Perspectives. *IEEE Access*. 2022. Vol. 10. P. 51922–51950. URL: <https://doi.org/10.1109/access.2022.3172697>.
146. Contreras-Valdes A., Amezcuita-Sanchez J. P., Granados-Lieberman D., Valtierra-Rodriguez M. Predictive Data Mining Techniques for Fault Diagnosis of Electric Equipment: A review. *Applied Sciences*. 2020. Vol. 10, no. 3. P. 950. URL: <https://doi.org/10.3390/app10030950>.
147. Bhuiyan M. Z. A., Anders G. J., Philhower J., Du S. Review of static risk-based security assessment in power system. *IET Cyber-Physical Systems Theory & Applications*. 2019. Vol. 4, no. 3. P. 233–239. URL: <https://doi.org/10.1049/iet-cps.2018.5080>.
148. Ciapessoni E., Cirio D., Gaglioti E., Massucco S., Pitto A., Silvestro F. Risk evaluation in power system contingency analyses. *CIGREC*. 2010.
149. Liu Y. S., Hu B., Xie K. G., Li X. L., Cao K. Techniques of tracing the unreliability contributions of HVDC transmission system components. *Proceedings of the Chinese Society of Electrical Engineering*. 2010. Vol. 30, no. 10. P. 29–35.
150. Rajora G. L., Sanz-Bobi M. A., Tjernberg L. B., Cabus J. E. U. A review of asset management using artificial intelligence-based machine learning models: Applications for the electric power and energy system. *IET Generation Transmission & Distribution*. 2024. Vol 18, no. 12. P. 2155–2170. URL: <https://doi.org/10.1049/gtd2.13183>.
151. Hedayatnia P., Samimi M. H., Mohammadhosein M., Niayesh K. Ai-enhanced reliability centered maintenance for high voltage gas circuit breakers. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2025. Vol. 170. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2025.110919>.

152. Akhtar S., Adeel M., Iqbal M., Namoun A., Tufail A., Kim K. Deep learning methods utilization in electric power systems. *Energy Reports*. 2023. Vol. 10. P. 2138–2151. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.09.028>.
153. Бардик Є. І., Болотний М. П. Розробка нечіткого класифікатора для ранжування технічного стану силового трансформатора. *Електротехніка і Електромеханіка*. 2023, № 1. С. 3–13. URL: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2023.5.01>.
154. Ilić D., Žarković M. Machine learning for power generator condition assessment. *Electrical Engineering*. 2023. Vol. 106, no. 3. P. 2691–2703. URL: <https://doi.org/10.1007/s00202-023-02109-6>.
155. Zaldivar D. A., Sanchez A. M., Romero A. A. A comprehensive methodology for the optimization of condition-based maintenance in power transformer fleets. *Electric Power Systems Research*. 2023. Vol. 220. URL: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109374>.
156. Rajora G. L., Sanz-Bobi M. A., Domingo C. M., Tjernberg L. B. An Open-Source Tool-Box for Asset Management Based on the Asset Condition for the Power System. *IEEE Access*. 2025. Vol. 13, P. 49174–49186. URL: <https://doi.org/10.1109/access.2025.3551663>.
157. Žarković M. D., Stojković Z. M., Shiljkut V., Đorđević M., Tomašević M. Power transformers asset management based on machine learning. *The 12th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion*. 2020. P. 127–134. URL: <https://doi.org/10.1049/icp.2021.1204>.
158. Zaldivar D. A., Romero A. A., Rivera S. R. Risk assessment algorithm for power transformer fleets based on condition and strategic importance. *Algorithms*. 2021. Vol. 14, no. 11. URL: <https://doi.org/10.3390/a14110319>.
159. Duan C., Chen X., Shi H., Liu H. A New Model for Failure Mode and Effects Analysis Based on k-Means Clustering Within Hesitant Linguistic Environment. *Transactions on Engineering Management*. 2022. Vol. 69, no. 5. P. 1837–1847. URL: <https://doi.org/10.1109/TEM.2019.2937579>.
160. Zaki M. J., Meira W. Jr. Data Mining and Analysis: Fundamental Concepts and Algorithms. Cambridge : Cambridge University Press, 2014.
161. Chiang H., Xu T., Lv X., Dong N. Hierarchical Trust-Tech-Enhanced K-Means Methods and Their Applications to Power Grids. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*. 2022. Vol. 9, P. 560–572. URL: <https://doi.org/10.1109/OAJPE.2022.3230385>.

162. Yang Y., Wang H. Multi-view clustering: A survey. *Big Data Mining and Analytics*. 2018. Vol. 1, no. 2. P. 83–107. URL: <https://doi.org/10.26599/BDMA.2018.9020003>.
163. Xu R., Wunsch D. Survey of clustering algorithms. *IEEE Transactions on Neural Networks*. 2005. Vol. 16, no. 3. P. 645–678. URL: <https://doi.org/10.1109/TNN.2005.845141>.
164. Zhang Y., Ye Z. Data Maintenance and Control Strategy of Group Management. *2011 Second International Conference on Innovations in Bio-inspired Computing and Applications*. Shenzhen, China, 2011. P. 141–144. URL: <https://doi.org/10.1109/IBICA.2011.39>.
165. Zhuang Q., Djairam D., Cao W., Wu K., Smit J. J. Smooth transition from time based maintenance to condition based maintenance strategies for electrical infrastrucutres. *IET and IAM Asset Management Conference 2011*. London, UK, 2011. URL: <https://doi.org/10.1049/cp.2011.0568>.
166. Cayanan C., Navarro R., Wagner E. A risk based approach for prioritizing electrical equipment replacement and repair. *Industry Applications Society 60th Annual Petroleum and Chemical Industry Conference*. Chicago, IL, USA, 2013. P. 1–8. URL: <https://doi.org/https://doi.org/10.1109/PCICon.2013.6666026>.
167. Zickler U., Schnettler A., Zhang X., Gockenbach E., Germany G. Statistical approach for component state evaluation implemented in asset management of distribution systems. *19th International Conference of Electricity Distribution*. 2007.
168. Sun Q., Ye Z. S., Peng W. Scheduling Preventive Maintenance Considering the Saturation Effect. *IEEE Transactions on Reliability*. 2019. Vol. 68, no. 2. P. 741–752. URL: <https://doi.org/10.1109/TR.2018.2874265>.
169. Doyen L., Gaudoin O. Modeling and Assessment of Aging and Efficiency of Corrective and Planned Preventive Maintenance. *IEEE Transactions on Reliability*. 2011. Vol. 60, no. 4. P. 759–769. URL: <https://doi.org/10.1109/TR.2011.2171115>.
170. Mohan S., Elango K., Sivakumar S. Evaluation of risk in canal irrigation systems due to non-maintenance using fuzzy fault tree approach. *IEEE International Conference on Industrial Informatics*. Banff, AB, Canada, 2003. P. 351–357. URL: <https://doi.org/10.1109/INDIN.2003.1300353>.
171. Guha Thakurta P., Belmans R., Van Hertem D. Risk-Based Management of Overloads Caused by Power Injection Uncertainties Using Power Flow Controlling Devices. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2015. Vol. 30, no. 6. P. 3082–3092. URL: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2388444>.

172. He Y., Li J. The observability of T-S Fuzzy Boolean Control Networks. *2019 12th International Symposium on Computational Intelligence and Design (ISCID)*. Hangzhou, China, 2019. P. 3–6. URL: <https://doi.org/10.1109/ISCID.2019.10083>.
173. Owais S., Kromer P., Snasel V., Huisek D., Neruda R. Implementing GP on Optimizing both Boolean and Extended Boolean Queries in IR and Fuzzy IR systems with Respect to the Users Profiles. *2006 IEEE International Conference on*
174. A time-varying transformer outage model for on-line operational risk assessment / L. Ning et al. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2011. Vol. 33, no. 3. P. 600–607. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2010.12.016>.
175. Power System Operation Risk Assessment Using Credibility Theory / Yongqing Feng et al. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2008. Vol. 23, no. 3. P. 1309–1318. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2008.922616>.
176. Yongxing C., Yufang Z., Hongyu Z. Real-time Evaluation Model of Power Line Fault Probability based on Multiple Meteorological factors. *Procedia Computer Science*. 2017. Vol. 107. P. 231–235. URL: <https://doi.org/10.1016/j.procs.2017.03.084>.
177. Kirschen D. S., Jayaweera D. Comparison of risk-based and deterministic security assessments. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2007. Vol. 1, no. 4. P. 527. URL: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd:20060368>.
178. A Probabilistic Risk Assessment and Control methodology for HVAC electrical grids connected to multiterminal HVDC networks / E. Ciapessoni et al. *IFAC Proceedings Volumes*. 2011. Vol. 44, no. 1. P. 1727–1732. URL: <https://doi.org/10.3182/20110828-6-it-1002.02739>.
179. Hunko I., Kudrya S., Komar V., Lezhniuk P. Mathematical Model and Algorithm for the Determination of the Origin of Electricity From Renewable Energy Sources in the Electric Power System. *Renewable Energy*. 2024. №2. P. 6–12. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2\(77\)6-12](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2(77)6-12).
180. Комар В.О., Лежнюк П.Д., Гунько І.О., Смагло І.І. Оцінювання технічного стану обладнання фотоелектричних станцій програмно-апаратними засобами. *Відновлювана енергетика*. 2023. № 1. С. 19–26. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.1\(72\).19-26](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.1(72).19-26).
181. Комар В.О., Лежнюк П.Д., Лесько В.О., Гунько І.О., Смагло І.І. Програмно-апаратний комплекс діагностування технічного стану обладнання фотоелектричних станцій. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2022. № 2(5). С. 43–50. URL: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.02.05>.

182. Буткевич О. Ф., Гурєєва Т. М., Юнєєва Н. Т., Слободян А. Р. Експериментально-модельні дослідження впливу розосередженої генерації на виникнення асинхронних режимів в об'єднаній енергосистемі України. *Технічна електродинаміка*. 2024. № 6. С. 67–76. URL: <https://doi.org/10.15407/techned2024.06.067>.
183. Буткевич О. Ф., Гурєєва Т. М., Юнєєва Н. Т. Питання розроблення моделей системної автоматики для дослідження аварійних режимів електроенергетичних систем. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2024. № 69. С. 29–35. URL: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.69.029>.
184. Yandulskiy O., Hulyi V., Nesterko A., Kovalenko M., Tymokhin O. Improving the efficiency of secondary load frequency control in a power system considering internal tie-line power exchanges. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2025. Vol. 4 No. 8 (136). P. 6–15. URL: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2025.336113>.
185. Яндульський О. С., Моссаковський В. І. Критерії оцінювання встановленої трансформаторної потужності на розподільчих підстанціях електричних мереж. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2023. №3 (69). С. 22–30. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2022.270246>.
186. Кацадзе Т. Л., Буслова Н. В., Новіков К. М., Ніколаєва А. Д. Математичні моделі моніторингу відкладень ожеледі та зміни стріли провисання проводів повітряних ліній електропередавання. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2024. № 68. С. 75–80. URL: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.68.075>.
187. Ніколаєва А. Д., Кацадзе Т. Л. Моніторинг стану проводу повітряної лінії. *Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики»*, Київ, КПП ім. Ігоря Сікорського, 2023, С. 65–68.

ДОДАТОК А

РОЗРАХУНКОВА СХЕМА МЕРЕЖІ 20 – 330 кВ

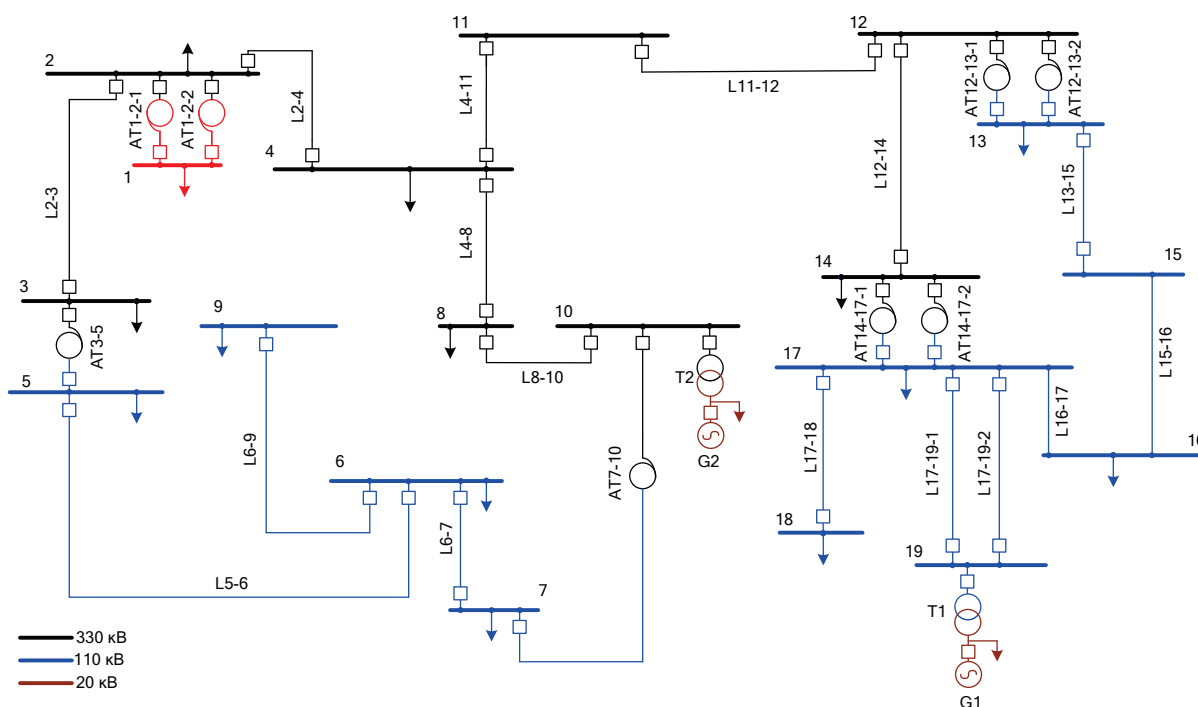


Рисунок А.1 – Розрахункова схема мережі 20 – 330 кВ

Таблиця А.1 – Вихідні дані для вузлів схеми мережі 20 – 330 кВ

№ вузла	Режимна напруга $U_{\text{реж.}}, \text{кВ}$	Параметри навантаження вузлів		Параметри генерації вузлів	
		$P_{\text{наг.}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{наг.}}, \text{МВ} \cdot \text{Ар}$	$P_{\text{ген.}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ген.}}, \text{МВ} \cdot \text{Ар}$
1	750	0	0	0	0
2	330	177	144	0	0
3	330	124	92	0	0
4	330	204	103	0	0
5	110	55	19	0	0
6	110	17	11	0	0
7	110	39	2	0	0
8	330	273	193	0	0
9	110	17	7	0	0
10	330	0	0	300	185
11	330	136	117	0	0
12	330	0	0	0	0
13	110	132	74	0	0
14	330	22	7	0	0
15	110	34	8	0	0

Кінець таблиці А.1

№ вузла	Режимна напруга $U_{\text{реж.}}, \text{кВ}$	Параметри навантаження вузлів		Параметри генерації вузлів	
		$P_{\text{наг.}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{наг.}}, \text{МВ}\cdot\text{Ар}$	$P_{\text{ген.}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ген.}}, \text{МВ}\cdot\text{Ар}$
16	110	26	8	0	0
17	110	36	18	0	0
18	110	27	15	0	0
19	110	0	0	300	185

Режимні параметри схеми мережі 20 – 330 кВ змінюються при моделюванні імовірісно-статистичним методом в таких діапазонах:

- Напруга у вузлі № 1 змінюється в діапазоні $[0,95; 1,05] \cdot U_{\text{ном.}}$;
- Потужності у вузлах навантаження змінюються в наступних діапазонах:

№ 2:	$P = [159,3 \dots 194,7] \text{ МВт}$	$Q = [129,6 \dots 158,4] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 3:	$P = [111,6 \dots 136,4] \text{ МВт}$	$Q = [82,8 \dots 101,2] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 4:	$P = [183,6 \dots 224,4] \text{ МВт}$	$Q = [92,7 \dots 113,3] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 5:	$P = [49,5 \dots 60,5] \text{ МВт}$	$Q = [17,1 \dots 20,9] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 6:	$P = [15,3 \dots 18,7] \text{ МВт}$	$Q = [9,9 \dots 12,1] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 7:	$P = [35,1 \dots 42,9] \text{ МВт}$	$Q = [1,8 \dots 2,2] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 8:	$P = [245,7 \dots 300,3] \text{ МВт}$	$Q = [173,7 \dots 212,3] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 9:	$P = [15,3 \dots 18,7] \text{ МВт}$	$Q = [6,3 \dots 7,7] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 11:	$P = [122,4 \dots 149,6] \text{ МВт}$	$Q = [105,3 \dots 128,7] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 13:	$P = [118,8 \dots 145,2] \text{ МВт}$	$Q = [66,6 \dots 81,4] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 14:	$P = [19,8 \dots 24,2] \text{ МВт}$	$Q = [6,3 \dots 7,7] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 15:	$P = [30,6 \dots 37,4] \text{ МВт}$	$Q = [7,2 \dots 8,8] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 16:	$P = [23,4 \dots 28,6] \text{ МВт}$	$Q = [7,2 \dots 8,8] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 17:	$P = [32,4 \dots 39,6] \text{ МВт}$	$Q = [16,2 \dots 19,8] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 18:	$P = [24,3 \dots 29,7] \text{ МВт}$	$Q = [13,5 \dots 16,5] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$

Активні потужності у вузлах генерації приймаються незмінними і дорівнюють: № 10: $P = 300 \text{ МВт}$; № 19: $P = 300 \text{ МВт}$.

Таблиця А.2 – Основні параметри і характеристики елементів схеми ЕЕС

№	Найменування обладнання схеми ЕЕС	Кількість років експлуатації			№	Найменування обладнання схеми ЕЕС	Кількість років експлуатації		
		S, L	B	B			S, L	B	B
АТ 330 кВ									
1	АТ3-5	18	19	23	4	АТ12-13-2	30	20	1
2	АТ7-10	22	10	29	5	АТ14-17-1	13	5	11
3	АТ12-13-1	3	22	6	6	АТ14-17-2	9	26	7

Кінець таблиці А.2

№	Найменування обладнання схеми ЕЕС	Кількість років експлуатації			№	Найменування обладнання схеми ЕЕС	Кількість років експлуатації		
		S, L	B	B			S, L	B	B
ПЛ 330 кВ									
7	L2-3	17	34	8	11	L8-10	6	11	12
8	L2-4	22	5	3	12	L11-12	16	2	44
9	L4-8	43	29	13	13	L12-14	19	27	24
10	L4-11	10	1	38					
ПЛ 110 кВ									
14	L5-6	4	23	14	19	L16-17	39	21	36
15	L6-7	18	7	30	20	L17-18	32	41	28
16	L6-9	40	20	35	21	L17-19-1	31	25	37
17	L13-15	33	45	26	22	L17-19-2	34	18	8
18	L15-16	9	42	15					

ДОДАТОК Б

РОЗРАХУНКОВА СХЕМА МЕРЕЖІ 20 – 330 кВ

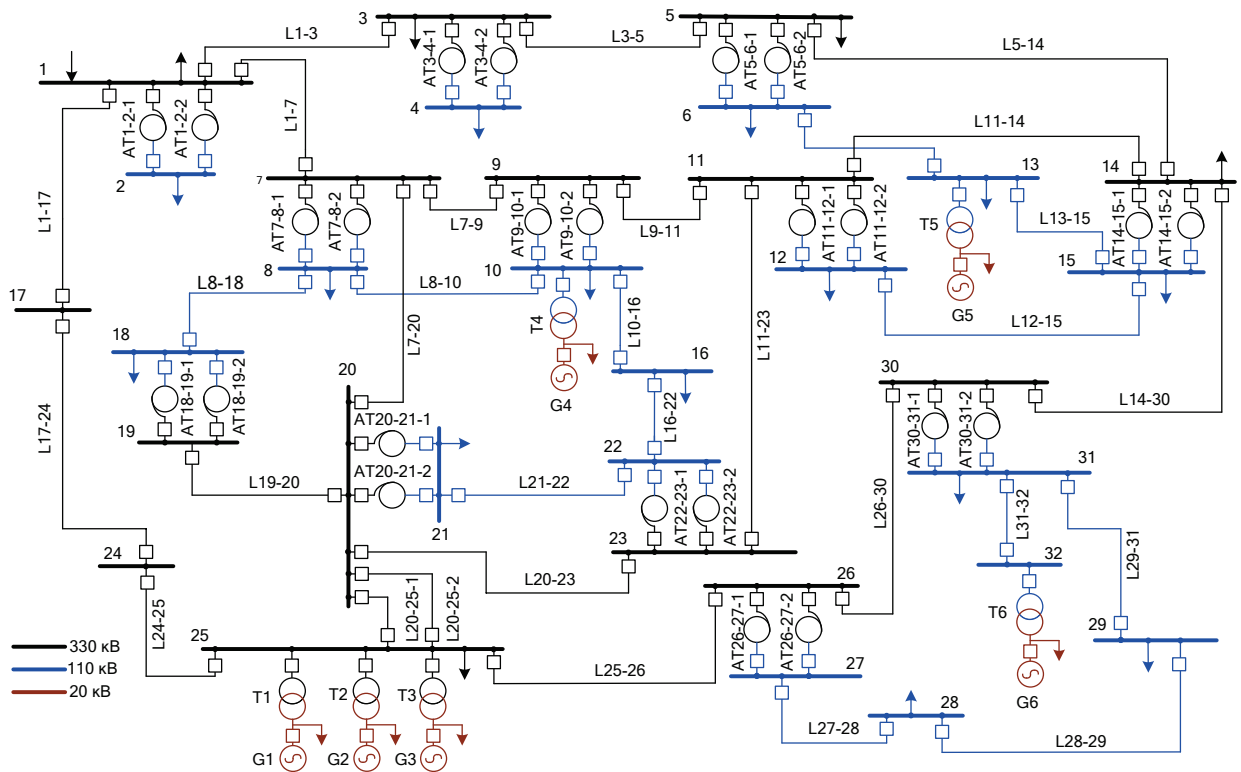


Рисунок Б.1 – Розрахункова схема мережі 20 – 330 кВ

Таблиця Б.2 – Вихідні дані для вузлів схеми мережі 20 – 330 кВ

№ вузла	Режимна напруга $U_{\text{реж.}}$, кВ	Параметри навантаження вузлів		Параметри генерації вузлів	
		$P_{\text{нав.}}$, МВт	$Q_{\text{нав.}}$, МВ·Ар	$P_{\text{ген.}}$, МВт	$Q_{\text{ген.}}$, МВ·Ар
1	330	241	86	0	0
2	110	66	38	0	0
3	330	87	70	0	0
4	110	14	10	0	0
5	330	65	34	0	0
6	110	12	4	0	0
7	330	0	0	0	0
8	110	134	85	0	0
9	330	0	0	0	0
10	110	60	27	300	185
11	330	0	0	0	0
12	110	130	90	0	0
13	110	54	12	300	185
14	330	10	4	0	0
15	110	45	12	0	0

Кінець таблиці Б.2

№ вузла	Режимна напруга $U_{\text{реж.}}, \text{кВ}$	Параметри навантаження вузлів		Параметри генерації вузлів	
		$P_{\text{нав.}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{нав.}}, \text{МВ}\cdot\text{Ар}$	$P_{\text{ген.}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ген.}}, \text{МВ}\cdot\text{Ар}$
16	110	58	17	0	0
17	330	0	0	0	0
18	110	230	142	0	0
19	330	0	0	0	0
20	330	0	0	0	0
21	110	272	160	0	0
22	110	0	0	0	0
23	330	0	0	0	0
24	330	0	0	0	0
25	330	55	25	900	555
26	330	0	0	0	0
27	110	0	0	0	0
28	110	62	31	0	0
29	110	45	18	0	0
30	330	0	0	0	0
31	110	156	127	0	0
32	110	0	0	300	185

Режимні параметри схеми мережі 20 – 330 кВ змінюються при моделюванні імовірісно-статистичним методом в таких діапазонах:

– Напруга у вузлі № 1 змінюється в діапазоні $[0,95; 1,05] \cdot U_{\text{ном.}}$;

– Потужності у вузлах навантаження змінюються в наступних діапазонах:

№ 1:	$P = [216,9 \dots 265,1] \text{ МВт}$	$Q = [77,4 \dots 94,6] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 2:	$P = [59,4 \dots 72,6] \text{ МВт}$	$Q = [34,2 \dots 41,8] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 3:	$P = [78,3 \dots 95,7] \text{ МВт}$	$Q = [63 \dots 77] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 4:	$P = [12,6 \dots 15,4] \text{ МВт}$	$Q = [9 \dots 11] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 5:	$P = [58,5 \dots 71,5] \text{ МВт}$	$Q = [30,6 \dots 37,4] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 6:	$P = [10,8 \dots 13,2] \text{ МВт}$	$Q = [3,6 \dots 4,4] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 8:	$P = [120,6 \dots 147,4] \text{ МВт}$	$Q = [76,5 \dots 93,5] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 10:	$P = [54 \dots 66] \text{ МВт}$	$Q = [24,3 \dots 29,7] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 12:	$P = [117 \dots 143] \text{ МВт}$	$Q = [81 \dots 99] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 13:	$P = [48,6 \dots 59,4] \text{ МВт}$	$Q = [10,8 \dots 13,2] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 14:	$P = [9 \dots 11] \text{ МВт}$	$Q = [3,6 \dots 4,4] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 15:	$P = [40,5 \dots 49,5] \text{ МВт}$	$Q = [10,8 \dots 13,2] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$
№ 16:	$P = [52,2 \dots 63,8] \text{ МВт}$	$Q = [15,3 \dots 18,7] \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$

№ 18:	$P = [207 \dots 253] \text{ МВт}$	$Q = [127,8 \dots 156,2] \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$
№ 21:	$P = [244,8 \dots 299,2] \text{ МВт}$	$Q = [144 \dots 176] \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$
№ 25:	$P = [49,5 \dots 60,5] \text{ МВт}$	$Q = [22,5 \dots 27,5] \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$
№ 28:	$P = [55,8 \dots 68,2] \text{ МВт}$	$Q = [27,9 \dots 34,1] \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$
№ 29:	$P = [40,5 \dots 49,5] \text{ МВт}$	$Q = [16,2 \dots 19,8] \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$
№ 31:	$P = [140,4 \dots 171,6] \text{ МВт}$	$Q = [114,3 \dots 139,7] \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$

Активні потужності у вузлах генерації приймаються незмінними і дорівнюють: № 10: $P = 300 \text{ МВт}$; № 13: $P = 300 \text{ МВт}$; № 25: $P = 900 \text{ МВт}$; № 203: $P = 300 \text{ МВт}$.

Таблиця Б.3 – Основні параметри і характеристики елементів схеми ЕЕС

№	Найменування обладнання схеми ЕЕС	Кількість років експлуатації			№	Найменування обладнання схеми ЕЕС	Кількість років експлуатації		
		S, L	B	B			S, L	B	B
АТ 330 кВ									
1	АТ1-2-1	20	24	26	13	АТ14-15-1	24	26	28
2	АТ1-2-2	25	27	21	14	АТ14-15-2	26	27	26
3	АТ3-4-1	19	26	25	15	АТ18-19-1	28	18	27
4	АТ3-4-2	18	27	24	16	АТ18-19-2	16	17	23
5	АТ5-6-1	17	26	18	17	АТ20-21-1	32	26	21
6	АТ5-6-2	19	23	19	18	АТ20-21-2	31	28	29
7	АТ7-8-1	27	28	29	19	АТ22-23-1	25	24	19
8	АТ7-8-2	25	19	24	20	АТ22-23-2	27	29	28
9	АТ9-10-1	18	27	18	21	АТ26-27-1	26	28	26
10	АТ9-10-2	19	16	25	22	АТ26-27-2	28	23	24
11	АТ11-12-1	26	18	27	23	АТ30-31-1	24	22	28
12	АТ11-12-2	27	19	23	24	АТ30-31-2	23	21	26
ПЛ 330 кВ									
25	L1-3	18	29	24	35	L14-30	21	26	29
26	L1-7	26	28	21	36	L17-24	29	24	23
27	L1-17	28	23	23	37	L19-20	27	23	27
28	L3-5	31	20	29	38	L20-23	26	20	26
29	L5-14	35	21	20	39	L20-25-1	24	21	26
30	L7-9	34	20	16	40	L20-25-2	28	28	23
31	L7-20	26	31	18	41	L24-25	26	24	21
32	L9-11	28	23	19	42	L25-26	28	29	20
33	L11-14	26	29	20	43	L26-30	20	21	19
34	L11-23	28	27	27					

Кінець таблиці Б.3

№	Найменування обладнання схеми ЕЕС	Кількість років експлуатації			№	Найменування обладнання схеми ЕЕС	Кількість років експлуатації		
		S, L	B	B			S, L	B	B
ПЛ 110 кВ									
44	L6-13	21	15	26	50	L16-22	26	19	18
45	L8-10	19	19	20	51	L21-22	27	16	17
46	L8-18	18	29	23	52	L27-28	23	33	16
47	L10-16	19	18	29	53	L28-29	24	27	18
48	L12-15	27	18	27	54	L29-31	26	32	12
49	L13-15	26	16	23	55	L31-32	27	30	16

ДОДАТОК В

Таблиця В.1 – Техніко-економічні характеристики сформованого списку найважливішого для заміни обладнання (перший варіант)

№ п/п	Об'єкт	β_{im}	β_{ϕ}	β_p	β_{prop}	A_i	A_n	Загаль- ний об'єм інвести- цій, млн грн.	Номіна- льна вартість облад- нання, млн грн.	Резуль- тати оптима- льного вибору для оновле- ння обладна- ння
1	L02-03	0,344	1,000	1,000	0,396	0,752	0,189	398,2	275,7	0
2	L02-04	0,508	0,258	0,581	1,000	0,7	0,176		90,1	1
3	L04-11	0,836	0,074	0,543	0,352	0,605	0,152		25,8	1
4	L06-07	1,000	0,138	0,744	0,090	0,7	0,176		47,9	1
5	L13-15	0,787	0,103	0,718	0,049	0,617	0,155		35,7	1
6	L17-19-2	0,443	0,12	0,906	0,353	0,605	0,152		41,9	1

Таблиця В.2 – Техніко-економічні характеристики сформованого списку найважливішого для заміни обладнання (другий варіант)

№ п/п	Об'єкт	β_{im}	β_{ϕ}	β_p	β_{prop}	A_i	A_n	Загаль- ний об'єм інвести- цій, млн грн.	Номіна- льна вартість облад- нання, млн грн.	Резуль- тати оптима- льного вибору для оновле- ння обладна- ння
1	L04-11	0,836	0,074	0,543	0,352	0,605	0,172	185,7	25,8	1
2	L05-06	0,885	0,168	0,778	0,006	0,7	0,199		58,6	1
3	L06-07	1,000	0,136	0,744	0,090	0,7	0,199		47,9	1
4	L08-10	0,475	0,206	0,692	0,516	0,608	0,173		71,8	0
5	L17-18	0,508	0,003	0,201	0,069	0,3	0,085		1,2	1
6	L17-19-2	0,443	0,12	0,906	0,353	0,605	0,172		41,9	1

Таблиця В.3 – Техніко-економічні характеристики сформованого списку найважливішого для заміни обладнання (третій варіант)

№ п/п	Об'єкт	β_{im}	β_{ϕ}	β_p	β_{prop}	A_i	A_n	Загальний об'єм інвестицій, млн грн.	Номінальна вартість обладнання, млн грн.	Результати оптимального вибору для оновлення обладнання
1	L02-03	0,344	1,000	1,000	0,396	0,752	0,211	289,7	275,7	0
2	L04-08	0,656	0,017	0,415	0,194	0,5	0,140		5,9	1
3	L06-07	1,000	0,136	0,744	0,090	0,7	0,196		47,9	1
4	L06-09	0,934	0,119	0,761	0,045	0,7	0,196		41,6	1
5	L13-15	0,787	0,103	0,718	0,049	0,617	0,173		35,7	1
6	L17-18	0,508	0,003	0,201	0,069	0,3	0,084		1,2	1

Таблиця В.4 – Техніко-економічні характеристики сформованого списку найважливішого для заміни обладнання (четвертий варіант)

№ п/п	Об'єкт	β_{im}	β_{ϕ}	β_p	β_{prop}	A_i	A_n	Загальний об'єм інвестицій, млн грн.	Номінальна вартість обладнання, млн грн.	Результати оптимального вибору для оновлення обладнання
1	L02-04	0,508	0,258	0,581	1,000	0,7	0,178	192	90,1	0
2	L04-11	0,836	0,074	0,543	0,352	0,605	0,154		25,8	0
3	L05-06	0,885	0,168	0,778	0,006	0,7	0,178		58,6	1
4	L06-07	1,000	0,138	0,744	0,090	0,7	0,178		47,9	1
5	L13-15	0,787	0,103	0,718	0,049	0,617	0,157		35,7	1
6	L17-19-2	0,443	0,12	0,906	0,353	0,605	0,154		41,9	1

ДОДАТОК Г

Таблиця Г.1 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за сукупністю визначальних ознак

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Розмір фонду (нормований до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Пропуск електроенергії, (нормований до max), в.о.	Термін напрацювання (нормований до max), в.о.	Належність до кластера
1	L02-03	0,344	1,0000	1,000	0,396	0,378	3
2	L02-03_B1	0,197	0,0047	0,167	0,396	0,756	1
3	L02-03_B2	0,279	0,0023	0,158	0,391	0,178	2
4	L02-04	0,508	0,2583	0,581	1,000	0,489	3
5	L02-04_B1	0,279	0,0052	0,145	1,000	0,111	2
6	L02-04_B2	0,377	0,0050	0,192	0,998	0,067	2
7	L04-08	0,656	0,0169	0,415	0,194	0,956	1
8	L04-08_B1	0,377	0,0051	0,218	0,194	0,644	1
9	L04-08_B2	0,279	0,0057	0,197	0,194	0,289	2
10	L04-11	0,836	0,0741	0,543	0,352	0,222	3
11	L04-11_B1	0,082	0,0028	0,222	0,352	0,022	2
12	L04-11_B2	0,197	0,0049	0,184	0,352	0,844	1
13	L05-06	0,885	0,1679	0,778	0,006	0,089	3
14	L05-06_B1	0,279	0,0018	0,137	0,006	0,511	1
15	L05-06_B2	0,279	0,0006	0,205	0,006	0,311	2
16	L06-07	1,000	0,1375	0,744	0,090	0,400	3
17	L06-07_B1	0,410	0,0005	0,218	0,090	0,156	2
18	L06-07_B2	0,361	0,0004	0,158	0,088	0,667	1
19	L06-09	0,934	0,1193	0,761	0,045	0,889	3
20	L06-09_B1	0,279	0,0011	0,145	0,045	0,444	1
21	L06-09_B2	0,262	0,0005	0,218	0,044	0,778	1
22	L08-10	0,475	0,2061	0,692	0,516	0,133	3
23	L08-10_B1	0,279	0,0009	0,209	0,516	0,244	2
24	L08-10_B2	0,279	0,0027	0,239	0,514	0,267	2
25	L11-12	0,754	0,9524	0,919	0,017	0,356	3
26	L11-12_B1	0,361	0,0017	0,158	0,017	0,044	2
27	L11-12_B2	0,115	0,0039	0,205	0,016	0,978	1
28	L12-14	0,557	0,5095	0,906	0,278	0,422	3
29	L12-14_B1	0,426	0,0057	0,197	0,278	0,600	1
30	L12-14_B2	0,279	0,0043	0,239	0,276	0,533	1
31	L13-15	0,787	0,1026	0,718	0,049	0,733	3
32	L13-15_B1	0,098	0,0006	0,231	0,049	1,000	1
33	L13-15_B2	0,443	0,0011	0,248	0,047	0,578	1
34	L15-16	0,443	0,0102	0,410	0,137	0,200	2
35	L15-16_B1	0,131	0,0011	0,222	0,137	0,933	1
36	L15-16_B2	0,279	0,0007	0,282	0,136	0,333	2

Продовження таблиці Г.1

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормо- вана до тах), в.о.	Розмір фонду (нормо- ваний до тах), в.о.	Інтегра- льний індекс ризик (нормо- ваний до тах), в.о.	Пропуск електро- енергії, (нормо- ваний до тах), в.о.	Термін напрац ю-вання (нормо- ваний до тах), в.о.	Належ- ність до кластера
37	L16-17	0,738	0,1201	0,786	0,203	0,867	3
38	L16-17 B1	0,279	0,0007	0,274	0,203	0,467	1
39	L16-17 B2	0,230	0,0010	0,282	0,193	0,800	1
40	L17-18	0,508	0,0034	0,201	0,069	0,711	1
41	L17-18 B1	0,148	0,0012	0,244	0,069	0,911	1
42	L17-18 B2	0,410	0,0011	0,265	0,069	0,622	1
43	L17-19-1	0,803	0,1064	0,846	0,353	0,689	3
44	L17-19- 1 B1	0,459	0,0016	0,188	0,353	0,556	1
45	L17-19- 1 B2	0,213	0,0011	0,252	0,341	0,822	1
46	L17-19-2	0,443	0,1202	0,906	0,353	0,756	3
47	L17-19- 2 B1	0,279	0,0016	0,226	0,353	0,378	2
48	L17-19- 2 B2	0,279	0,0012	0,235	0,341	0,178	2
49	AT12-13-1	0,590	0,0025	0,312	0,146	0,067	2
50	AT12-13- 1 B1	0,279	0,0050	0,282	0,146	0,489	1
51	AT12-13- 1 B2	0,574	0,0006	0,235	0,146	0,133	2
52	AT12-13-2	0,164	0,0114	0,265	0,146	0,667	1
53	AT12-13- 2 B1	0,279	0,0018	0,214	0,146	0,444	1
54	AT12-13- 2 B2	0,836	0,0016	0,231	0,146	0,022	2
55	AT14-17-1	0,246	0,0050	0,209	0,166	0,289	2
56	AT14-17- 1 B1	0,279	0,0043	0,175	0,166	0,111	2
57	AT14-17- 1 B2	0,279	0,0008	0,244	0,166	0,244	2
58	AT14-17-2	0,344	0,0053	0,312	0,166	0,200	2
59	AT14-17- 2 B1	0,279	0,0050	0,333	0,166	0,578	1
60	AT14-17- 2 B2	0,246	0,0006	0,248	0,166	0,156	2
61	AT3-5	0,197	0,0076	0,209	0,116	0,400	1
62	AT3-5 B1	0,180	0,0036	0,137	0,116	0,422	1
63	AT3-5 B2	0,148	0,0004	0,158	0,115	0,511	1
64	AT7-10	0,508	0,0072	0,278	0,189	0,044	2

Кінець таблиці Г.1

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормо- вана до тах), в.о.	Розмір фонду (нормо- ваний до тах), в.о.	Інтегра- льний індекс ризик (нормо- ваний до тах), в.о.	Пропуск електро- енергії, (нормо- ваний до тах), в.о.	Термін напрац ю-вання (нормо- ваний до тах), в.о.	Належ- ність до кластера
65	AT7-10 B1	0,164	0,0035	0,248	0,189	0,222	2
66	AT7-10 B2	0,213	0,0005	0,269	0,189	0,644	1
67	T1	0,180	0,0128	0,248	0,707	0,600	1
68	T1 B1	0,066	0,0003	0,226	0,707	0,089	2
69	T1 B2	0,115	0,0006	0,244	0,705	0,267	2
70	T2	0,246	0,0143	0,235	0,707	0,978	1
71	T2 B1	0,180	0,0017	0,162	0,707	0,311	2
72	T2 B2	0,197	0,0010	0,167	0,705	0,844	1
73	G1	0,098	0,0278	0,081	0,707	0,333	2
74	G1 B	0,180	0,0005	0,205	0,707	0,356	2
75	G2	0,115	0,0222	0,145	0,707	0,600	1
76	G2 B	0,180	0,0005	0,214	0,707	0,244	2

Таблиця Г.2 – Параметри центрів кластерів

№ кластеру	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до тах), в.о.	Розмір фонду (нормований до тах), в.о.	Інтегральний індекс ризик (нормований до тах), в.о.	Пропуск електроенергії, (нормований до тах), в.о.	Термін напрацю- вання (нормо- ваний до тах), в.о.
1	0,2674	0,0045	0,2228	0,2238	0,6754
2	0,3023	0,0035	0,2240	0,3644	0,1955
3	0,6972	0,2980	0,7831	0,2814	0,4941

Таблиця Г.3 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за сукупністю визначальних ознак (перша вікова група)

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормо- вана до тах), в.о.	Розмір фонду (нормо- ваний до тах), в.о.	Інтегра- льний індекс ризик (нормо- ваний до тах), в.о.	Пропуск електро- енергії, (нормо- ваний до тах), в.о.	Термін напрацю- вання (нормо- ваний до тах), в.о.	Належ- ність до кластера
1	L02-03 B2	0,279	0,0023	0,158	0,391	0,178	2
2	L02-04 B1	0,279	0,0052	0,145	1,000	0,111	1

Кінець таблиці Г.3

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормо- вана до тах), в.о.	Розмір фонду (нормо- ваний до тах), в.о.	Інтегра- льний індекс ризик (нормо- ваний до тах), в.о.	Пропуск електро- енергії, (нормо- ваний до тах), в.о.	Термін напрацю- вання (нормо- ваний до тах), в.о.	Належ- ність до кластера
3	L02-04 B2	0,377	0,0050	0,192	0,998	0,067	1
4	L04-08 B2	0,279	0,0057	0,197	0,194	0,289	2
5	L04-11	0,836	0,0741	0,543	0,352	0,222	3
6	L04-11 B1	0,082	0,0028	0,222	0,352	0,022	2
7	L05-06	0,885	0,1679	0,778	0,006	0,089	3
8	L06-07 B1	0,410	0,0005	0,218	0,090	0,156	2
9	L08-10	0,475	0,2061	0,692	0,516	0,133	3
10	L08-10 B1	0,279	0,0009	0,209	0,516	0,244	1
11	L08-10 B2	0,279	0,0027	0,239	0,514	0,267	1
12	L11-12 B1	0,361	0,0017	0,158	0,017	0,044	2
13	L15-16	0,443	0,0102	0,410	0,137	0,200	3
14	L17-19-2 B2	0,279	0,0012	0,235	0,341	0,178	2
15	AT12-13-1	0,590	0,0025	0,312	0,146	0,067	3
16	AT12-13- 1 B2	0,574	0,0006	0,235	0,146	0,133	3
17	AT12-13- 2 B2	0,836	0,0016	0,231	0,146	0,022	3
18	AT14-17- 1 B1	0,279	0,0043	0,175	0,166	0,289	2
19	AT14-17- 1 B2	0,279	0,0008	0,244	0,166	0,111	2
20	AT14-17-2	0,344	0,0053	0,312	0,166	0,244	2
21	AT14-17- 2 B2	0,246	0,0006	0,248	0,166	0,200	2
22	AT7-10	0,508	0,0072	0,278	0,189	0,156	2
23	AT7-10 B1	0,164	0,0035	0,248	0,189	0,044	3
24	T1 B1	0,066	0,0003	0,226	0,707	0,222	2
25	T1 B2	0,115	0,0006	0,244	0,705	0,089	1
26	G2 B	0,180	0,0005	0,214	0,707	0,267	1

Таблиця Г.4 – Параметри центрів кластерів

№ кластеру	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до тах), в.о.	Розмір фонду (нормований до тах), в.о.	Інтегральний індекс ризик (нормований до тах), в.о.	Пропуск електроенергії, (нормований до тах), в.о.	Термін напрацю- вання (нормо- ваний до тах), в.о.
1	0,2250	0,0022	0,2099	0,7353	0,1841
2	0,2707	0,0028	0,2187	0,2003	0,1741
3	0,6434	0,0588	0,4349	0,2047	0,1137

Таблиця Г.5 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за сукупністю визначальних ознак (друга вікова група)

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Розмір фонду (нормований до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Пропуск електроенергії, (нормований до max), в.о.	Термін напрацювання (нормований до max), в.о.	Належність до кластера
1	L02-03	0,344	1,0000	1,000	0,396	0,378	2
2	L02-04	0,508	0,2583	0,581	1,000	0,489	3
3	L04-08_B1	0,377	0,0051	0,218	0,194	0,644	1
4	L05-06_B1	0,279	0,0018	0,137	0,006	0,511	1
5	L05-06_B2	0,279	0,0006	0,205	0,006	0,311	1
6	L06-07	1,000	0,1375	0,744	0,090	0,400	2
7	L06-07_B2	0,361	0,0004	0,158	0,088	0,667	1
8	L06-09_B1	0,279	0,0011	0,145	0,045	0,444	1
9	L11-12	0,754	0,9524	0,919	0,017	0,356	2
10	L12-14	0,557	0,5095	0,906	0,278	0,422	2
11	L12-14_B1	0,426	0,0057	0,197	0,278	0,600	1
12	L12-14_B2	0,279	0,0043	0,239	0,276	0,533	1
13	L13-15_B2	0,443	0,0011	0,248	0,047	0,578	1
14	L15-16_B2	0,279	0,0007	0,282	0,136	0,333	1
15	L16-17_B1	0,279	0,0007	0,274	0,203	0,467	1
16	L17-18_B2	0,410	0,0011	0,265	0,069	0,622	1
17	L17-19-1	0,803	0,1064	0,846	0,353	0,689	2
18	L17-19-1_B1	0,459	0,0016	0,188	0,353	0,556	1
19	L17-19-2_B1	0,279	0,0016	0,226	0,353	0,378	1
20	AT12-13-1_B1	0,279	0,0050	0,282	0,146	0,489	1
21	AT12-13-2	0,164	0,0114	0,265	0,146	0,667	1
22	AT12-13-2_B1	0,279	0,0018	0,214	0,146	0,444	1
23	AT14-17-1	0,246	0,0050	0,209	0,166	0,578	1
24	AT14-17-2_B1	0,279	0,0050	0,333	0,166	0,400	1
25	AT3-5	0,197	0,0076	0,209	0,116	0,422	1
26	AT3-5_B1	0,180	0,0036	0,137	0,116	0,511	1
27	AT3-5_B2	0,148	0,0004	0,158	0,115	0,644	1
28	AT7-10_B2	0,213	0,0005	0,269	0,189	0,600	3
29	T1	0,180	0,0128	0,248	0,707	0,311	3
30	T2_B1	0,180	0,0017	0,162	0,707	0,333	3
31	G1	0,098	0,0278	0,081	0,707	0,356	3
32	G1_B	0,180	0,0005	0,205	0,707	0,600	3
33	G2	0,115	0,0222	0,145	0,707	0,378	2

Таблиця Г.6 – Параметри центрів кластерів

№ кластеру	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Розмір фонду (нормований до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Пропуск електроенергії, (нормований до max), в.о.	Термін напрацювання (нормований до max), в.о.
1	0,2937	0,0029	0,2214	0,1521	0,5142
2	0,6916	0,5412	0,8830	0,2268	0,4490
3	0,2102	0,0539	0,2370	0,7558	0,4482

Таблиця Г.7 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за сукупністю визначальних ознак (третя вікова група)

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Розмір фонду (нормований до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Пропуск електроенергії, (нормований до max), в.о.	Термін напрацювання (нормований до max), в.о.	Належність до кластера
1	L02-03_B1	0,197	0,0047	0,167	0,396	0,756	1
2	L04-08	0,656	0,0169	0,415	0,194	0,956	2
3	L04-11_B2	0,197	0,0049	0,184	0,352	0,844	1
4	L06-09	0,934	0,1193	0,761	0,045	0,889	2
5	L06-09_B2	0,262	0,0005	0,218	0,044	0,778	3
6	L11-12_B2	0,115	0,0039	0,205	0,016	0,978	3
7	L13-15	0,787	0,1026	0,718	0,049	0,733	2
8	L13-15_B1	0,098	0,0006	0,231	0,049	1,000	3
9	L15-16_B1	0,131	0,0011	0,222	0,137	0,933	3
10	L16-17	0,738	0,1201	0,786	0,203	0,867	2
11	L16-17_B2	0,230	0,0010	0,282	0,193	0,800	3
12	L17-18	0,508	0,0034	0,201	0,069	0,711	3
13	L17-18_B1	0,148	0,0012	0,244	0,069	0,911	3
14	L17-19-1_B2	0,213	0,0011	0,252	0,341	0,822	1
15	L17-19-2	0,443	0,1202	0,906	0,353	0,756	2
16	T2	0,246	0,0143	0,235	0,707	0,978	1
17	T2_B2	0,197	0,0010	0,167	0,705	0,844	1

Таблиця Г.8 – Параметри центрів кластерів

№ кластеру	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до тах), в.о.	Розмір фонду (нормований до тах), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до тах), в.о.	Пропуск електроенергії, (нормований до тах), в.о.	Термін напрацювання (нормований до тах), в.о.
1	0,2100	0,0052	0,2010	0,5002	0,8488
2	0,7116	0,0958	0,7172	0,1688	0,8402
3	0,2131	0,0017	0,2290	0,0824	0,8730

ДОДАТОК Д

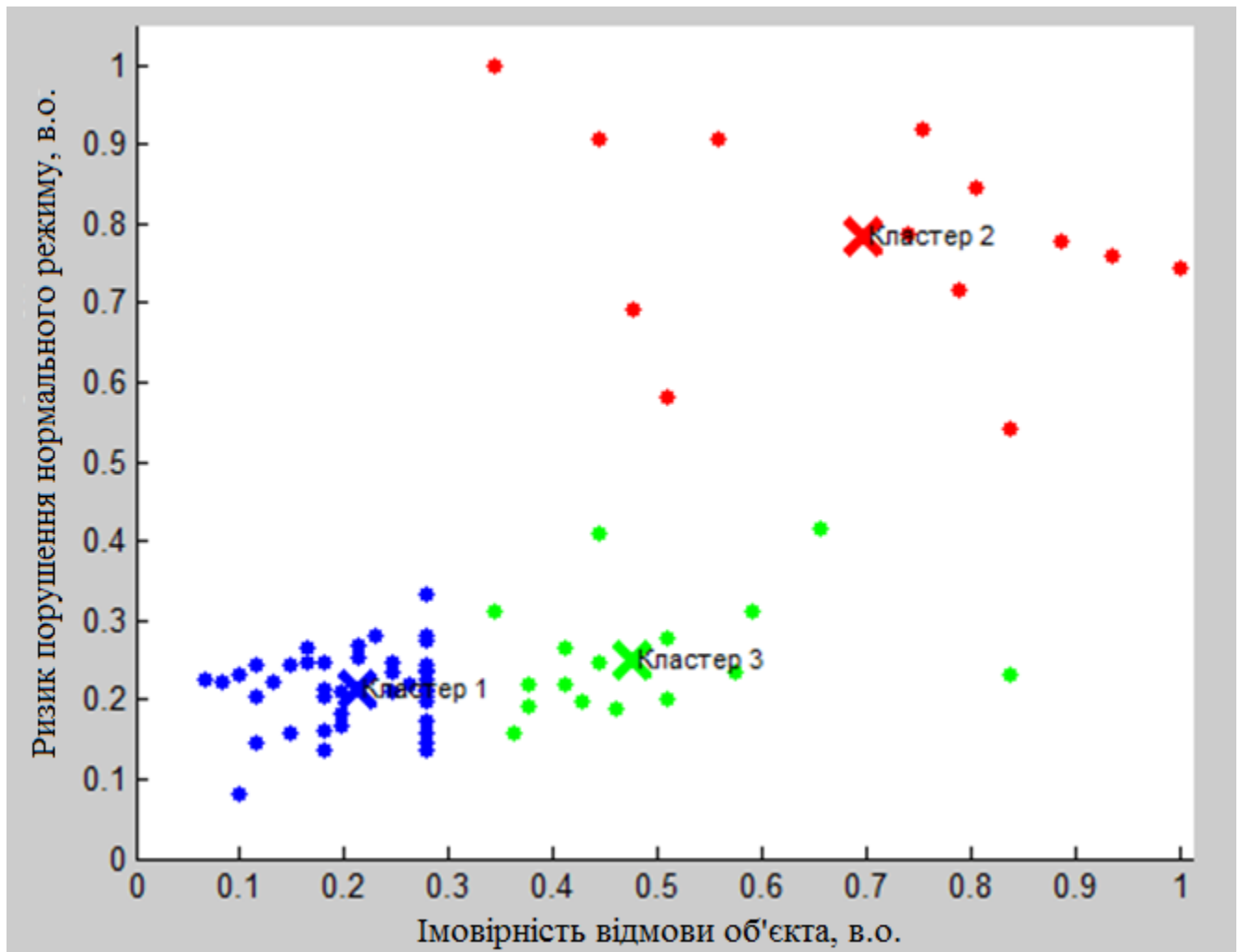


Рисунок Д.1 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму)

Таблиця Д.1 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання енергокомпаніза оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму).

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Належність до кластера
1	L02-03	0,344	1,000	2
2	L02-03_B1	0,197	0,167	1
3	L02-03_B2	0,279	0,158	1
4	L02-04	0,508	0,581	2
5	L02-04_B1	0,279	0,145	1

Продовження таблиці Д.1

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Належність до кластера
6	L02-04_B2	0,377	0,192	3
7	L04-08	0,656	0,415	3
8	L04-08_B1	0,377	0,218	3
9	L04-08_B2	0,279	0,197	1
10	L04-11	0,836	0,543	2
11	L04-11_B1	0,082	0,222	1
12	L04-11_B2	0,197	0,184	1
13	L05-06	0,885	0,778	2
14	L05-06_B1	0,279	0,137	1
15	L05-06_B2	0,279	0,205	1
16	L06-07	1,000	0,744	2
17	L06-07_B1	0,410	0,218	3
18	L06-07_B2	0,361	0,158	3
19	L06-09	0,934	0,761	2
20	L06-09_B1	0,279	0,145	1
21	L06-09_B2	0,262	0,218	1
22	L08-10	0,475	0,692	2
23	L08-10_B1	0,279	0,209	1
24	L08-10_B2	0,279	0,239	1
25	L11-12	0,754	0,919	2
26	L11-12_B1	0,361	0,158	3
27	L11-12_B2	0,115	0,205	1
28	L12-14	0,557	0,906	2
29	L12-14_B1	0,426	0,197	3
30	L12-14_B2	0,279	0,239	1
31	L13-15	0,787	0,718	2
32	L13-15_B1	0,098	0,231	1
33	L13-15_B2	0,443	0,248	3
34	L15-16	0,443	0,410	3
35	L15-16_B1	0,131	0,222	1
36	L15-16_B2	0,279	0,282	1
37	L16-17	0,738	0,786	2
38	L16-17_B1	0,279	0,274	1
39	L16-17_B2	0,230	0,282	1
40	L17-18	0,508	0,201	3
41	L17-18_B1	0,148	0,244	1
42	L17-18_B2	0,410	0,265	3
43	L17-19-1	0,803	0,846	2
44	L17-19-1_B1	0,459	0,188	3
45	L17-19-1_B2	0,213	0,252	1
46	L17-19-2	0,443	0,906	2
47	L17-19-2_B1	0,279	0,226	1
48	L17-19-2_B2	0,279	0,235	1

Кінець таблиці Д.1

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Належність до кластера
49	AT12-13-1	0,590	0,312	3
50	AT12-13-1 B1	0,279	0,282	1
51	AT12-13-1 B2	0,574	0,235	3
52	AT12-13-2	0,164	0,265	1
53	AT12-13-2 B1	0,279	0,214	1
54	AT12-13-2 B2	0,836	0,231	3
55	AT14-17-1	0,246	0,209	1
56	AT14-17-1 B1	0,279	0,175	1
57	AT14-17-1 B2	0,279	0,244	1
58	AT14-17-2	0,344	0,312	3
59	AT14-17-2 B1	0,279	0,333	1
60	AT14-17-2 B2	0,246	0,248	1
61	AT3-5	0,197	0,209	1
62	AT3-5 B1	0,180	0,137	1
63	AT3-5 B2	0,148	0,158	1
64	AT7-10	0,508	0,278	3
65	AT7-10 B1	0,164	0,248	1
66	AT7-10 B2	0,213	0,269	1
67	T1	0,180	0,248	1
68	T1 B1	0,066	0,226	1
69	T1 B2	0,115	0,244	1
70	T2	0,246	0,235	1
71	T2 B1	0,180	0,162	1
72	T2 B2	0,197	0,167	1
73	G1	0,098	0,081	1
74	G1 B	0,180	0,205	1
75	G2	0,115	0,145	1
76	G2 B	0,180	0,214	1

Таблиця Д.2 – Параметри центрів кластерів

№ кластеру	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.
1	0,2133	0,2138
2	0,6972	0,7831
3	0,4755	0,2492

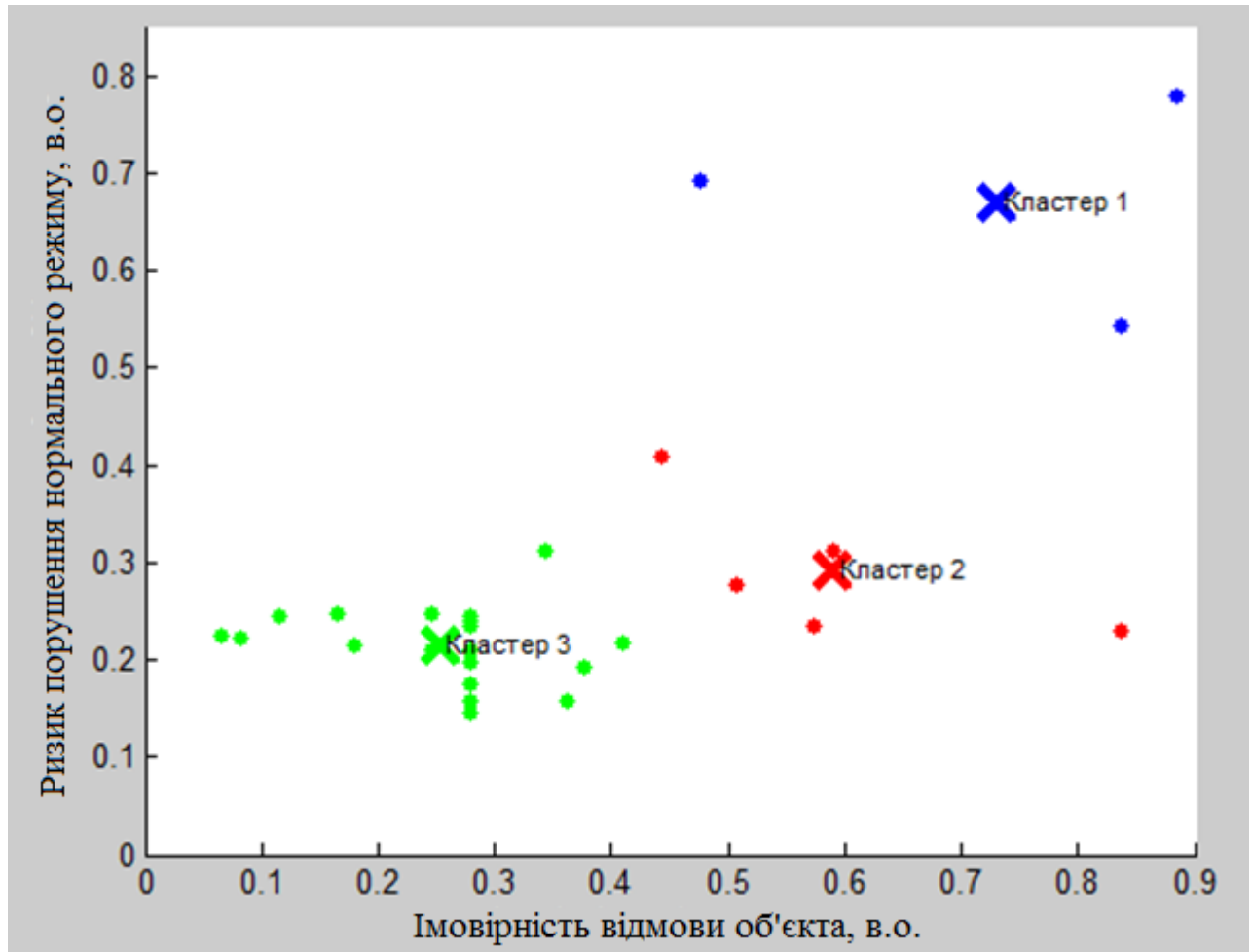


Рисунок Д.2 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму(перша вікова група)

Таблиця Д.3 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму) (перша вікова група)

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Належність до кластера
1	L02-03_B2	0,279	0,158	3
2	L02-04_B1	0,279	0,145	3
3	L02-04_B2	0,377	0,192	3
4	L04-08_B2	0,279	0,197	3
5	L04-11	0,836	0,543	1
6	L04-11_B1	0,082	0,222	3
7	L05-06	0,885	0,778	1
8	L06-07_B1	0,410	0,218	3
9	L08-10	0,475	0,692	1

Кінець таблиці Д.3

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Належність до кластера
10	L08-10 B1	0,279	0,209	3
11	L08-10 B2	0,279	0,239	3
12	L11-12 B1	0,361	0,158	3
13	L15-16	0,443	0,410	2
14	L17-19-2 B2	0,279	0,235	3
15	AT12-13-1	0,590	0,312	2
16	AT12-13-1 B2	0,574	0,235	2
17	AT12-13-2 B2	0,836	0,231	2
18	AT14-17-1	0,246	0,209	3
19	AT14-17-1 B1	0,279	0,175	3
20	AT14-17-1 B2	0,279	0,244	3
21	AT14-17-2	0,344	0,312	3
22	AT14-17-2 B2	0,246	0,248	3
23	AT7-10	0,508	0,278	2
24	AT7-10 B1	0,164	0,248	3
25	T1 B1	0,066	0,226	3
26	T1 B2	0,115	0,244	3
27	G2 B	0,180	0,214	3

Таблиця Д.4 – Параметри центрів кластерів

№ кластеру	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.
1	0,732	0,671
2	0,590	0,293
3	0,254	0,215

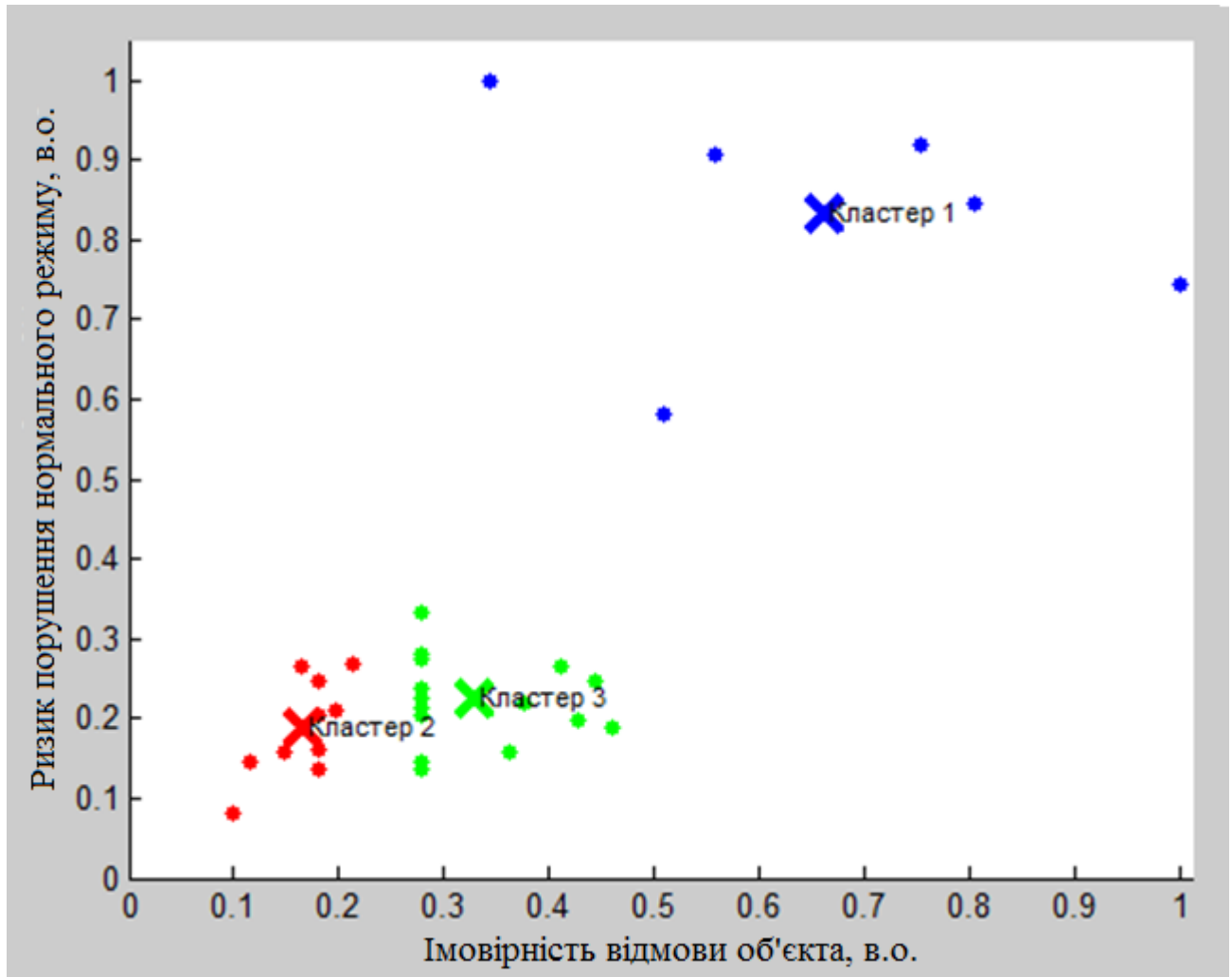


Рисунок Д.3 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму(друга вікова група)

Таблиця Д.5 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання енергокомпаніза оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму) (друга вікова група)

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Належність до кластера
1	L02-03	0,344	1,000	1
2	L02-04	0,508	0,581	1
3	L04-08_B1	0,377	0,218	3
4	L05-06_B1	0,279	0,137	3
5	L05-06_B2	0,279	0,205	3
6	L06-07	1,000	0,744	1
7	L06-07_B2	0,361	0,158	3
8	L06-09_B1	0,279	0,145	3

Кінець таблиці Д.5

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Належність до кластера
9	L11-12	0,754	0,919	1
10	L12-14	0,557	0,906	1
11	L12-14 B1	0,426	0,197	3
12	L12-14 B2	0,279	0,239	3
13	L13-15 B2	0,443	0,248	3
14	L15-16 B2	0,279	0,282	3
15	L16-17 B1	0,279	0,274	3
16	L17-18 B2	0,410	0,265	3
17	L17-19-1	0,803	0,846	1
18	L17-19-1 B1	0,459	0,188	3
19	L17-19-2 B1	0,279	0,226	3
20	AT12-13-1 B1	0,279	0,282	3
21	AT12-13-2	0,164	0,265	2
22	AT12-13-2 B1	0,279	0,214	3
23	AT14-17-2 B1	0,279	0,333	3
24	AT3-5	0,197	0,209	2
25	AT3-5 B1	0,180	0,137	2
26	AT3-5 B2	0,148	0,158	2
27	AT7-10 B2	0,213	0,269	2
28	T1	0,180	0,248	2
29	T2 B1	0,180	0,162	2
30	G1	0,098	0,081	2
31	G1 B	0,180	0,205	2
32	G2	0,115	0,145	2

Таблиця Д.6 – Параметри центрів кластерів

№ кластеру	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.
1	0,661	0,833
2	0,166	0,188
3	0,329	0,226

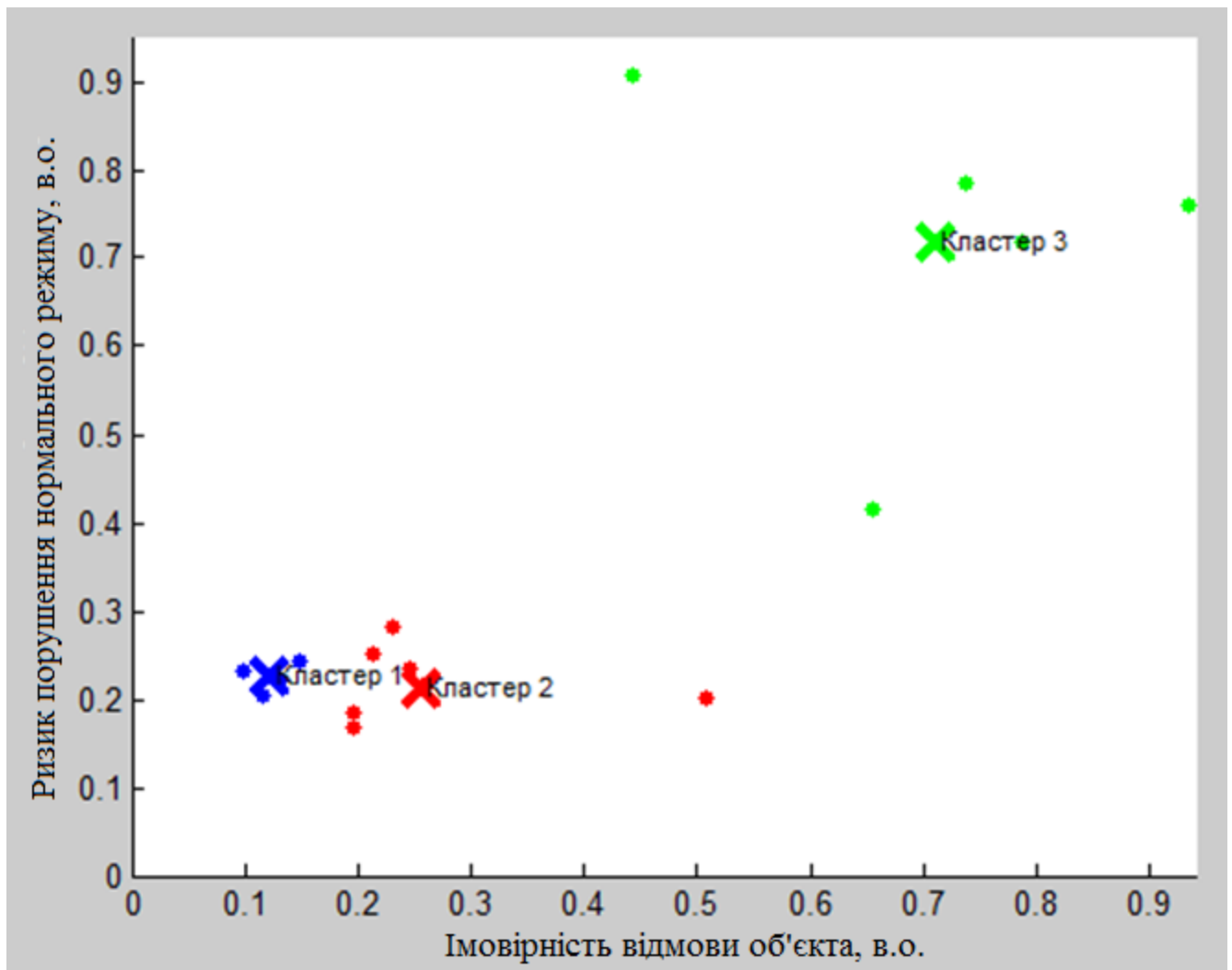


Рисунок Д.4 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму)(третя вікова група)

Таблиця Д.7 – Результати чіткої кластеризації парку обладнання енергокомпаніза оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму) (третя вікова група)

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Належність до кластера
1	L02-03_B1	0,197	0,167	2
2	L04-08	0,656	0,415	3
3	L04-11_B2	0,197	0,184	2
4	L06-09	0,934	0,761	3
5	L06-09_B2	0,262	0,218	2
6	L11-12_B2	0,115	0,205	1
7	L13-15	0,787	0,718	3

Кінець таблиці Д.7

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Належність до кластера
8	L13-15_B1	0,098	0,231	1
9	L15-16_B1	0,131	0,222	1
10	L16-17	0,738	0,786	3
11	L16-17_B2	0,230	0,282	2
12	L17-18	0,508	0,201	2
13	L17-18_B1	0,148	0,244	1
14	L17-19-1_B2	0,213	0,252	2
15	L17-19-2	0,443	0,906	3
16	T2	0,246	0,235	2
17	T2_B2	0,197	0,167	2

Таблиця Д.8 – Параметри центрів кластерів

№ кластеру	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.
1	0,123	0,226
2	0,256	0,213
3	0,712	0,717

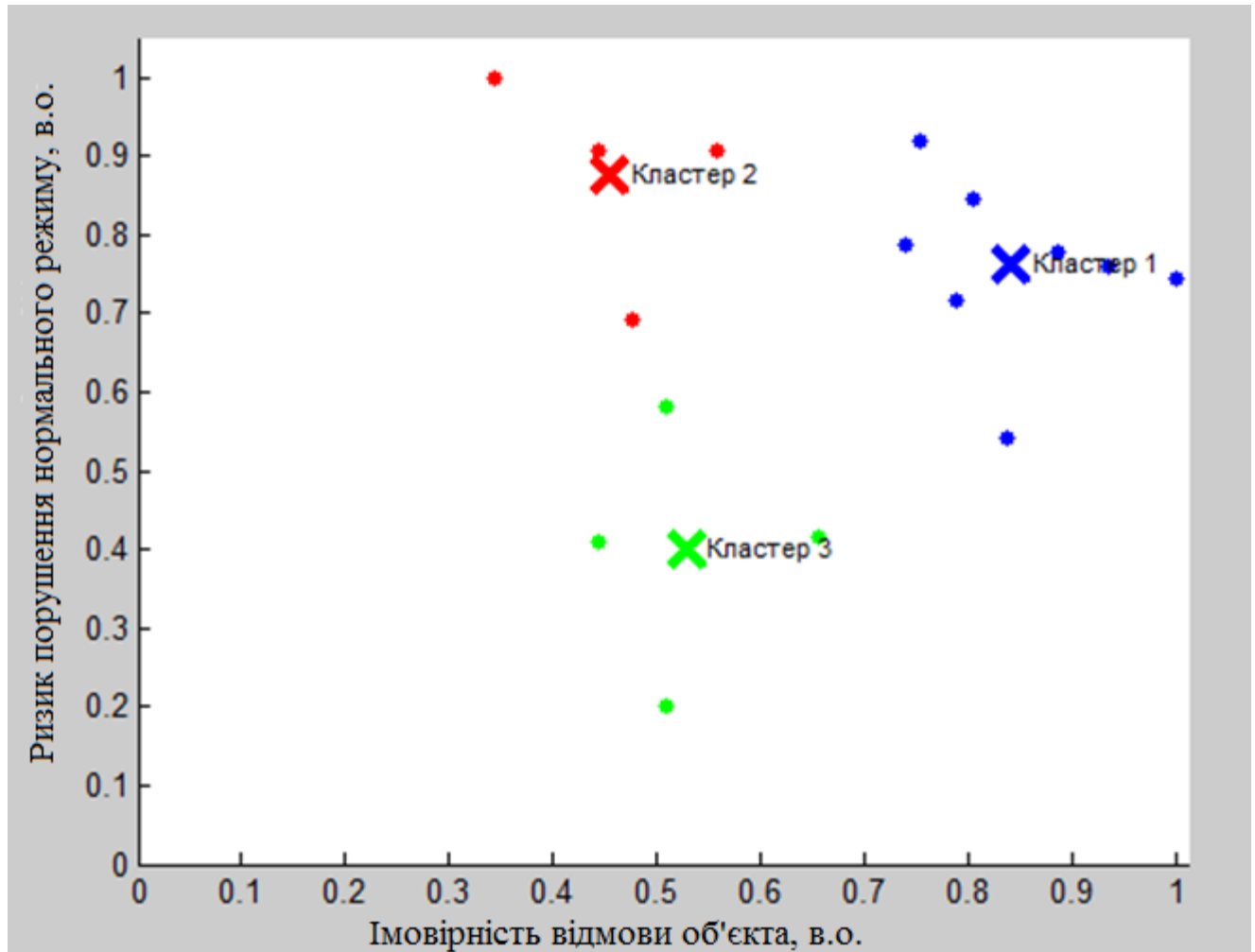


Рисунок Д.5 – Результати чіткої кластеризації парку ПЛ за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму)

Таблиця Д.9 – Результати чіткої кластеризації парку ПЛ за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму)

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Належність до кластера
1	L02-03	0,344	1,000	2
2	L02-04	0,508	0,581	3
3	L04-08	0,656	0,415	3
4	L04-11	0,836	0,543	1
5	L05-06	0,885	0,778	1
6	L06-07	1,000	0,744	1
7	L06-09	0,934	0,761	1
8	L08-10	0,475	0,692	2

Кінець таблиці Д.9

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Належність до кластера
9	L11-12	0,754	0,919	1
10	L12-14	0,557	0,906	2
11	L13-15	0,787	0,718	1
12	L15-16	0,443	0,41	3
13	L16-17	0,738	0,786	1
14	L17-18	0,508	0,201	3
15	L17-19-1	0,803	0,846	1
16	L17-19-2	0,443	0,906	2

Таблиця Д.10 – Параметри центрів кластерів

№ кластеру	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.
1	0,842	0,762
2	0,455	0,876
3	0,529	0,402

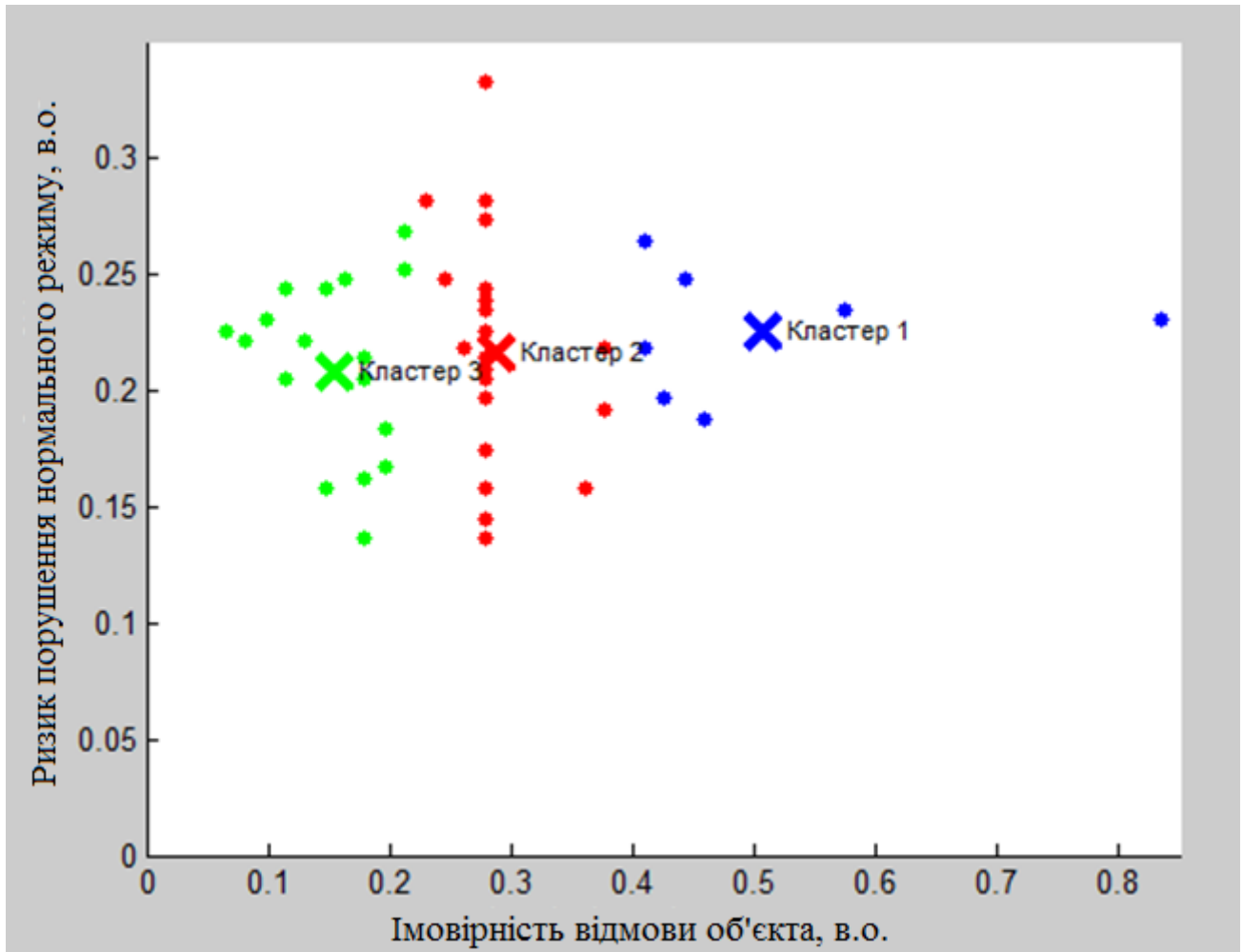


Рисунок Д.6 – Результати чіткої кластеризації парку вимикачів за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму)

Таблиця Д.11 – Результати чіткої кластеризації парку вимикачів за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму)

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Належність до кластера
1	L02-03_B1	0,197	0,167	3
2	L02-03_B2	0,279	0,158	2
3	L02-04_B1	0,279	0,145	2
4	L02-04_B2	0,377	0,192	2
5	L04-08_B1	0,377	0,218	2
6	L04-08_B2	0,279	0,197	2
7	L04-11_B1	0,082	0,222	3
8	L04-11_B2	0,197	0,184	3
9	L05-06_B1	0,279	0,137	2

Кінець таблиці Д.11

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Належність до кластера
10	L05-06_B2	0,279	0,205	2
11	L06-07_B1	0,41	0,218	1
12	L06-07_B2	0,361	0,158	2
13	L06-09_B1	0,279	0,145	2
14	L06-09_B2	0,262	0,218	2
15	L08-10_B1	0,279	0,209	2
16	L08-10_B2	0,279	0,239	2
17	L11-12_B1	0,361	0,158	2
18	L11-12_B2	0,115	0,205	3
19	L12-14_B1	0,426	0,197	1
20	L12-14_B2	0,279	0,239	2
21	L13-15_B1	0,098	0,231	3
22	L13-15_B2	0,443	0,248	1
23	L15-16_B1	0,131	0,222	3
24	L15-16_B2	0,279	0,282	2
25	L16-17_B1	0,279	0,274	2
26	L16-17_B2	0,23	0,282	2
27	L17-18_B1	0,148	0,244	3
28	L17-18_B2	0,41	0,265	1
29	L17-19-1_B1	0,459	0,188	1
30	L17-19-1_B2	0,213	0,252	3
31	L17-19-2_B1	0,279	0,226	2
32	L17-19-2_B2	0,279	0,235	2
33	AT12-13-1_B1	0,279	0,282	2
34	AT12-13-1_B2	0,574	0,235	1
35	AT12-13-2_B1	0,279	0,214	2
36	AT12-13-2_B2	0,836	0,231	1
37	AT14-17-1_B1	0,279	0,175	2
38	AT14-17-1_B2	0,279	0,244	2
39	AT14-17-2_B1	0,279	0,333	2
40	AT14-17-2_B2	0,246	0,248	2
41	AT3-5_B1	0,18	0,137	3
42	AT3-5_B2	0,148	0,158	3
43	AT7-10_B1	0,164	0,248	3
44	AT7-10_B2	0,213	0,269	3
45	T1_B1	0,066	0,226	3
46	T1_B2	0,115	0,244	3
47	T2_B1	0,18	0,162	3
48	T2_B2	0,197	0,167	3
49	G1_B	0,18	0,205	3
50	G2_B	0,18	0,214	3

Таблиця Д.12 – Параметри центрів кластерів

№ кластеру	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.
1	0,508	0,226
2	0,289	0,217
3	0,156	0,209

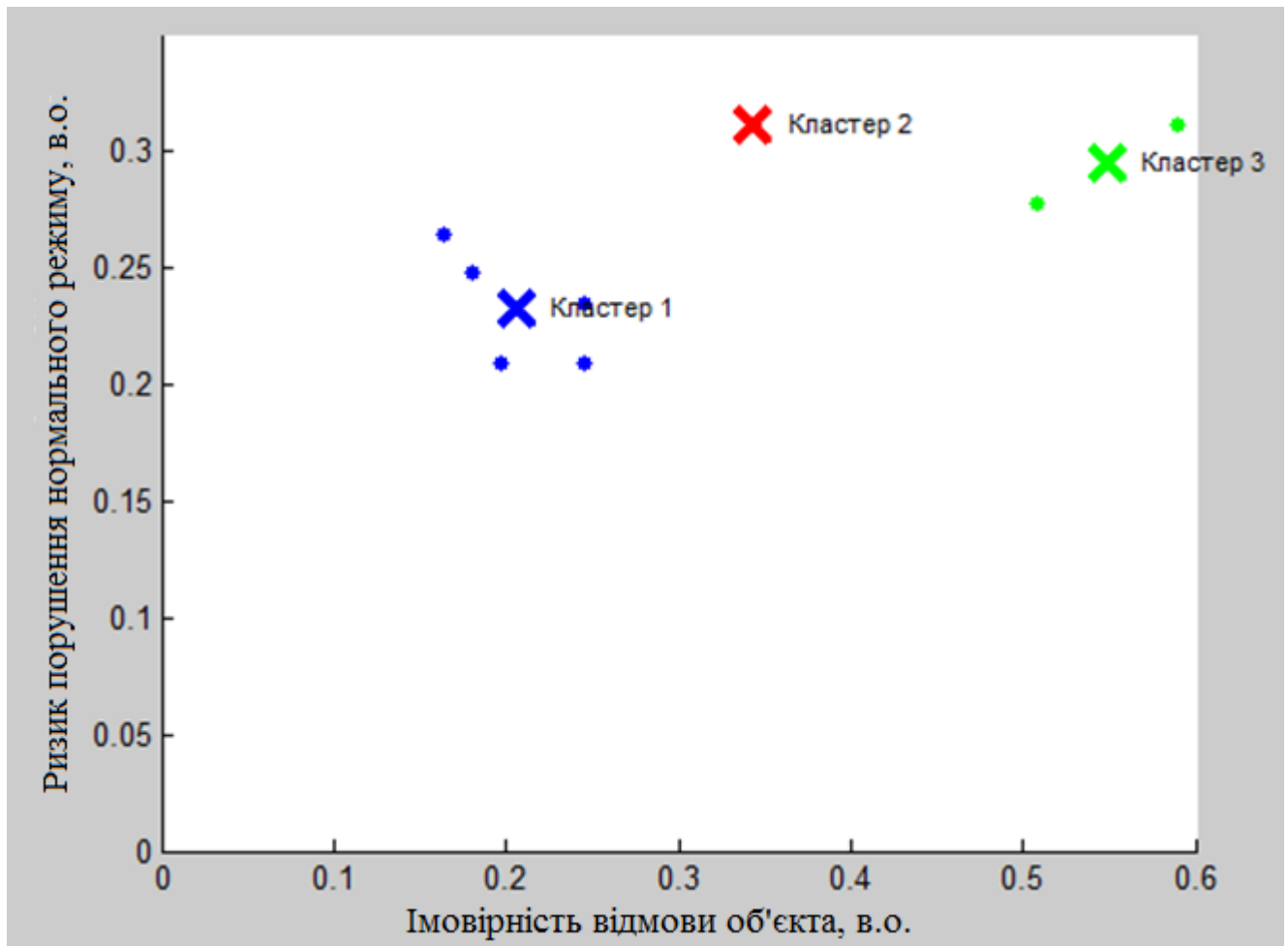


Рисунок Д.7 – Результати чіткої кластеризації парку трансформаторів за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму)

Таблиця Д.13 – Результати чіткої кластеризації парку вимикачів за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму)

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Належність до кластера
1	АТ12-13-1	0,590	0,312	3

Кінець таблиці Д.13

№ п/п	Елемент	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Належність до кластера
2	AT12-13-2	0,164	0,265	1
3	AT14-17-1	0,246	0,209	1
4	AT14-17-2	0,344	0,312	2
5	AT3-5	0,197	0,209	1
6	AT7-10	0,508	0,278	3
7	T1	0,180	0,248	1
8	T2	0,246	0,235	1

Таблиця Д.14 – Параметри центрів кластерів

№ кластеру	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.
1	0,207	0,233
2	0,344	0,312
3	0,549	0,549

ДОДАТОК Е

Таблиця Е.1 – Результати нечіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за сукупністю визначальних ознак.

№ п/п	Елемент	Ступінь належності до 1 кластера, в.о.	Ступінь належності до 2 кластера, в.о.	Ступінь належності до 3 кластера, в.о.	Головний кластер
1	L02-03	0,2682	0,2538	0,478	3
2	L02-03_B1	0,1914	0,7313	0,0773	2
3	L02-03_B2	0,937	0,0468	0,0162	1
4	L02-04	0,3614	0,2685	0,3702	3
5	L02-04_B1	0,5706	0,2539	0,1755	1
6	L02-04_B2	0,5622	0,2464	0,1914	1
7	L04-08	0,1716	0,426	0,4024	2
8	L04-08_B1	0,0468	0,93	0,0232	2
9	L04-08_B2	0,698	0,2514	0,0506	1
10	L04-11	0,2603	0,1795	0,5602	3
11	L04-11_B1	0,7555	0,1695	0,075	1
12	L04-11_B2	0,1708	0,7376	0,0916	2
13	L05-06	0,2153	0,1828	0,6019	3
14	L05-06_B1	0,1956	0,7328	0,0716	2
15	L05-06_B2	0,4218	0,4711	0,1072	2
16	L06-07	0,1192	0,1259	0,7549	3
17	L06-07_B1	0,5986	0,2778	0,1236	1
18	L06-07_B2	0,0862	0,867	0,0469	2
19	L06-09	0,1234	0,1888	0,6877	3
20	L06-09_B1	0,2607	0,6676	0,0716	2
21	L06-09_B2	0,1035	0,8248	0,0717	2
22	L08-10	0,3945	0,1975	0,408	3
23	L08-10_B1	0,9073	0,0673	0,0254	1
24	L08-10_B2	0,9065	0,0681	0,0254	1
25	L11-12	0,2199	0,2247	0,5555	3
26	L11-12_B1	0,5693	0,2888	0,142	1
27	L11-12_B2	0,1837	0,6706	0,1457	2
28	L12-14	0,1431	0,1416	0,7153	3
29	L12-14_B1	0,149	0,7916	0,0595	2
30	L12-14_B2	0,1264	0,8476	0,026	2
31	L13-15	0,0839	0,1333	0,7828	3
32	L13-15_B1	0,1872	0,6617	0,1512	2
33	L13-15_B2	0,1523	0,7442	0,1035	2

Продовження таблиці Е.1

№ п/п	Елемент	Ступінь належності до 1 кластера, в.о.	Ступінь належності до 2 кластера, в.о.	Ступінь належності до 3 кластера, в.о.	Головний кластер
34	L15-16	0,5339	0,2715	0,1946	1
35	L15-16_B1	0,1631	0,7197	0,1172	2
36	L15-16_B2	0,509	0,4123	0,0786	1
37	L16-17	0,096	0,1541	0,7499	3
38	L16-17_B1	0,2226	0,7342	0,0432	2
39	L16-17_B2	0,0914	0,8477	0,0608	2
40	L17-18	0,1513	0,7107	0,138	2
41	L17-18_B1	0,1561	0,725	0,1189	2
42	L17-18_B2	0,1081	0,8159	0,0759	2
43	L17-19-1	0,0734	0,0911	0,8356	3
44	L17-19-1_B1	0,2958	0,6083	0,0959	2
45	L17-19-1_B2	0,1513	0,7619	0,0869	2
46	L17-19-2	0,1461	0,2057	0,6482	3
47	L17-19-2_B1	0,801	0,1708	0,0282	1
48	L17-19-2_B2	0,9543	0,0336	0,0121	1
49	AT12-13-1	0,5304	0,2477	0,2219	1
50	AT12-13-1_B1	0,151	0,8069	0,0422	2
51	AT12-13-1_B2	0,552	0,2648	0,1832	1
52	AT12-13-2	0,0713	0,8968	0,0319	2
53	AT12-13-2_B1	0,2517	0,699	0,0493	2
54	AT12-13-2_B2	0,4281	0,2664	0,3054	1
55	AT14-17-1	0,6435	0,2979	0,0586	1
56	AT14-17-1_B1	0,7273	0,1983	0,0744	1
57	AT14-17-1_B2	0,6981	0,2387	0,0633	1
58	AT14-17-2	0,6872	0,2218	0,091	1
59	AT14-17-2_B1	0,0642	0,9072	0,0286	2
60	AT14-17-2_B2	0,7318	0,1987	0,0694	1
61	AT3-5	0,3556	0,5814	0,0631	2
62	AT3-5_B1	0,3306	0,609	0,0604	2
63	AT3-5_B2	0,1975	0,7537	0,0488	2
64	AT7-10	0,624	0,2168	0,1591	1
65	AT7-10_B1	0,7157	0,2249	0,0594	1
66	AT7-10_B2	0,031	0,9564	0,0126	2
67	T1	0,457	0,3995	0,1435	1
68	T1_B1	0,6849	0,2062	0,1088	1
69	T1_B2	0,6831	0,2181	0,0988	1

Кінець таблиці Е.1

№ п/п	Елемент	Ступінь належності до 1 кластера, в.о.	Ступінь належності до 2 кластера, в.о.	Ступінь належності до 3 кластера, в.о.	Головний кластер
70	T2	0,2987	0,487	0,2143	2
71	T2_B1	0,6801	0,2263	0,0937	1
72	T2_B2	0,3362	0,4906	0,1732	2
73	G1	0,6325	0,267	0,1005	1
74	G1_B	0,6568	0,2435	0,0997	1
75	G2	0,4613	0,4081	0,1306	1
76	G2_B	0,7095	0,1977	0,0927	1

Таблиця Е.2 – Параметри центрів кластерів

№ кластеру	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Розмір фонду (нормований до max), в.о.	Інтегральний індекс ризик (нормований до max), в.о.	Пропуск електроенергії, (нормований до max), в.о.	Термін напрацю- вання (нормо- ваний до max), в.о.
1	0,2837	0,0168	0,2380	0,3860	0,2508
2	0,2821	0,0123	0,2392	0,1982	0,6200
3	0,6961	0,2122	0,7163	0,2349	0,5461

Таблиця Е.3 – Результати нечіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за агрегованим показником значущості А

№ п/п	Елемент	Ознака А, в.о.	Ступінь належності до 1 кластера, в.о.	Ступінь належності до 2 кластера, в.о.	Ступінь належності до 3 кластера, в.о.	Головний кластер
1	L04-11_B1	0,213	0,9313	0,0612	0,0076	1
2	L11-12_B1	0,216	0,9196	0,0717	0,0087	1
3	L02-04_B2	0,222	0,8929	0,0961	0,0110	1
4	L02-04_B1	0,270	0,5307	0,4389	0,0303	1
5	AT14-17-1_B1	0,192	0,9849	0,0132	0,0019	1
6	AT14-17-2_B2	0,090	0,9133	0,0702	0,0165	1
7	AT7-10_B1	0,090	0,9133	0,0702	0,0165	1
8	AT14-17-1_B2	0,192	0,9849	0,0132	0,0019	1
9	L04-08_B2	0,192	0,9849	0,0132	0,0019	1
10	AT14-17-1	0,090	0,9133	0,0702	0,0165	1
11	L05-06_B2	0,192	0,9849	0,0132	0,0019	1

Продовження таблиці Е.3

№ п/п	Елемент	Ознака А, в.о.	Ступінь належності до 1 кластера, в.о.	Ступінь належності до 2 кластера, в.о.	Ступінь належності до 3 кластера, в.о.	Головний кластер
12	АТ3-5	0,090	0,9133	0,0702	0,0165	1
13	АТ3-5_B1	0,090	0,9133	0,0702	0,0165	1
14	L06-09_B1	0,192	0,9849	0,0132	0,0019	1
15	АТ12-13-2_B1	0,192	0,9849	0,0132	0,0019	1
16	L05-06_B1	0,192	0,9849	0,0132	0,0019	1
17	АТ3-5_B2	0,090	0,9133	0,0702	0,0165	1
18	L04-08_B1	0,222	0,8929	0,0961	0,0110	1
19	L06-07_B2	0,216	0,9196	0,0717	0,0087	1
20	L02-03_B1	0,229	0,8559	0,1300	0,0141	1
21	L06-09_B2	0,188	0,9903	0,0085	0,0012	1
22	L17-19-1_B2	0,209	0,9452	0,0486	0,0062	1
23	L04-11_B2	0,213	0,9313	0,0612	0,0076	1
24	L17-18_B1	0,090	0,9133	0,0702	0,0165	1
25	L15-16_B1	0,090	0,9133	0,0702	0,0165	1
26	L11-12_B2	0,090	0,9133	0,0702	0,0165	1
27	L13-15_B1	0,090	0,9133	0,0702	0,0165	1
28	АТ12-13-2_B2	0,500	0,0861	0,6462	0,2677	2
29	АТ7-10	0,392	0,0031	0,9952	0,0017	2
30	АТ12-13-1	0,395	0,0046	0,9926	0,0027	2
31	T1_B1	0,417	0,0220	0,9596	0,0184	2
32	АТ12-13-1_B2	0,300	0,2656	0,7045	0,0298	2
33	L06-07_B1	0,300	0,2656	0,7045	0,0298	2
34	L02-03_B2	0,318	0,1449	0,8319	0,0232	2
35	L17-19-2_B2	0,297	0,2893	0,6801	0,0305	2
36	L15-16	0,500	0,0861	0,6462	0,2677	2
37	АТ14-17-2	0,346	0,0350	0,9557	0,0093	2
38	L08-10_B1	0,392	0,0031	0,9952	0,0017	2
39	G2_B	0,417	0,0220	0,9596	0,0184	2
40	L08-10_B2	0,392	0,0031	0,9952	0,0017	2
41	T1_B2	0,416	0,0211	0,9616	0,0173	2
42	T2_B1	0,417	0,0220	0,9596	0,0184	2
43	L15-16_B2	0,329	0,0908	0,8914	0,0178	2
44	G1	0,417	0,0220	0,9596	0,0184	2
45	G1_B	0,417	0,0220	0,9596	0,0184	2
46	L17-19-2_B1	0,302	0,2503	0,7204	0,0293	2
47	L16-17_B1	0,326	0,1040	0,8766	0,0194	2
48	АТ12-13-1_B1	0,329	0,0908	0,8914	0,0178	2

Кінець таблиці Е.3

№ п/п	Елемент	Ознака А, в.о.	Ступінь належності до 1 кластера, в.о.	Ступінь належності до 2 кластера, в.о.	Ступінь належності до 3 кластера, в.о.	Головний кластер
49	L12-14_B2	0,277	0,4654	0,5030	0,0315	2
50	L17-19-1_B1	0,407	0,0131	0,9776	0,0093	2
51	L13-15_B2	0,300	0,2656	0,7045	0,0298	2
52	AT14-17-2_B1	0,349	0,0283	0,9637	0,0079	2
53	L12-14_B1	0,392	0,0031	0,9952	0,0017	2
54	T1	0,417	0,0220	0,9596	0,0184	2
55	G2	0,417	0,0220	0,9596	0,0184	2
56	L17-18_B2	0,390	0,0022	0,9966	0,0012	2
57	AT7-10_B2	0,278	0,4561	0,5122	0,0316	2
58	AT12-13-2	0,276	0,4747	0,4939	0,0314	2
59	L17-18	0,300	0,2656	0,7045	0,0298	2
60	L16-17_B2	0,283	0,4102	0,5579	0,0319	2
61	T2_B2	0,416	0,0211	0,9616	0,0173	2
62	L04-08	0,500	0,0861	0,6462	0,2677	2
63	T2	0,417	0,0220	0,9596	0,0184	2
64	L05-06	0,700	0,0006	0,0016	0,9977	3
65	L08-10	0,608	0,0283	0,1038	0,8679	3
66	L04-11	0,604	0,0312	0,1166	0,8522	3
67	L11-12	0,896	0,0665	0,1314	0,8020	3
68	L02-03	0,752	0,0120	0,0292	0,9588	3
69	L06-07	0,700	0,0006	0,0016	0,9977	3
70	L12-14	0,700	0,0006	0,0016	0,9977	3
71	L02-04	0,700	0,0006	0,0016	0,9977	3
72	L17-19-1	0,700	0,0006	0,0016	0,9977	3
73	L13-15	0,617	0,0221	0,0782	0,8997	3
74	L17-19-2	0,605	0,0305	0,1133	0,8562	3
75	L16-17	0,700	0,0006	0,0016	0,9977	3
76	L06-09	0,700	0,0006	0,0016	0,9977	3

Для центрів кластерів, агрегований показник значущості А складає: 1 – 0,1703 в.о.; 2 – 0,3796 в.о.; 3 – 0,6870 в.о.

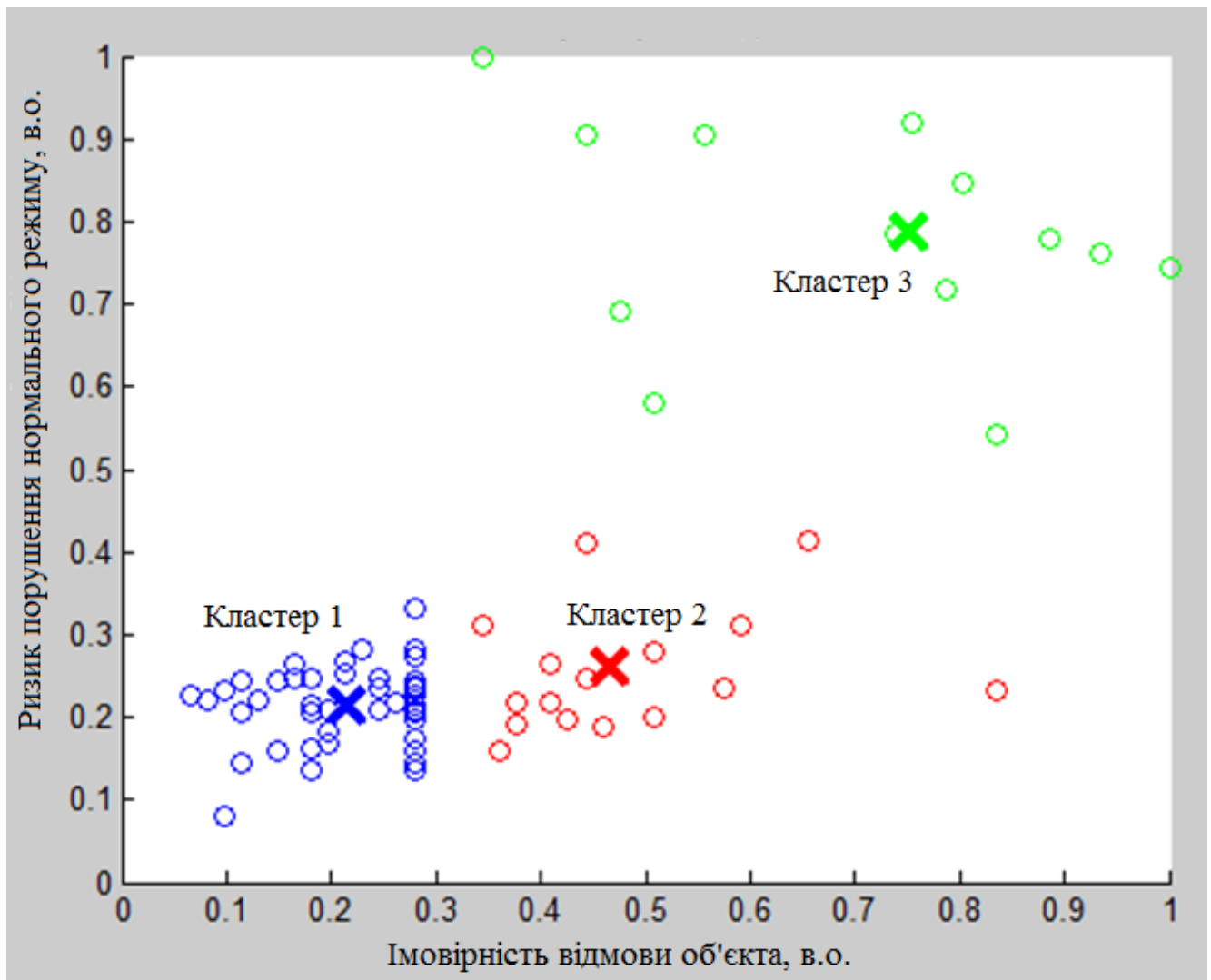


Рисунок Е.1 – Результати нечіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму)

Таблиця Е.4 – Результати нечіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму)

№ п/п	Елемент	Ступінь належності до 1 кластера, в.о.	Ступінь належності до 2 кластера, в.о.	Ступінь належності до 3 кластера, в.о.	Головний кластер
1	L04-11_B1	0,8737	0,1057	0,0205	1
2	T1_B1	0,8552	0,1201	0,0247	1
3	L02-04_B1	0,8370	0,1514	0,0117	1
4	AT14-17-1_B1	0,8781	0,1137	0,0081	1
5	AT14-17-2_B2	0,9584	0,0382	0,0034	1
6	L02-03_B2	0,8562	0,1338	0,0099	1

Продовження таблиці Е.4

№ п/п	Елемент	Ступінь належності до 1 кластера, в.о.	Ступінь належності до 2 кластера, в.о.	Ступінь належності до 3 кластера, в.о.	Головний кластер
7	L17-19-2_B2	0,8863	0,1065	0,0072	1
8	AT7-10_B1	0,9547	0,0396	0,0057	1
9	L08-10_B1	0,8998	0,0938	0,0064	1
10	AT14-17-1_B2	0,8749	0,1171	0,0080	1
11	G2_B	0,9826	0,0154	0,0020	1
12	L08-10_B2	0,8816	0,1108	0,0075	1
13	T1_B2	0,9047	0,0810	0,0143	1
14	L04-08_B2	0,8965	0,0968	0,0067	1
15	AT14-17-1	0,9809	0,0175	0,0015	1
16	L05-06_B2	0,8993	0,0943	0,0064	1
17	T2_B1	0,9515	0,0430	0,0055	1
18	L15-16_B2	0,7978	0,1882	0,0139	1
19	G1	0,8168	0,1550	0,0282	1
20	G1_B	0,9815	0,0164	0,0021	1
21	L17-19-2_B1	0,8943	0,0990	0,0067	1
22	AT3-5	0,9939	0,0054	0,0006	1
23	AT3-5_B1	0,9208	0,0701	0,0091	1
24	L06-09_B1	0,8370	0,1514	0,0117	1
25	AT12-13-2_B1	0,8994	0,0942	0,0064	1
26	L16-17_B1	0,8169	0,1708	0,0123	1
27	AT12-13-1_B1	0,7978	0,1882	0,0139	1
28	L05-06_B1	0,8245	0,1627	0,0128	1
29	AT3-5_B2	0,9249	0,0654	0,0097	1
30	L12-14_B2	0,8816	0,1108	0,0075	1
31	AT14-17-2_B1	0,6732	0,2990	0,0278	1
32	T1	0,9682	0,0281	0,0037	1
33	G2	0,8855	0,0980	0,0164	1
34	AT7-10_B2	0,9522	0,0428	0,0049	1
35	AT12-13-2	0,9387	0,0534	0,0079	1
36	L02-03_B1	0,9643	0,0319	0,0038	1
37	L06-09_B2	0,9510	0,0454	0,0035	1
38	L16-17_B2	0,9165	0,0755	0,0080	1
39	L17-19-1_B2	0,9771	0,0206	0,0023	1
40	L04-11_B2	0,9812	0,0169	0,0020	1
41	T2_B2	0,9643	0,0319	0,0038	1
42	L17-18_B1	0,9414	0,0508	0,0078	1
43	L15-16_B1	0,9306	0,0597	0,0097	1

Кінець таблиці Е.4

№ п/п	Елемент	Ступінь належності до 1 кластера, в.о.	Ступінь належності до 2 кластера, в.о.	Ступінь належності до 3 кластера, в.о.	Головний кластер
44	L11-12_B2	0,9127	0,0746	0,0127	1
45	T2	0,9728	0,0250	0,0022	1
46	L13-15_B1	0,8901	0,0927	0,0172	1
47	AT12-13-2_B2	0,2000	0,5585	0,2414	2
48	L11-12_B1	0,4679	0,5115	0,0206	2
49	AT7-10	0,0213	0,9727	0,0059	2
50	L02-04_B2	0,3253	0,6574	0,0173	2
51	AT12-13-1	0,0998	0,8415	0,0587	2
52	AT12-13-1_B2	0,0850	0,8827	0,0323	2
53	L06-07_B1	0,1208	0,8690	0,0102	2
54	L15-16	0,1850	0,7458	0,0692	2
55	AT14-17-2	0,3936	0,5807	0,0257	2
56	L17-19-1_B1	0,0861	0,9024	0,0115	2
57	L13-15_B2	0,0145	0,9835	0,0020	2
58	L12-14_B1	0,1179	0,8707	0,0115	2
59	L17-18_B2	0,0733	0,9192	0,0075	2
60	L04-08_B1	0,2754	0,7093	0,0153	2
61	L06-07_B2	0,4679	0,5115	0,0206	2
62	L17-18	0,0606	0,9266	0,0128	2
63	L04-08	0,1534	0,6062	0,2404	2
64	L05-06	0,0222	0,0384	0,9394	3
65	L08-10	0,1658	0,2650	0,5692	3
66	L04-11:	0,0948	0,2167	0,6886	3
67	L11-12	0,0205	0,0313	0,9482	3
68	L02-03	0,1947	0,2205	0,5848	3
69	L06-07	0,0598	0,1036	0,8366	3
70	L12-14	0,0718	0,1009	0,8273	3
71	L02-04	0,1899	0,4041	0,4060	3
72	L17-19-1	0,0079	0,0129	0,9793	3
73	L13-15	0,0106	0,0197	0,9697	3
74	L17-19-2	0,1401	0,1789	0,6810	3
75	L16-17	0,0003	0,0005	0,9992	3
76	L06-09	0,0377	0,0657	0,8966	3

Таблиця Е.5 – Параметри центрів кластерів

№ кластеру	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.
1	0,2163	0,2153
2	0,4664	0,2631
3	0,7512	0,7889

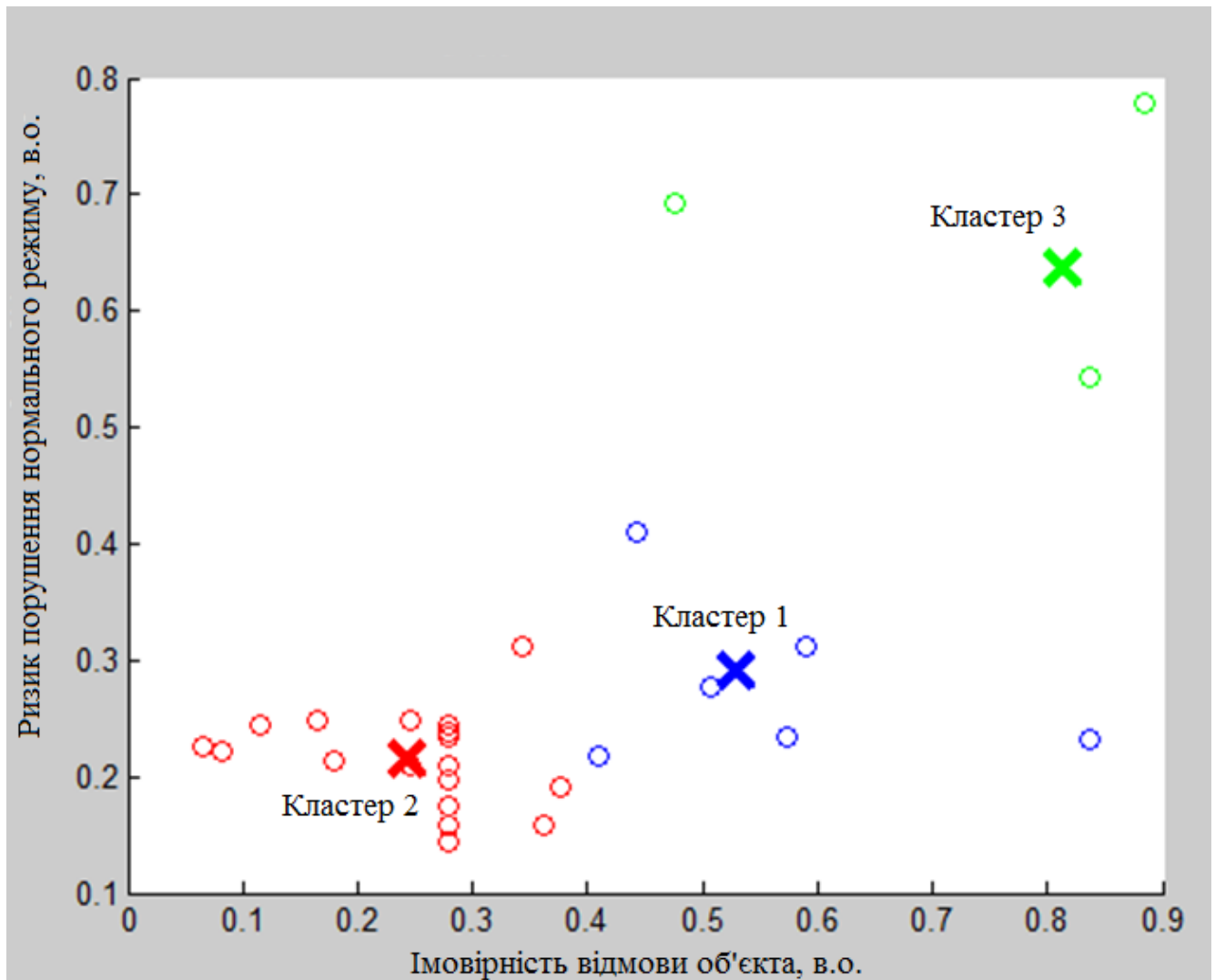


Рисунок Е.2 – Результати нечіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму(перша вікова група)

Таблиця Е.6 – Результати нечіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму) (перша вікова група)

№ п/п	Елемент	Ступінь належності до 1 кластера, в.о.	Ступінь належності до 2 кластера, в.о.	Ступінь належності до 3 кластера, в.о.	Головний кластер
1	AT12-13-2_B2	0,5362	0,1489	0,3149	1
2	AT7-10	0,9882	0,0088	0,0029	1
3	AT12-13-1	0,9458	0,0296	0,0245	1
4	AT12-13-1_B2	0,9334	0,0444	0,0222	1
5	L06-07_B1	0,5648	0,4023	0,0329	1
6	L15-16	0,7193	0,1992	0,0816	1
7	L04-11_B1	0,1092	0,8591	0,0317	2
8	L11-12_B1	0,2631	0,7089	0,0280	2
9	L02-04_B2	0,3459	0,6246	0,0296	2
10	T1_B1	0,1213	0,8422	0,0365	2
11	L02-04_B1	0,0690	0,9200	0,0110	2
12	AT14-17-1_B1	0,0370	0,9573	0,0057	2
13	AT14-17-2_B2	0,0122	0,9856	0,0021	2
14	L02-03_B2	0,0539	0,9376	0,0084	2
15	L17-19-2_B2	0,0239	0,9726	0,0035	2
16	AT14-17-2	0,3435	0,6199	0,0367	2
17	AT7-10_B1	0,0506	0,9374	0,0120	2
18	L08-10_B1	0,0185	0,9788	0,0027	2
19	AT14-17-1_B2	0,0303	0,9652	0,0045	2
20	G2_B	0,0302	0,9631	0,0067	2
21	L08-10_B2	0,0264	0,9697	0,0039	2
22	T1_B2	0,0880	0,8881	0,0239	2
23	L04-08_B2	0,0221	0,9745	0,0033	2
24	AT14-17-1	0,0007	0,9992	0,0001	2
25	L05-06	0,0619	0,0309	0,9072	3
26	L08-10	0,3365	0,1959	0,4676	3
27	L04-11	0,0562	0,0193	0,9245	3

Таблиця Е.7 – Параметри центрів кластерів

№ кластеру	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.
1	0,5296	0,2919
2	0,2434	0,2161
3	0,8132	0,6380

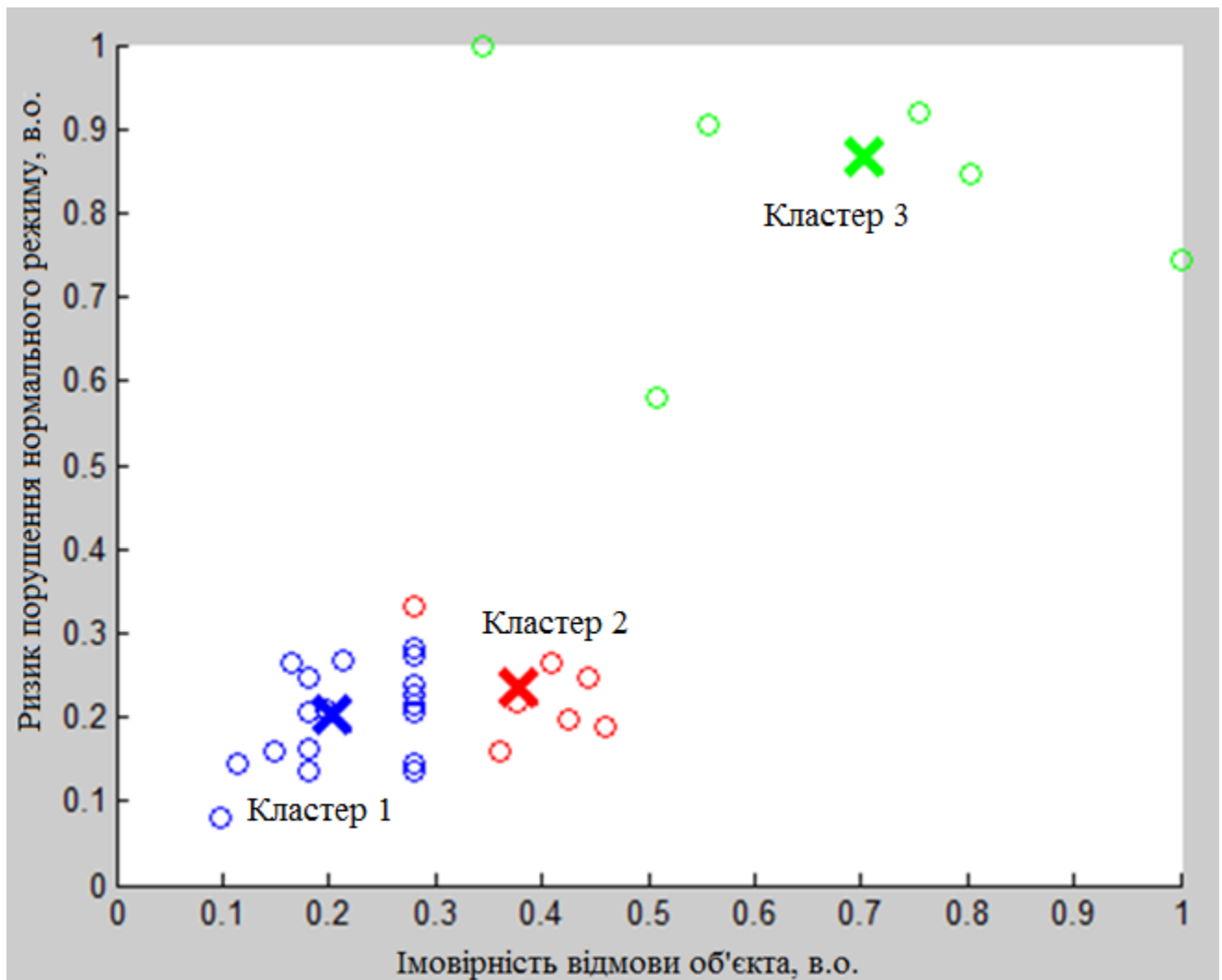


Рисунок Е.3 – Результати нечіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму) з урахуванням терміну напрацювання (друга вікова група)

Таблиця Е.8 – Результати нечіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму) (друга вікова група)

№ п/п	Елемент	Ступінь належності до 1 кластера, в.о.	Ступінь належності до 2 кластера, в.о.	Ступінь належності до 3 кластера, в.о.	Головний кластер
1	L05-06_B2	0,6586	0,3354	0,0060	1
2	T2_B1	0,9504	0,0468	0,0028	1
3	L15-16_B2	0,5002	0,4884	0,0114	1
4	G1	0,7821	0,1972	0,0207	1
5	G1_B	0,9852	0,0140	0,0008	1
6	L17-19-2_B1	0,6189	0,3746	0,0065	1

Кінець таблиці Е.8

№ п/п	Елемент	Ступінь належності до 1 кластера, в.о.	Ступінь належності до 2 кластера, в.о.	Ступінь належності до 3 кластера, в.о.	Головний кластер
7	AT3-5	0,9973	0,0026	0,0001	1
8	AT3-5_B1	0,9053	0,0892	0,0055	1
9	L06-09_B1	0,6667	0,3247	0,0085	1
10	AT12-13-2_B1	0,6437	0,3502	0,0061	1
11	L16-17_B1	0,5131	0,4766	0,0103	1
12	AT12-13-1_B1	0,5002	0,4884	0,0114	1
13	L05-06_B1	0,6608	0,3300	0,0092	1
14	AT3-5_B2	0,9155	0,0787	0,0058	1
15	L12-14_B2	0,5884	0,4045	0,0071	1
16	T1	0,9347	0,0615	0,0037	1
17	G2	0,8645	0,1243	0,0112	1
18	AT7-10_B2	0,8598	0,1337	0,0064	1
19	AT12-13-2	0,8894	0,1032	0,0075	1
20	L17-19-1_B1	0,1152	0,8704	0,0144	2
21	L13-15_B2	0,0654	0,9260	0,0086	2
22	AT14-17-2_B1	0,4528	0,5252	0,0220	2
23	L12-14_B1	0,0691	0,9244	0,0065	2
24	L17-18_B2	0,0367	0,9596	0,0038	2
25	L04-08_B1	0,0109	0,9885	0,0006	2
26	L06-07_B2	0,1928	0,7989	0,0083	2
27	L11-12	0,0064	0,0086	0,9851	3
28	L02-03:	0,1523	0,1707	0,6770	3
29	L06-07	0,0871	0,1256	0,7873	3
30	L12-14	0,0345	0,0445	0,9211	3
31	L02-04	0,2126	0,3695	0,4179	3
32	L17-19-1	0,0128	0,0180	0,9692	3

Таблиця Е.9 – Параметри центрів кластерів

№ кластеру	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.
1	0,2040	0,2027
2	0,3795	0,2361
3	0,7040	0,8663

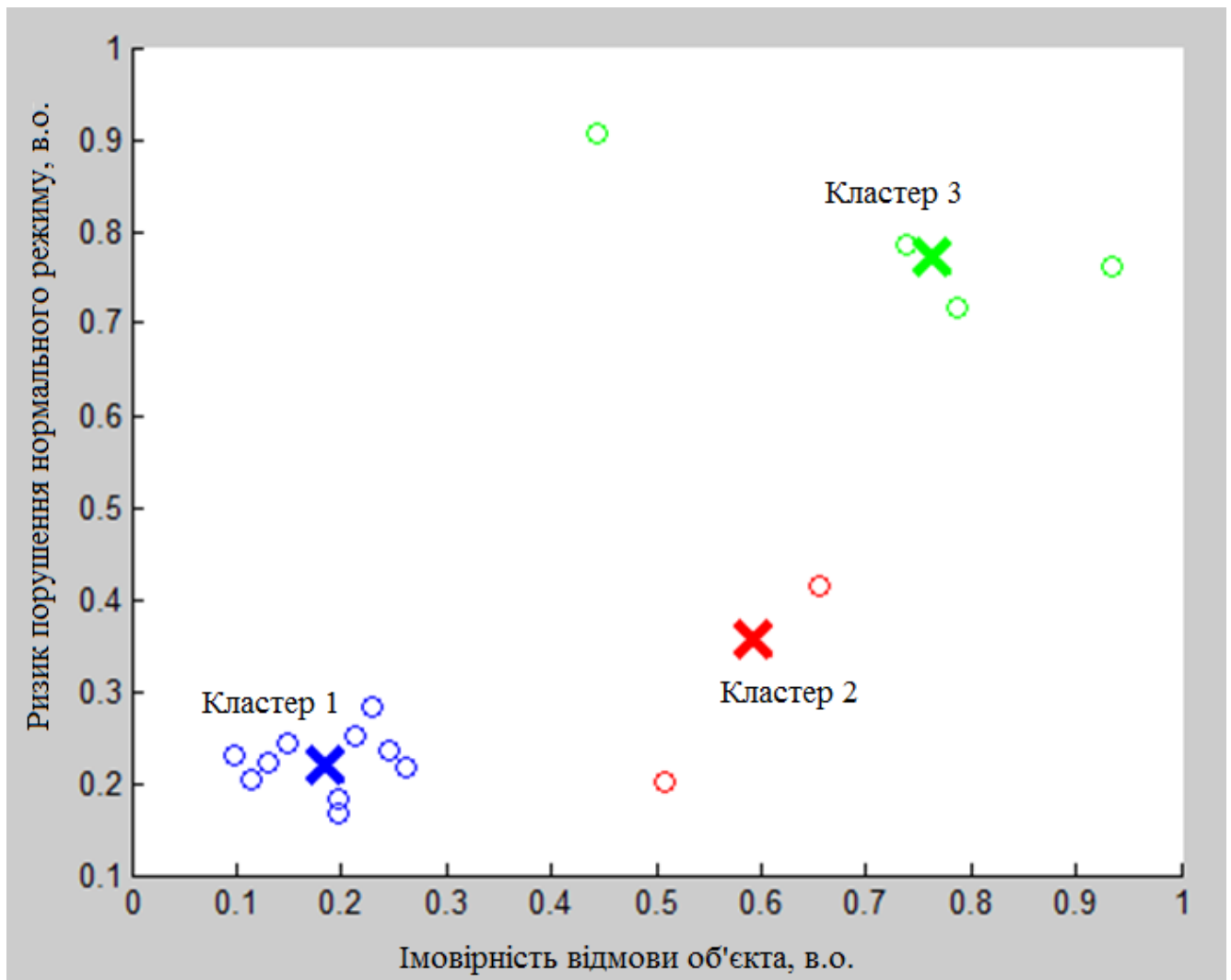


Рисунок Е.4 – Результати нечіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму) (третя вікова група)

Таблиця Е.10 – Результати нечіткої кластеризації парку обладнання енергокомпанії за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму) (третя вікова група)

№ п/п	Елемент	Ступінь належності до 1 кластера, в.о.	Ступінь належності до 2 кластера, в.о.	Ступінь належності до 3 кластера, в.о.	Головний кластер
1	L02-03_B1	0,9813	0,0146	0,0041	1
2	L06-09_B2	0,9488	0,0416	0,0097	1
3	L16-17_B2	0,9500	0,0396	0,0104	1
4	L17-19-1_B2	0,9860	0,0110	0,0030	1
5	L04-11_B2	0,9907	0,0073	0,0020	1
6	T2_B2	0,9813	0,0146	0,0041	1
7	L17-18_B1	0,9872	0,0097	0,0031	1

Продовження таблиці Е.10

№ п/п	Елемент	Ступінь належності до 1 кластера, в.о.	Ступінь належності до 2 кластера, в.о.	Ступінь належності до 3 кластера, в.о.	Головний кластер
8	L15-16_B1	0,9827	0,0130	0,0043	1
9	L11-12_B2	0,9726	0,0205	0,0070	1
10	T2	0,9667	0,0267	0,0065	1
11	L13-15_B1	0,9605	0,0291	0,0104	1
12	L17-18	0,2221	0,7193	0,0586	2
13	L04-08	0,0254	0,9277	0,0469	2
14	L13-15	0,0057	0,0209	0,9734	3
15	L17-19-2	0,1407	0,2334	0,6260	3
16	L16-17	0,0013	0,0041	0,9946	3
17	L06-09	0,0300	0,0918	0,8782	3

Таблиця Е.11 – Параметри центрів кластерів

№ кластеру	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.
1	0,1865	0,2197
2	0,5945	0,3576
3	0,7640	0,7732

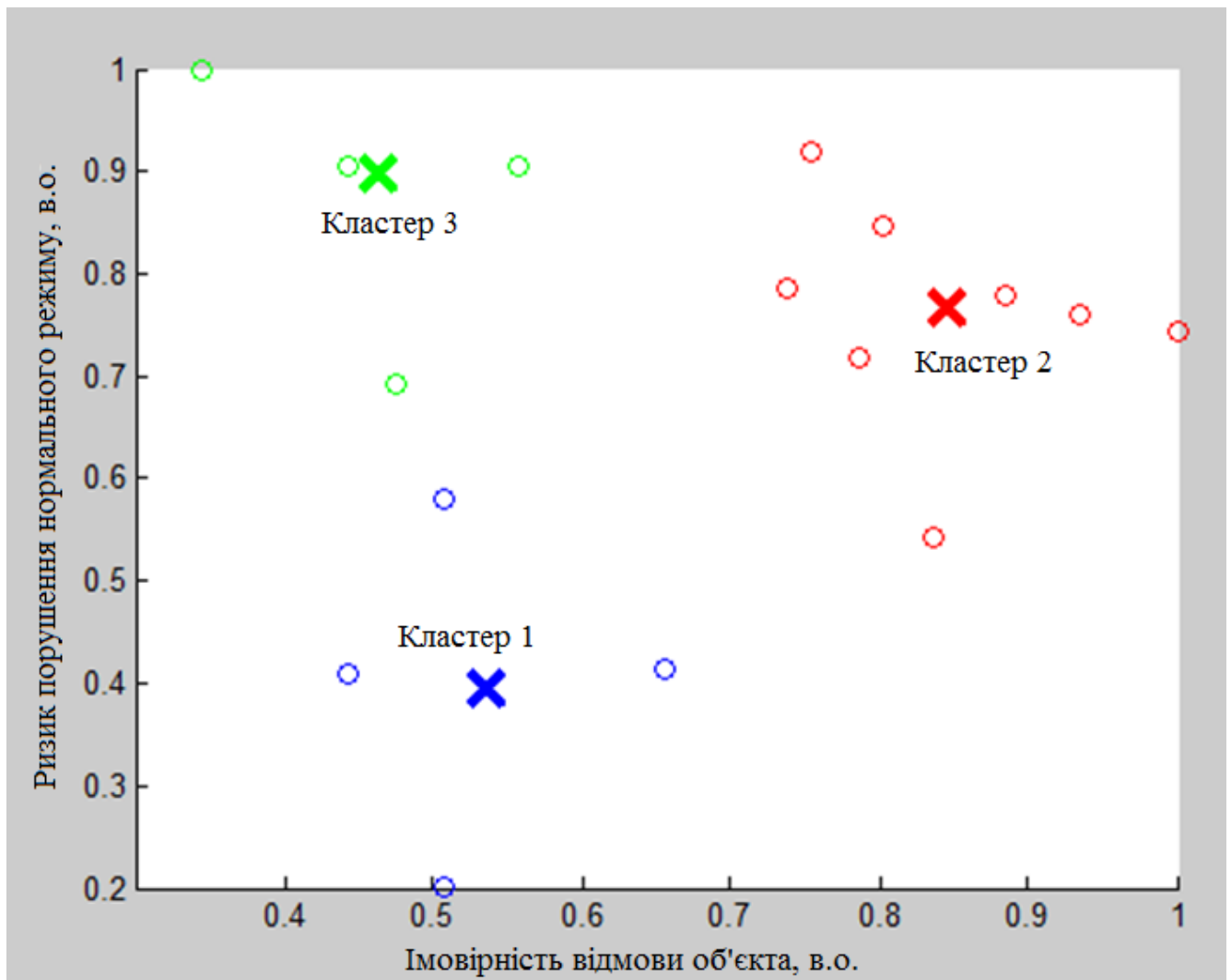


Рисунок Е.5 – Результати нечіткої кластеризації парку ПЛ за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму)

Таблиця Е.12 – Результати нечіткої кластеризації парку ПЛ за оперативно значущими ознаками (імовірність відмови об'єкта/ризик порушення нормального режиму)

№ п/п	Елемент	Ступінь належності до 1 кластера, в.о.	Ступінь належності до 2 кластера, в.о.	Ступінь належності до 3 кластера, в.о.	Головний кластер
1	L15-16	0,9364	0,0287	0,0349	1
2	L02-04	0,6297	0,1507	0,2196	1
3	L17-18	0,8575	0,0753	0,0672	1
4	L04-08	0,8713	0,0807	0,0479	1
5	L05-06	0,0061	0,9854	0,0085	2
6	L04-11	0,2741	0,6096	0,1164	2
7	L11-12	0,0663	0,6806	0,2531	2

Кінець таблиці Е.12

№ п/п	Елемент	Ступінь належності до 1 кластера, в.о.	Ступінь належності до 2 кластера, в.о.	Ступінь належності до 3 кластера, в.о.	Головний кластер
8	L06-07	0,0626	0,8693	0,0680	2
9	L17-19-1	0,0266	0,9112	0,0622	2
10	L13-15	0,0325	0,9275	0,0400	2
11	L16-17	0,0514	0,8344	0,1141	2
12	L06-09	0,0252	0,9440	0,0308	2
13	L08-10	0,2616	0,1686	0,5698	3
14	L02-03	0,0540	0,0712	0,8748	3
15	L12-14	0,0297	0,0759	0,8944	3
16	L17-19-2	0,0019	0,0028	0,9953	3

Таблиця Е.13 – Параметри центрів кластерів

№ кластеру	Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.
1	0,5360	0,3944
2	0,8458	0,7673
3	0,4641	0,8975

ДОДАТОК Ж

Таблиця Ж.1 – Результат оцінки альтернатив за критеріями для оптимального розподілу виділених коштів на оновлення електрообладнання L04-11, L05-06, L06-07, L08-10, L17-18, L17-19-2

Критерій	Об'єкт					
	L04-11	L05-06	L06-07	L08-10	L17-18	L17-19-2
Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Дуже гарна	Дуже гарна	Дуже гарна	Задовільна	Гарна	Задовільна
Розмір фонду (нормований до max), в.о.	Незадовільна	Погана	Погана	Погана	Незадовільна	Погана
Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Гарна	Дуже гарна	Дуже гарна	Гарна	Погана	Дуже гарна
Пропуск електроенергії, (нормований до max), в.о.	Задовільна	Незадовільна	Незадовільна	Гарна	Незадовільна	Задовільна

Таблиця Ж.2 – Результати розрахунку оптимального розподілу виділених коштів на оновлення електрообладнання і ПЛ L04-11, L05-06, L06-07, L08-10, L17-18, L17-19-2

№ п/п	Об'єкт	Нечітке число			Загальний об'єм інвестицій, млн грн.	Номінальна вартість обладнання, млн грн.	Нечітке число A ($\mu = 0,5$), в.о.	Результат нечіткого булевого програмування (при $\mu = 0,5$)	Нечітке число A ($\mu = 0,8$), в.о.	Результат нечіткого булевого програмування (при $\mu = 0,8$)
		R' , в.о.	R^* , в.о.	R'' , в.о.						
1	L04-11	0,52	1,12	2	185,7	25,8	2,38	1	2,824	1
2	L05-06	0,6	1,12	2		58,6	2,42	1	2,84	1
3	L06-07	0,6	1,12	2		47,9	2,42	1	2,84	1
4	L08-10	0,4	0,96	1,84		71,8	2,08	0	2,512	0
5	L17-18	0,16	0,52	1,2		1,2	1,2	1	1,512	1
6	L17-19-2	0,48	1,04	1,92		41,9	2,24	1	2,672	1

Таблиця Ж.3 – Результат оцінки альтернатив за критеріями для оптимального розподілу виділених коштів на оновлення електрообладнання L02-03, L04-08, L06-07, L06-09, L13-15, L17-1

Критерій	Об'єкт					
	L02-03	L04-08	L06-07	L06-09	L13-15	L17-18
Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Задовільна	Гарна	Дуже гарна	Дуже гарна	Дуже гарна	Гарна
Розмір фонду (нормований до max), в.о.	Дуже гарна	Незадовільна	Погана	Погана	Погана	Незадовільна
Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Дуже гарна	Задовільна	Дуже гарна	Дуже гарна	Дуже гарна	Погана
Пропуск електроенергії, (нормований до max), в.о.	Задовільна	Погана	Незадовільна	Незадовільна	Незадовільна	Незадовільна

Таблиця Ж.4 – Результати розрахунку оптимального розподілу виділених коштів на оновлення електрообладнання і П L02-03, L04-08, L06-07, L06-09, L13-15, L17-18

№ п/п	Об'єкт	Нечітке число			Загальний об'єм інвестицій, млн грн.	Номінальна вартість обладнання, млн грн.	Нечітке число A ($\mu = 0,5$), в.о.	Результат нечіткого булевого програмування (при $\mu = 0,5$)	Нечітке число A ($\mu = 0,8$), в.о.	Результат нечіткого булевого програмування (при $\mu = 0,8$)
		R' , в.о.	R^* , в.о.	R'' , в.о.						
1	L02-03	0,48	1,04	2,04	289,7	275,7	2,3	0	2,768	0
2	L04-08	0,28	0,76	1,52		5,9	1,66	1	2,032	1
3	L06-07	0,6	1,12	2		47,9	2,42	1	2,84	1
4	L06-09	0,6	1,12	2		41,6	2,42	1	2,84	1
5	L13-15	0,6	1,12	2		35,7	2,42	1	2,84	1
6	L17-18	0,16	0,52	1,2		1,2	1,2	1	1,512	1

Таблиця Ж.5 – Результат оцінки альтернатив за критеріями для оптимального розподілу виділених коштів на оновлення електрообладнання L02-04, L04-11, L05-06, L06-07, L13-15, L17-19-2

Критерій	Об'єкт					
	L02-04	L04-11	L05-06	L06-07	L13-15	L17-19-2
Імовірність відмови на інтервалі часу (нормована до max), в.о.	Гарна	Дуже гарна	Дуже гарна	Дуже гарна	Дуже гарна	Задовільна
Розмір фонду (нормований до max), в.о.	Погана	Незадовільна	Погана	Погана	Погана	Погана
Інтегральний індекс ризику (нормований до max), в.о.	Гарна	Гарна	Дуже гарна	Дуже гарна	Дуже гарна	Дуже гарна
Пропуск електроенергії, (нормований до max), в.о.	Дуже гарна	Задовільна	Незадовільна	Незадовільна	Незадовільна	Задовільна

Таблиця Ж.6 – Результати розрахунку оптимального розподілу виділених коштів на оновлення електрообладнання і ПЛ L02-04, L04-11, L05-06, L06-07, L13-15, L17-19-2

№ п/п	Об'єкт	Нечітке число			Загальний об'єм інвестицій, млн грн.	Номі- нальна вартість облад- нання, млн грн.	Нечі- тке число A ($\mu =$ 0,5), в.о.	Резуль- тат нечіткого булевого програ- мування (при $\mu =$ 0,5)	Нечі- тке число A ($\mu =$ 0,8), в.о.	Резуль- тат нечіткого булевого програ- мування (при $\mu =$ 0,8)
		R' , в.о.	R^* , в.о.	R'' , в.о.						
1	L02-04	0,52	1,16	2,12	192	90,1	2,48	0	2,96	0
2	L04-11	0,52	1,12	2		25,8	2,38	1	2,824	1
3	L05-06	0,6	1,12	2		58,6	2,42	1	2,84	1
4	L06-07	0,6	1,12	2		47,9	2,42	1	2,84	1
5	L13-15	0,6	1,12	2		35,7	2,42	1	2,84	1
6	L17-19-2	0,48	1,04	1,92		41,9	2,24	0	2,672	0

ДОДАТОК 3

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА
ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Бардик Є. І., **Заклюка І. В.** Комплексне моделювання технічного стану і режимів регулювання напруги пристроїв регулювання під навантаженням силових трансформаторів. *Технічні науки та технології: науковий журнал*. 2022, № 1(27), С. 161–171.

[https://doi.org/10.25140/2411-5363-2022-1\(27\)-161-171](https://doi.org/10.25140/2411-5363-2022-1(27)-161-171).

2. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л., і **Заклюка І. В.** Аналіз методів і алгоритмів дослідження режимної надійності енергосистем в умовах каскадного розвитку відмов. *Відновлювана енергетика*. 2023. № 3(74). С. 6–17.

[https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3\(74\).6-17](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3(74).6-17).

3. Бардик Є. І., **Заклюка І. В.** Оптимальний розподіл інвестиційних витрат енергокомпанії на заміну обладнання з урахуванням економічних обмежень та експлуатаційних ризиків в енергосистемі. *Відновлювана енергетика*. 2024. № 2(77). С. 41–51.

[https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2\(77\).41-51](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2(77).41-51).

4. Бардик Є. І., **Заклюка І. В.** Підвищення ефективності функціонування енергокомпаній оптимальним розподілом витрат на технічне обслуговування і ремонт обладнання. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2024. № 4(78). С. 52–62.

<https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2024.315575>.

5. Бардик Є. І., **Заклюка І. В.** Нечітко-статистичне моделювання повітряних ліній для оцінки ймовірності відмови в задачах аналізу експлуатаційного ризику енергосистем. *Відновлювана енергетика*. 2025. № 2(81). С. 44–57.

[https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.2\(81\).44-57](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.2(81).44-57).

6. Бардик Є. І., **Заклюка І. В.** Оцінка технічного стану пристроїв регулювання під навантаженням силових трансформаторів енергосистем нечітким моделюванням. *Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми*

електроенерготехніки та автоматики», Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022, С. 147–152. Режим доступу: <http://jour.fea.kpi.ua/article/view/279389>.

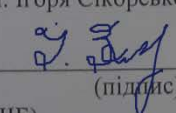
7. Бардик Є. І., **Заклюка І. В.** Формування критеріїв в задачах оптимізаційного розподілу інвестиційних вкладень на ремонт та заміну обладнання енергосистем. *Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики»*, Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2024, С. 113–118. Режим доступу: <http://jour.fea.kpi.ua/article/view/328333>.

8. Бардик Є. І., **Заклюка І. В.** Нечітке моделювання процесів регулювання напруги в підсистемах ЕЕС з розподіленою генерацією пристроями РПН силових трансформаторів. *XXVI міжнарод. наук.-практ. конф. Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті*, Київ, 2025, С. 71–73. Режим доступу: <https://doi.org/10.36296/renewable.conf.21-2305.2025>.

9. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л., і **Заклюка І. В.** Сегментація парку обладнання методами кластерного аналізу. *VI Міжнародна наук.-тех. конф. Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2025)*, Вінниця, 2025, С. 56–57. Режим доступу: <https://press.vntu.edu.ua/index.php/vntu/catalog/view/924/1612/2930-2>.

ДОДАТОК И

АКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ І ВИКОРИСТАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ

«ЗАТВЕРДЖУЮ» Декан ФЕА НТУУ «Київський інститут» ім. Ігоря Сікорського політехнічний  Будько В. І. (ПБ) « 11 » 02 2026 р.	«ЗАТВЕРДЖУЮ» Директор ТОВ «Науково-виробниче підприємство «Укренергоналадкавимірювання» Гінайло А. В.  Гінайло А. В. (ПБ) « 11 » 02 2026 р.
АКТ впровадження результатів науково-технічних робіт у підприємстві ТОВ «НВП «Укренергоналадкавимірювання»	
Даним актом підтверджується впровадження в ТОВ «НВП «Укренергоналадкавимірювання» розроблених на кафедрі відновлюваних джерел енергії методів і моделей оптимального розподілу ремонтно-експлуатаційних та інвестиційних витрат на оновлення електрообладнання і повітряних ліній (ПЛ) енергопостачальних компаній електроенергетичних систем (ЕЕС). В рамках науково-технічної співпраці розроблено методологію і лінгвістичні математичні моделі для визначення пріоритету оптимального розподілу витрат на технічне обслуговування і ремонт (ТО і Р) та інвестиційних витрат на оновлення обладнання енергопостачальної компанії за умови обмежених виділених фінансових ресурсів. Розроблено нові лінгвістичні моделі оцінки технічного стану (ТС) ПЛ, агрегованої оцінки значущості електрообладнання і ПЛ в частині розподілу ремонтно-експлуатаційних та інвестиційних витрат на оновлення та сегментації наявного парку обладнання енергопостачальних компаній на основі застосування алгоритмів чіткої і нечіткої кластеризації. На базі розроблених математичних моделей створено та впроваджено програмне забезпечення оцінки ТС ПЛ, оптимального вибору варіантів розподілу витрат на ТО і Р та оновлення і сегментації наявного парку обладнання за визначальними параметрами ТС і режимів ЕЕС. На основі даних моніторингу параметрів ТС обладнання і режимів підсистеми ЕЕС енергопостачальної компанії використанням розробленого математичного і програмного забезпечення виконано розрахунковий розподіл ремонтно-експлуатаційних витрат за поточними технічними характеристиками обладнання та оцінку ефективності оновлення вибраного парку обладнання на основі розрахунку рівня зниження ризику порушення нормального режиму в разі відмов обладнання і ПЛ.	
Науковий керівник роботи, к.т.н., доцент кафедри відновлюваних джерел енергії НТУУ «Київський політехнічний інститут» ім. Ігоря Сікорського  Бардик С. І. (підпис) (ПБ) « 11 » 02 2026 р.	Відповідальний виконавець, асистент кафедри відновлюваних джерел енергії НТУУ «Київський політехнічний інститут» ім. Ігоря Сікорського  Заклока І. В. (підпис) (ПБ) « 11 » 02 2026 р.

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Декан факультету
електроенергетичної та автоматики
Національного технічного університету
України «Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»,
д.т.н., професор



Василь БУДЬКО

АКТ

**використання наукових і практичних результатів дисертаційної роботи
на тему «Управління експлуатаційним ризиком в підсистемі
електроенергетичної системи в умовах змінення технічного стану
електрообладнання і повітряних ліній**

Заклюки Ігоря В'ячеславовича

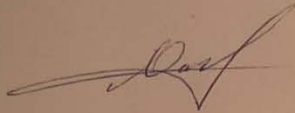
Акт складено в тому, що наукові та практичні результати дисертаційної роботи «Управління експлуатаційним ризиком в підсистемі електроенергетичної системи в умовах змінення технічного стану електрообладнання і повітряних ліній» асистента кафедри відновлюваних джерел енергії КПІ ім. Ігоря Сікорського Заклюки Ігоря В'ячеславовича використано на кафедрі відновлюваних джерел енергії факультету електроенергетичної та автоматики Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» при виконанні НДР «Комплексне моделювання технічного стану і режимів електрообладнання для аналізу ризику експлуатації підсистем електроенергетичних систем з електростанціями різних типів» (№ ДР № 0118U000587) та «Моделювання силових масляних трансформаторів для оцінки ризику відмови за наявності дефекту і дії збурень в зовнішній електричній мережі» (№ ДР 0119U001519).

Заклюка І. В. розробив комплексну лінгвістичну математичну модель повітряної лінії для визначення спрацьованого ресурсу та ймовірності її відмови на основі визначальних контрольованих параметрів окремих функціональних вузлів. Запропонував методику і нечітку математичну модель для розподілу річного виділеного енергопостачальною компанією ремонтно-експлуатаційного фонду та інвестиційного фонду на оновлення обладнання.

Розробив програмне забезпечення для оцінки технічного стану, визначення ймовірності відмови та прийняття рішень щодо стратегії подальшої експлуатації повітряних ліній, сегментації парку обладнання за оперативно значущими ознаками з використанням алгоритмів кластерного аналізу.

Отримані наукові результати Заклюки І. В. використано в курсах навчальних дисциплін «Інтелектуальні системи діагностики електрообладнання та прийняття рішень» і «Моделі технічного стану і режимів електрообладнання електричних станцій», а також при виконанні кваліфікаційних та науково-дослідних робіт магістрів кафедри відновлюваних джерел енергії факультету електроенерготехніки та автоматики КПІ ім. Ігоря Сікорського.

Зав. каф. ВДЕ,
Докт. техн. наук,
професор



Олександр ОСТАПЧУК