

## ОПТИМАЛЬНИЙ РОЗПОДІЛ ІНВЕСТИЦІЙНИХ ВИТРАТ ЕНЕРГОКОМПАНІЇ НА ЗАМІНУ ОБЛАДНАННЯ З УРАХУВАННЯМ ЕКОНОМІЧНИХ ОБМЕЖЕНЬ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ РИЗИКІВ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ

Отримано 10 чер. 2024 р.; рекомендовано до публікації 21 чер. 2024 р.  
Доступно онлайн 01 лип. 2024 р.

**Бардик Є. І.<sup>1</sup>, Заклюка І. В.<sup>2</sup>**

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

<sup>1</sup> канд. техн. наук, доц.  
<https://orcid.org/0000-0002-5776-1500>

<sup>2</sup> аспірант  
<https://orcid.org/0009-0009-9743-4318>

<sup>1,2</sup> Національний технічний університет  
України «Київський політехнічний інститут  
імені Ігоря Сікорського», м. Київ, Україна

*У роботі розглядаються питання оптимального розподілу виділених обмежених інвестиційних витрат енергокомпанії на заміну зношеного й пошкодженого обладнання з урахуванням об'єктивно існуючих обмежувальних технічних і економічних факторів. Зокрема, проаналізовано основні існуючі стратегії технічного обслуговування і ремонту електрообладнання, що використовуються в світовій практиці. Розроблено нечітку математичну модель комплексної оцінки ступеня важливості одиниць і груп електрообладнання в задачі розподілу витрат на заміну зношеного й пошкодженого обладнання. Запропоновано математичну модель оптимального вибору варіантів заміни обладнання енергокомпанії на основі цілочисельного програмування в умовах обмеженості фінансових ресурсів. Проведено комплексне моделювання технічного стану електрообладнання й режимів підсистеми електроенергетичної системи (ЕЕС) для визначення індексу ризику системи в разі аварійних відмов, планового й позапланового виведення з експлуатації електрообладнання та виконано розрахунковий розподіл інвестиційних витрат енергокомпанії на заміну обладнання.*

**Ключові слова:** технічне обслуговування, діагностика, виробничі фонди, електрообладнання, нечітка логіка, ресурс, ризик, булеве програмування, відмова.

## OPTIMAL DISTRIBUTION OF THE ENERGY COMPANY'S INVESTMENT COSTS FOR EQUIPMENT REPLACEMENT, TAKING INTO ACCOUNT ECONOMIC CONSTRAINTS AND OPERATIONAL RISKS IN THE POWER SYSTEM

Received Jun. 10, 2024; accepted Jun. 21, 2024  
Available online Jul. 01, 2024

**Bardyk Ye.<sup>1</sup>, Zakliuka I.<sup>2</sup>**

Author for correspondence: Bardyk Yevhen,  
e-mail: bardik1953@gmail.com

<sup>1</sup> Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof.  
<https://orcid.org/0000-0002-5776-1500>

<sup>2</sup> Ph.D. student  
<https://orcid.org/0009-0009-9743-4318>

<sup>1,2</sup> National Technical University of Ukraine  
«Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»,  
Kyiv, Ukraine

*The paper considers the optimal allocation issues of the allocated limited investment costs of a power company for the worn-out and damaged equipment replacement, taking into account the objectively existing limiting technical and economic factors. In particular, the main existing strategies for electrical equipment maintenance and repair used in the world practice are analysed. A fuzzy mathematical model for a comprehensive assessment of the electrical equipment units and groups importance degree in the allocating costs task for the worn and damaged equipment replacement has been developed. A mathematical model of options optimal selection for replacing the power company equipment based on integer programming in limited financial resources conditions is proposed. A technical condition comprehensive modelling of the power system subsystem electrical equipment and modes was carried out to determine the system risk index in case of emergency failures, planned and unplanned electrical equipment decommissioning, and the estimated distribution of power company investment costs for equipment replacement was performed.*

**Keywords:** *maintenance, diagnostics, production assets, electrical equipment, fuzzy logic, resource, risk, Boolean programming, failure.*

**Вступ.** Сучасні електроенергетичні системи України містять значну кількість різнотипного, з різними характеристиками, режимами роботи і терміном експлуатації електрообладнання. При цьому частина одиниць електрообладнання може мати дефекти зі значним розвитком або великий загальний спрацьований ресурс працездатності. У зв'язку з цим існує висока ймовірність їх відмови і залежно від схемно-режимних умов функціонування може призвести до різних збитків внаслідок відмов електрообладнання [1–4]. Аварійні ситуації, що виникають у разі відмов електрообладнання, спричиняють порушення динамічної стійкості енергосистем та вузлів навантаження електроенергетичної системи (ЕЕС) за напругою, каскадний розвиток аварій і, як наслідок, порушення технологічних процесів підприємств-споживачів, що супроводжуються значними збитками [1–3].

Підвищення інтенсивності аварійних ситуацій і важкості наслідків від них пов'язано насамперед з істотним спрацюванням ресурсу електрообладнання, періодичним несприятливим погіршенням метеоумов й іншими причинами, зокрема інтенсивними терористичними атаками на об'єкти енергетики, які викликають одночасне пошкодження великої кількості обладнання [1–4].

Незалежно від структури генерувальних потужностей, частки джерел розосередженої генерації в енергосистемі, для складної ЕЕС, яка містить паралельно працюючі підсистеми з генерувальними джерелами традиційної і відновлюваної енергетики, важливою задачею є оптимальний розподіл обмежених виділених інвестиційних коштів на заміну зношеного і пошкодженого внаслідок терористичних атак обладнання [2, 3]. Обмежений об'єм інвестицій на оновлення об'єктів енергетики спонукає енергетичні компанії до застосування найефективнішої стратегії обслуговування й використання виділених коштів. Вирішення зазначених проблем можливе шляхом розробки математичного і програмного забезпечення для прийняття рішень щодо оптимального розподілу інвестицій на оновлення парку обладнання з урахуванням технічних характеристик і режимів роботи електрообладнання й енергосистеми.

Існує низка робіт, присвячених визначенню ймовірності відмови силового і комутаційного обладнання, аналізу ризику виникнення аварійних ситуацій в енергосистемі та розподілу виділених коштів на ремонтно-експлуатаційні заходи та оновлення парку обладнання енергокомпаній [1, 5, 7].

У роботі [4] розглянуто моделі оцінки технічного стану та ймовірності відмови обладнання, але не визначаються кількісні показники експлуатаційного ризику системи в разі відмов обладнання, а також збитки від порушення електропостачання споживачів.

У [5–7] проведено детальний аналіз існуючих стратегій технічного обслуговування (ТО) та ремонту (Р) обладнання, які використовуються в сучасних ЕЕС. Проте більшість з них не враховує рівень впливу на режим енергосистеми відмов електрообладнання при визначенні пріоритету розподілу витрат на заміну зношеного і пошкодженого обладнання.

Застосування стратегії «ризик-менеджменту» для отримання агрегованої оцінки стану електрообладнання і прийняття ефективних рішень щодо експлуатації підсистеми ЕЕС висвітлено в [6, 8–11], але розглядається переважно економічна складова ризику.

Комплексний підхід щодо управління процесом експлуатації електрообладнання ЕЕС з оптимізацією сумарних експлуатаційних витрат енергокомпаній наведено в [6, 12, 13]. Але під час вирішення задач оптимізації витрат енергокомпаній не враховано невизначеність інформації щодо параметрів технічного стану обладнання та обмеженість річних інвестиційних витрат на заміну обладнання.

Тому розробка методів і математичних моделей оптимального розподілу інвестиційного фонду для оновлення парку електрообладнання енергокомпанії з урахуванням найважливіших факторів впливу на основі оцінки технічного стану обладнання та ризику функціонування ЕЕС у разі аварійних відмов обладнання є актуальною задачею.

**Постановка завдання.** Метою роботи є розробка комплексної математичної моделі оптимального розподілу річного виділеного інвестиційного фонду для задач оновлення парку електрообладнання і повітряних ліній енергокомпанії.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати такі завдання: проаналізувати існуючі стратегії ТО і Р енергосистем, які використовуються в світовій практиці або перебувають на стадії розвитку; розробити нечітку математичну модель інтегрованої оцінки ступеня значущості одиниць і груп електрообладнання в частині визначення пріоритету виділення коштів для заміни зношеного й пошкодженого обладнання; побудувати математичну модель оптимального вибору варіантів заміни обладнання енергокомпанії на основі цілочисельного програмування в умовах обмеженості фінансових ресурсів; оцінити ефективність оновлення вибраного парку обладнання на основі розрахунку рівня зниження ризику порушення нормального режиму в разі відмов обладнання й повітряних ліній.

**Результати.** Наразі 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. На сьогодні в світовій практиці відомі декілька найпоширеніших стратегій профілактичного обслуговування [5–7, 10, 12]:

- Стратегія *Time-Based Maintenance* (TBM). Перевірки та обслуговування виконуються за фіксованими часовими інтервалами, і заміна обладнання проводиться після певного часу, визначеного на основі очікуваного терміну експлуатації. Обсяг заходів з ТО визначається заздалегідь, і фундаментальною основою цієї стратегії є уникнення вимушених відключень, але вона потребує виведення з експлуатації об'єкта і великих витрат на її реалізацію.
- Стратегія *Condition-Based Maintenance* (CBM) застосовується тоді, коли не існує чіткої залежності між інтенсивністю відмов та терміном експлуатації і застосування стратегії TBM виявляється неефективним. Обслуговування та заміна електрообладнання за цією стратегією здійснюються залежно від технічного стану (ТС), який визначається за допомогою моніторингу або діагностики, що призводить до додаткових вимог щодо інвестицій у діагностичні системи та навчання персоналу.
- Стратегія *Reliability-Centered Maintenance* (RCM) являє собою найскладнішу та найбільш повноцінну стратегію ТО, за якою важливість обладнання для обслуговування вибирається залежно від його ТС. Підхід RCM враховує як важливість самого обладнання, зокрема наслідки відмов для електропостачання, так і його ТС. Тільки сполучення важливості для системи електропостачання споживачів та рівня ТС дозволяє виконати оптимальний розподіл фінансів енергокомпанії у відповідності з прийнятою стратегією обслуговування.

Незалежно від прийнятої системи профілактичного обслуговування обладнання, підходів щодо розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат важливою задачею є забезпечення оптимального розподілу обмежених інвестиційних коштів на заміну силового й комутаційного електрообладнання [7].

**Визначення коефіцієнтів дольової участі у формуванні витрат на заміну обладнання за кожним з виділених факторів впливу**

Зазвичай фактори впливу для формування інвестиційних витрат на заміну обладнання, до яких насамперед слід віднести деякі технічні характеристики обладнання, режимні параметри ЕЕС і оцінки їх значущості визначаються експертним шляхом і відображають критерії переваги для прийняття управлінських рішень у межах прийнятої стратегії експлуатації обладнання [5, 7, 11].

Задача розподілу інвестиційних витрат для оновлення парку електрообладнання належить до класу задач прийняття оптимальних рішень в умовах наявності декількох критеріїв. При цьому важливими є питання визначення основних показників надійності електрообладнання на основі адекватних моделей оцінки технічного стану.

З урахуванням експертних оцінок експлуатаційного персоналу, який має досвід експлуатації електрообладнання, підстанцій і повітряних ліній (ПЛ) та ведення режимів НЕК «Укренерго», ДТЕК «Київські електромережі», були встановлені основні фактори, які визначають витрати на заміну силового і комутаційного обладнання:

1. Вартість виробничих фондів обладнання  $V$ , яка характеризує рівень його трудомісткості й складності експлуатації. Відповідний коефіцієнт розподілу за цим показником для обладнання визначається як

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

де  $V_{ij}^g, V_j^g, \sum_{j=1}^{N^g} V_j^g$  – об'єм виробничих фондів для  $i$ -ї одиниці обладнання,  $j$ -ї групи обладнання і для усіх енергооб'єктів енергокомпанії в цілому;  $N^g$  – кількість груп обладнання.

2. 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, а також опосередковано визначає рівень спрацювання ресурсу працездатності електрообладнання. Коефіцієнт розподілу за пропуском електроенергії за розрахунковий рік для обладнання визначається як

$$\beta_{3i, j} = \frac{W_{i, j}^g}{\sum_{j=1}^{N^g} V_j^g}, \quad \beta_{3, j}^g = \frac{W_j^g}{\sum_{j=1}^{N^g} W_j^g} = \frac{\sum_{i=1}^{L_j} W_{i, j}^g}{\sum_{j=1}^{N^g} W_j^g} = \sum_{i=1}^{L_j} \beta_{3i, j}^g,$$

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 всіх енергооб'єктах енергокомпанії в цілому;  $N^g$  – кількість груп обладнання.

3. Імовірність відмови електрообладнання і повітряних ліній на інтервалі часу спостереження, яка характеризує рівень спрацювання ресурсу і, зокрема, пов'язане з ним збільшення інтенсивності відмови.

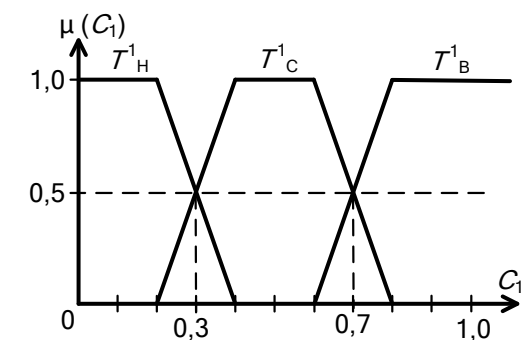
4. Індекс ризику функціонування ЕЕС у разі відмов, планового або позапланового виведення з роботи силового і комутаційного обладнання, повітряних ліній або групи одиниць обладнання підстанції. Відповідний фактор і коефіцієнт дольової участі характеризує об'єкт з погляду визначення пріоритету для першочергової заміни на основі кількісної оцінки ризику порушення нормального режиму.

**Нечітка математична модель визначення ступеня важливості електрообладнання для визначення пріоритету розподілу інвестиційних витрат на заміну обладнання енергокомпанії**

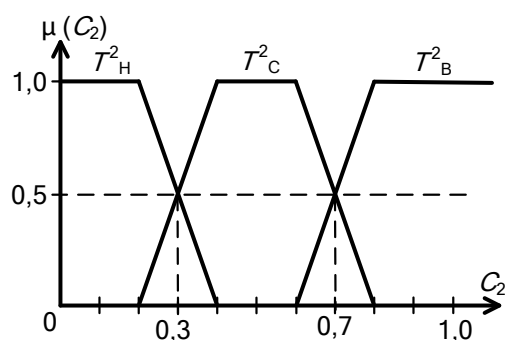
Для знаходження узагальнених оцінок ступеня значущості одиниць  $A_i$  і груп електрообладнання  $A = \{A_i\}$  в частині розподілу інвестиційних витрат в умовах об'єктивно існуючих невизначеностей найефективнішим є використання нечітких математичних моделей [1, 2, 4, 8]. У відповідності з основними принципами побудови і загальною структурою нечіткої моделі [1, 4, 14, 15] 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  $A = \{A_i\}$  прийmemo такі:  $\beta_\phi$  – вартість виробничих фондів електрообладнання  $C_1 = \{T_H^1, T_C^1, T_B^1\}$ ;  $\beta_3$  – 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),  $C_3 = \{T_H^3, T_C^3, T_B^3\}$ ;  $\beta_p$  – 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.

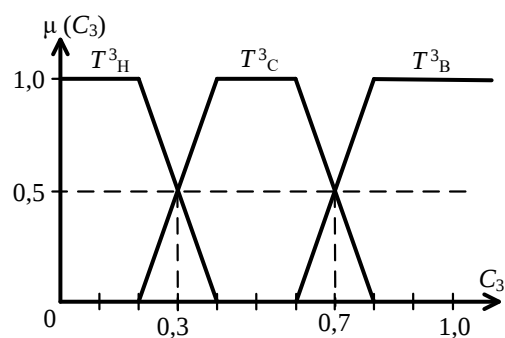
Всі входи системи нечіткого логічного висновку мають 3 функції належності, базові форми і параметри яких представлені на рис. 1 відповідно.



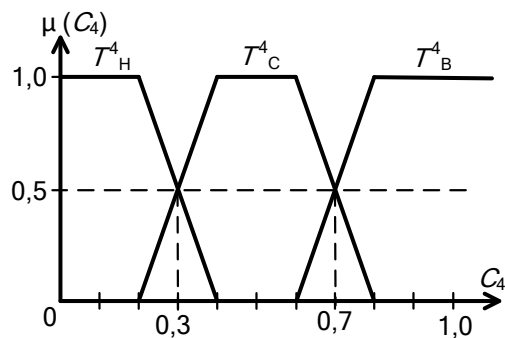
а



б



в



г

Рис. 1. Функції належності терм-множин: а – вхідна змінна  $C_1$ ; б – вхідна змінна  $C_2$ ; в – вхідна змінна  $C_3$ ; г – вхідна змінна  $C_4$

Fig. 1. Membership functions of term sets: а – input variable  $C_1$ ; б – input variable  $C_2$ ; в – input variable  $C_3$ ; г – input variable  $C_4$

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 [1, 4, 8, 15].

Вихідна лінгвістична змінна системи нечіткого логічного висновку має функції належності трапецієдального виду, представлені на рис. 2.

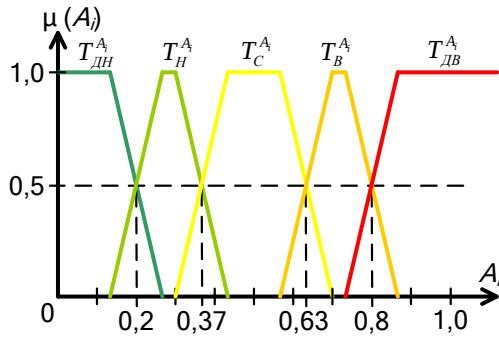


Рис. 2. Функції належності терм-множин вихідної лінгвістичної змінної  $A_i$

Fig. 2. Membership functions of term sets of the output linguistic variable  $A_i$

Побудована на основі використання вищезазначених підходів база знань нечіткої моделі визначення  $A_i$  містить 81 продукційне правило й наведена в табл. 1.

Таблиця 1. Система правил нечіткого логічного висновку (НЛВ) для кожної одиниці і групи електрообладнання

Table 1. System of fuzzy inference rules for each unit and group of electrical equipment

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

|                            |             |             |             |
|----------------------------|-------------|-------------|-------------|
| $C_1 = T_H^1, C_2 = T_C^2$ |             |             |             |
| $C_3$                      | $T_H^3$     | $T_C^3$     | $T_B^3$     |
| $C_4$                      |             |             |             |
| $T_H^4$                    | $T_H^{A_i}$ | $T_C^{A_i}$ | $T_C^{A_i}$ |
| $T_C^4$                    | $T_C^{A_i}$ | $T_C^{A_i}$ | $T_B^{A_i}$ |
| $T_B^4$                    | $T_C^{A_i}$ | $T_B^{A_i}$ | $T_B^{A_i}$ |

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

|  | | | |

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

|                            |             |             |             |
|----------------------------|-------------|-------------|-------------|
| $C_1 = T_C^1, C_2 = T_C^2$ |             |             |             |
| $C_3$                      | $T_H^3$     | $T_C^3$     | $T_B^3$     |
| $C_4$                      |             |             |             |
| $T_H^4$                    | $T_C^{A_i}$ | $T_C^{A_i}$ | $T_B^{A_i}$ |
| $T_C^4$                    | $T_C^{A_i}$ | $T_C^{A_i}$ | $T_B^{A_i}$ |
| $T_B^4$                    | $T_B^{A_i}$ | $T_B^{A_i}$ | $T_B^{A_i}$ |

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

|  | | | |

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

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

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

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 [1, 2, 16–18]. Інтегральний індекс ризику функціонування підсистеми ЕЕС при цьому визначається так [2, 18]:

$$R = R_{\text{вп}} + R_{\text{дс}} + R_{\text{зн}},$$

де  $R_{\text{вп}}$ ,  $R_{\text{дс}}$ ,  $R_{\text{зн}}$  – 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 однаково мірою впливають на агреговані оцінки рівня важливості  $A_i$  електрообладнання. Для об'єктивної оцінки рівня важливості електрообладнання необхідно виконати ранжування коефіцієнтів дольової участі  $\beta_\phi$ ,  $\beta_p$ ,  $\beta_{прос}$  і  $\beta_{проп}$  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, 15, 18]:

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

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

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

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

Дефазифіковане значення вихідної нечіткої змінної при цьому визначається шляхом знаходження зваженого середнього значення (центру ваги) [1, 2, 14].

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

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

**Модель оптимального розподілу витрат інвестицій 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 [5–8, 22, 23]. Найефективнішим підходом щодо реалізації задачі розподілу витрат інвестицій на заміну обладнання є використання методів цілочисельного програмування [19–24].

Якщо задані множини елементів електрообладнання енергокомпанії  $X = \{x_i\}$  і агрегованих оцінок їх значущості  $A = \{A_i\}$ , обсяг необхідних інвестицій на оновлення

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 [1, 2, 14], згідно з яким ступінь виконання кожного правила визначається як зважена сума значень оцінок з урахуванням вагових коефіцієнтів, що характеризують значущість кожного фактора впливу [14, 15], тобто лінійної комбінації значень оцінок за всіма критеріями та їхніх вагових коефіцієнтів. У відповідності з цим підходом ступінь істинності виконання кожної передумови  $\alpha_j$ , що відповідає термам лінгвістичних змінних параметрів  $C_1, C_2, C_3, C_4$  з ваговими коефіцієнтами  $\beta_\phi, \beta_p, \beta_{прос}$  і  $\beta_{проп}$  правила  $Rule_j$  при застосуванні системи НЛВ буде визначатись у такий спосіб [1, 2, 14]:

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, полягає 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 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 [19, 21, 24].

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

Задача булевого програмування формується так:

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

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.

### Результати розрахунку оптимального розподілу витрат на заміну обладнання енергокомпанії

Для комплексної оцінки ступеня значущості одиниць електрообладнання в частині розподілу інвестиційних витрат для заміни обладнання розглядалась схема (рис. 3) електричних з'єднань електричної мережі ЕЕС 20–330 кВ енергокомпанії, що містить: ТЕЦ № 1 потужністю 900 МВт, ТЕС № 2 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 – 110 кВ – дванадцять повітряних ліній 110 кВ; ПЛ – 330 кВ – дев'ятнадцять повітряних ліній 330 кВ; загальна кількість об'єктів енергокомпанії становить 63 одиниці.

Імовірно-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. 2). Розраховані коефіцієнти для визначення пріоритету в формуванні витрат на заміну електрообладнання за кожним з визначених факторів наведені в таблицях 3 і 4 відповідно.

Далі з використанням правил нечіткої бази знань були отримані величини важливості множини  $A = \{A_i\}$  одиниць і груп електрообладнання  $A_{gp} = \{A_{gpi}\}$  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. 4 наведено сформований список найважливішого для заміни обладнання та розраховані відповідні техніко-економічні характеристики.

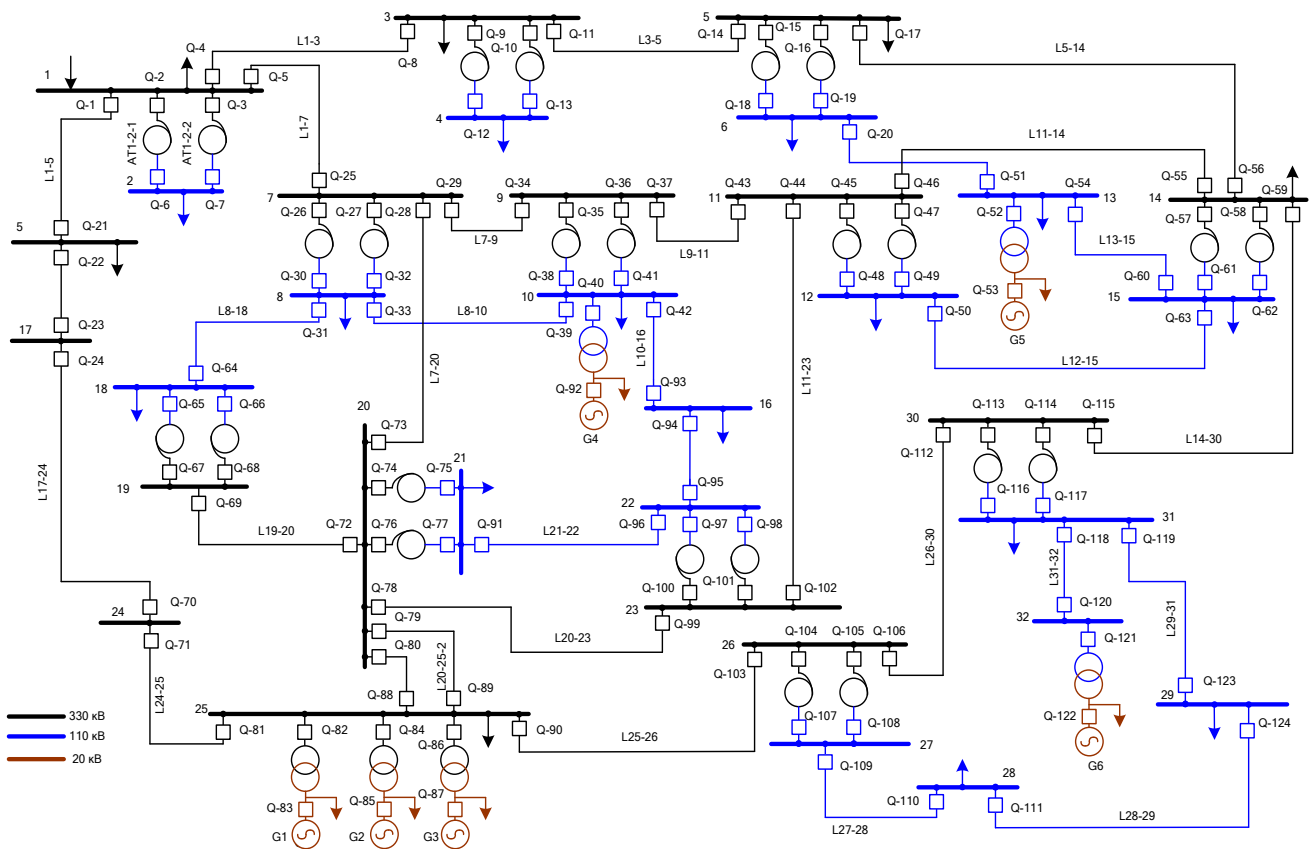


Рис. 3. Розрахункова схема електричних з'єднань ЕЕС

Fig. 3. Calculation scheme of power plant electrical connections

**Таблиця 2. Результати визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемі ЕЕС при відмовах електрообладнання на інтервалі часу спостереження  $\Delta t = 12$  міс.**

**Table 2. The determining results of the normal mode disturbance risk in the power system subsystem in case of electrical equipment failures at the observation time interval  $\Delta t = 12$  months**

| № гілки | Найменування гілки | Елемент, що входить до складу гілки | Кількість відмов | Ризик виникнення аварійних ситуацій |          |          |          |          |       |
|---------|--------------------|-------------------------------------|------------------|-------------------------------------|----------|----------|----------|----------|-------|
|         |                    |                                     |                  | $R_{3H}$                            | $R_{пл}$ | $R_{пт}$ | $R_{дс}$ | $R_{ел}$ | $R$   |
| 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      | L30                | 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      | L31                | 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. Кількісні характеристики факторів впливу для ПЛ і підстанцій, що відтворюють переваги в частині розподілу інвестиційних витрат на заміну обладнання енергокомпанії**

**Table 3. Quantitative characteristics of the influencing factors for overhead lines and substations that reflect the benefits in investment costs distribution terms for the replacement of power company equipment**

| № п/п              | Об'єкт   | Клас напруги, кВ | Рік введення | Розмір фонду, грн | Індекс ризику | Коефіцієнт простою | Пропуск електроенергії, МВт/рік | $\beta_\phi$ | $\beta_p$ | $\beta_{прос}$ | $\beta_{проп}$ |
|--------------------|----------|------------------|--------------|-------------------|---------------|--------------------|---------------------------------|--------------|-----------|----------------|----------------|
| Підстанції         |          |                  |              |                   |               |                    |                                 |              |           |                |                |
| 1                  | ПС2      | 110              | 1968         | 2244836,4         | 0,009         | 0,377              | 14162                           | 0,0035       | 0,009     | 0,0115         | 0,0023         |
| 2                  | ПС6      | 110              | 1985         | 3197772,675       | 0,013         | 0,447              | 22374,5                         | 0,0050       | 0,013     | 0,0137         | 0,0036         |
| ...                | ...      | ...              | ...          | ...               | ...           | ...                | ...                             | ...          | ...       | ...            | ...            |
| 31                 | ПС25     | 330              | 2001         | 34032943          | 0,109         | 1,000              | 240462                          | 0,0531       | 0,109     | 0,0306         | 0,0384         |
| 32                 | ПС30     | 330              | 2008         | 22675240          | 0,017         | 0,659              | 39748,5                         | 0,0354       | 0,017     | 0,0201         | 0,0063         |
| Повітряні лінії    |          |                  |              |                   |               |                    |                                 |              |           |                |                |
| 1                  | L29-31   | 110              | 2001         | 2047405,238       | 0,098         | 0,074              | 21520,4                         | 0,0032       | 0,006     | 0,0022         | 0,0034         |
| 2                  | L31-32   | 110              | 1987         | 1423414,388       | 0,085         | 0,035              | 21644,5                         | 0,0022       | 0,012     | 0,0011         | 0,0035         |
| ...                | ...      | ...              | ...          | ...               | ...           | ...                | ...                             | ...          | ...       | ...            | ...            |
| 30                 | L7-9     | 330              | 1998         | 8592703,5         | 0,024         | 0,056              | 34251,6                         | 0,0134       | 0,004     | 0,0017         | 0,0055         |
| 31                 | L9-11    | 330              | 2012         | 10216352          | 0,006         | 0,091              | 9055,65                         | 0,0159       | 0,003     | 0,0028         | 0,0014         |
| Автотрансформатори |          |                  |              |                   |               |                    |                                 |              |           |                |                |
| 1                  | АТ1-2-1  | 330/110          | 1989         | 2192378,188       | 0,003         | 0,307              | 7117,5                          | 0,0034       | 0,006     | 0,0094         | 0,0011         |
| 2                  | АТ1-2-2  | 330/110          | 1978         | 1976412,575       | 0,002         | 0,307              | 7117,5                          | 0,0031       | 0,006     | 0,0094         | 0,0011         |
| ...                | ...      | ...              | ...          | ...               | ...           | ...                | ...                             | ...          | ...       | ...            | ...            |
| 23                 | АТ9-10-1 | 330/110          | 1986         | 2133478,475       | 0,001         | 0,307              | 21629,9                         | 0,0033       | 0,007     | 0,0094         | 0,0035         |
| 24                 | АТ9-10-2 | 330/110          | 1990         | 2212011,425       | 0,001         | 0,307              | 21629,9                         | 0,0035       | 0,007     | 0,0094         | 0,0035         |

Таблиця 4. Техніко-економічні характеристики сформованого списку найважливішого для заміни обладнання

Table 4. Technical and economic characteristics of the formed list of the most important equipment for replacement

| № п/п | Об'єкт    | $\beta_{\text{фонди}}$ | $\beta_{\text{ризик}}$ | $\beta_{\text{простою}}$ | $\beta_{\text{пропуск}}$ | $A_i$ | $A_n$ | Загальний об'єм інвестицій, грн. | Номінальна вартість обладнання, грн. |
|-------|-----------|------------------------|------------------------|--------------------------|--------------------------|-------|-------|----------------------------------|--------------------------------------|
| 1     | AT11-12-1 | 0,24                   | 0,013                  | 0,26                     | 0,18                     | 0,283 | 0,148 | 40 000 000                       | 27 000 000                           |
| 2     | L11-14    | 0,16                   | 0,027                  | 0,31                     | 0,22                     | 0,367 | 0,192 |                                  | 2 280 000                            |
| 3     | L27-28    | 0,18                   | 0,024                  | 0,19                     | 0,21                     | 0,225 | 0,118 |                                  | 6 200 000                            |
| 4     | Q-107     | 0,04                   | 0,021                  | 0,04                     | 0,03                     | 0,228 | 0,119 |                                  | 3 400 000                            |
| 5     | Q-113     | 0,05                   | 0,023                  | 0,15                     | 0,02                     | 0,226 | 0,118 |                                  | 3 300 000                            |
| 6     | Q-59      | 0,03                   | 0,019                  | 0,08                     | 0,03                     | 0,135 | 0,071 |                                  | 3 600 000                            |
| 7     | Q-79      | 0,05                   | 0,015                  | 0,22                     | 0,04                     | 0,223 | 0,117 |                                  | 3 200 000                            |
| 8     | Q-123     | 0,03                   | 0,01                   | 0,05                     | 0,21                     | 0,221 | 0,116 |                                  | 900 000                              |

Сформована на основі отриманих пріоритетів для вибраних одиниць електрообладнання та вартості його

заміни система рівнянь для оптимізації булевим програмуванням має такий вигляд:

$$0,148 \cdot N_1 + 0,192 \cdot N_2 + 0,118 \cdot N_3 + 0,119 \cdot N_4 + 0,118 \cdot N_5 + 0,71 \cdot N_6 + 0,117 \cdot N_7 + 0,116 \cdot N_8 \rightarrow \max;$$

$$27 \cdot N_1 + 22,8 \cdot N_2 + 6,2 \cdot N_3 + 3,4 \cdot N_4 + 3,3 \cdot N_5 + 3,6 \cdot N_6 + 3,2 \cdot N_7 + 0,9 \cdot N_8 \leq 40$$

Результати рішення системи методом булевого програмування для визначення пріоритету для виділення інвестицій на заміну обладнання наведено в табл. 5. Порівняння результатів розрахунку індексу ризику порушення нормального режиму ЕЕС при відмовах електрообладнання до і після заміни визначених одиниць обладнання підсистеми ЕЕС енергокомпанії наведено в табл. 5 та на рис. 4.

Таблиця 5. Результати визначення пріоритетності відрахування інвестицій на заміну обладнання

Table 5. Results of determining the priority of deducting investments for equipment replacement

|           |        |        |       |
|-----------|--------|--------|-------|
| AT11-12-1 | L11-14 | L27-28 | Q-107 |
| 0         | 1      | 1      | 1     |
| Q-113     | Q-59   | Q-79   | Q-123 |
| 1         | 0      | 1      | 1     |

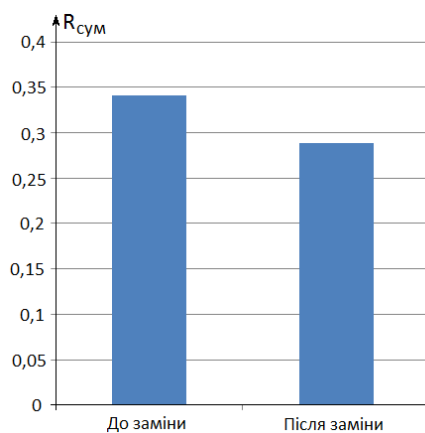


Рис. 4. Гістограми, що відтворюють змінення інтегрального ризику функціонування ЕЕС до і після заміни обладнання енергокомпанії

Fig. 4. Histograms showing the change in the integrated risk of power system operation before and after the power company's equipment replacement

Аналіз результатів визначення пріоритетності відрахування інвестицій на заміну обладнання (табл. 5) та гістограм (рис. 4) проказує, що об'єкти AT11-12-1 і B14-30-1 не підлягають виведенню з експлуатації і заміні, а рівень зниження індексу ризику ЕЕС становить 18 %.

**Висновки.** Проаналізовано умови функціонування сучасних ЕЕС та основні існуючі стратегії обслуговування і ремонту електрообладнання, що використовуються в світовій практиці та обґрунтовано застосування комплексного підходу щодо розподілу інвестицій на модернізацію і заміну об'єктів енергетики. Визначено основні фактори та отримані розрахункові співвідношення для розрахунку коефіцієнтів дольової участі у формуванні витрат на заміну обладнання за кожним з виділених факторів впливу. Розроблена нечітка математична модель для визначення рівня важливості розподілу витрат на заміну зношеного і пошкодженого обладнання. Запропоновано математичну модель оптимального вибору варіантів заміни обладнання енергокомпанії на основі булевого програмування. Проведено комплексне моделювання технічного стану електрообладнання і режимів підсистеми ЕЕС та розрахунковий розподіл інвестиційних витрат енергокомпанії на заміну обладнання. Виконано оцінку ефективності оновлення вибраного парку обладнання на основі розрахунку рівня зниження індексу ризику порушення нормального режиму ЕЕС і при відмовах обладнання і ПЛ.

## ПОСИЛАННЯ

1. Костерев М. В., Бардик Є. І. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем. Київ : НТУУ «КПІ». 2010. 131 с.
2. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л. Оцінка режимної надійності електроенергетичної системи на основі визначення індексу ризику при відмовах вузлів навантаження з відповідальними споживачами. Технічні науки та технології. 2019. № 2(16). С. 105–117.
3. Review on Risk Assessment of Power System / Shiwen Y., Hui H., Chengzhi W., Hao G., Hao F. // Procedia Computer Science. 2017. Vol. 109. P. 1200–1205. doi: 10.1016/j.procs.2017.05.399 .
4. Костерев М. В. Оцінка імовірності відмови електрообладнання при керуванні режимами електричної системи / Костерев М. В., Бардик Є. І., Литвинов В. В. Наук. пр. Донец. Нац. техн. ун-ту. Сер.: «Електротехніка і енергетика». Вип. 11(186). Донецьк. 2011. С. 199–204.
5. Schorn C., Balzer G. Asset Management for Infrastructure Systems: Energy and Water. Springer. 2015. 348 p.
6. Handschin E., Jurgens I., Neumann C. Long term optimization for risk-oriented asset management. 16th Power Systems Computation Conference. Glasgow, 2008.
7. M. Lehtonen, "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. Pp. 1–5, doi: 10.1109/PMAPS.2006.360278.
8. 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.
9. 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 (PHM-2020 Jinan), Jinan, China. 2020. Pp. 309–314, doi: 10.1109/PHM-Jinan48558.2020.00062.
10. 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>
11. Wang Y., Liang G., Wang N. "Optimal Preventive Maintenance Strategy Based on Risk Assessment," 2011 International Conference on Computer and Management (CAMAN), Wuhan, China. 2011. Pp. 1–4, doi: 10.1109/CAMAN.2011.5778894.
12. 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 (PHM-2020 Jinan), Jinan, China. 2020. Pp. 309–314, doi: 10.1109/PHM-Jinan48558.2020.00062.
13. 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.
16. Li W. Risk assessment of power systems: Models, methods and applications. N.Y.: John Willy and Soua. 2005.
14. Системи штучного інтелекту: нечітка логіка, нейронні мережі, нечіткі нейронні мережі, генетичні алгоритми: монографія / В. П. Лисенко та ін. Київ: НУБіП України. 2014. 332 с.
15. Зайченко Ю. П. Основи проектування інтелектуальних систем. Київ: Видавничий дім «Слово». 2004. 353 с.
16. Billinton R., Ronald N. Allan. Reliability assessment of large electric power systems. Springer Science & Business Media., 2012.
17. Li W. Risk assessment of power systems: Models, methods and applications. N.Y.: John Willy and Soua. 2005.
18. 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. <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-155-2-54-62>.
19. Herrera F., Verdegay J. L., Zimmermann H.-J. "Boolean programming problems with fuzzy constraints." Fuzzy Sets and Systems 55.3 (1993): 285–293.
20. Espitia H. et al. "Compact fuzzy systems based on Boolean relations." Applied Sciences 11.4 (2021): 1793.
21. Herrera F., Verdegay J. L. "Fuzzy boolean programming problems with fuzzy costs: A general study." Fuzzy Sets and Systems 81.1 (1996): 57–76.
22. Голубничий Д. Ю. та ін. Інформаційна технологія відсікання неперспективних варіантів в алгоритмах рішення задачі цілочисельного лінійного програмування з булевими змінними на основі рангового підходу. 2022.
23. Лиховид О. П., Фесюк О. В. "Задача мінімального за витратами завантаження енергосистеми з вимкненням енергоблоків." Теорія оптимальних рішень 2017 (2017): 102–107.
24. Herrera F., Verdegay J. L. "Fuzzy boolean programming problems with fuzzy costs: A general study." Fuzzy Sets and Systems 81.1 (1996): 57–76.

## REFERENCES

1. Kosteriev, M. V., Bardyk Ye. I. "Pytannia pobudovy nechitkykh modelei otsinky tekhnichnoho stanu ob'ektiv elektrychnykh system." K.: NTUU «KPI (2011). (in Ukrainian)
2. Bardyk E. I., Kosterev M. V., Bolotnyi N. P. "Improving reliability of operation of power companies on the basis of risk assessment of emergency situations at the failures of electrical equipment," Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine. 2014. No. 39, Pp. 13–19. (in Ukrainian)
3. Review on Risk Assessment of Power System / Shiwen Y., Hui H., Chengzhi W., Hao G., Hao F. Procedia Computer Science. 2017. Vol. 109. P. 1200–1205. doi: 10.1016/j.procs.2017.05.399 .
4. Kosteriev M. V. Otsinka imovirnosti vidmovy elektroobladnannia pry keruvanni rezhymamy elektrychnoi systemy / M. V. Kosteriev, Ye. I. Bardyk, V. V. Lytvynov. Nauk.pr. Donets. Nats. tekhn. un-tu. Ser.: «Elektrotehnika i enerhetyka». Vyp. 11(186). Donetsk. 2011. S. 199–204. (in Ukrainian)
5. Schorn C., Balzer G. Asset Management for Infrastructure Systems: Energy and Water. Springer. 2015. 348 p.
6. Handschin E., Jurgens I., Neumann C. Long term optimization for risk-oriented asset management. 16th Power Systems Computation Conference. Glasgow. 2008.
7. 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. Pp. 1–5, doi: 10.1109/PMAPS.2006.360278.
8. 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. Pp.251–258.
9. 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 (PHM-2020 Jinan), Jinan, China. 2020. Pp. 309–314, doi: 10.1109/PHM-Jinan48558.2020.00062.
10. 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>
11. Wang Y., Liang G., Wang N. "Optimal Preventive Maintenance Strategy Based on Risk Assessment," 2011 International Conference on Computer and Management (CAMAN), Wuhan, China. 2011. Pp. 1–4, doi: 10.1109/CAMAN.2011.5778894.
12. 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 (PHM-2020 Jinan), Jinan, China. 2020. Pp. 309–314, doi: 10.1109/PHM-Jinan48558.2020.00062.
13. 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. 16. Li W. Risk assessment of power systems: Models, methods and applications. N.Y.: John Willy and Soua. 2005.
14. Systemy shtuchnoho intelektu: nechitka lohika, neironni merezhi, nechitki neironni merezhi, henetychni alhorytm: monohrafiia / V. P. Lysenko ta in. Kyiv: NUBiP Ukrainy. 2014. 332 s. (in Ukrainian)
15. Zaichenko Yu. P. Osnovy proektuvannia intelektualnykh system. Kyiv: Vydavnychiy dim «Slovo», 2004. 353 s. (in Ukrainian)
16. Billinton R., Ronald N. Allan. Reliability assessment of large electric power systems. Springer Science & Business Media. 2012.
17. Li W. Risk assessment of power systems: Models, methods and applications. N.Y.: John Willy and Soua. 2005.
18. Bardyk Ye. I., Bolotnyi M. P., Bondarenko O. L. Vyznachennia ryzyku porushennia normalnoho rezhymu enerhosystemy pry planovomu i avariinomu vyvedenni z ekspluatatsii elektroobladnannia. Visnyk VPI. 2021. № 2. S. 54–62. <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-155-2-54-62>. (in Ukrainian)
19. Herrera F., Verdegay J. L., Zimmermann H.-J. "Boolean programming problems with fuzzy constraints." Fuzzy Sets and Systems 55.3 (1993): 285–293.
20. Espitia H. et al. "Compact fuzzy systems based on Boolean relations." Applied Sciences 11.4 (2021): 1793.
21. Herrera F., Verdegay J. L. "Fuzzy boolean programming problems with fuzzy costs: A general study." Fuzzy Sets and Systems 81.1 (1996): 57–76.
22. Holubnychiy D. Yu. et al. "Informatsiina tekhnolohiia vidsikannia neperspektyvnykh variantiv v alhorytmakh rishennia zadachi tsilochyselnoho liniinoho prohramuvannia z bulevymy zminnymy na osnovi ranhovoho pidkhotu". 2022. (in Ukrainian)
23. Lykhovyd O. P., Fesiuk O. V. "Zadacha minimalnoho za vytratamy zavantazhennia enerhosystemy z vymkneniam enerhoblokiv". Teoriia optymalnykh rishen 2017 (2017): 102–107. (in Ukrainian)
24. Herrera F., Verdegay J. L. "Fuzzy boolean programming problems with fuzzy costs: A general study." Fuzzy Sets and Systems 81.1 (1996): 57–76.