

Є. І. Бардик¹
М. П. Болотний¹
О. Л. Бондаренко¹

ВИЗНАЧЕННЯ РИЗИКУ ПОРУШЕННЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ ЕНЕРГОСИСТЕМИ ПРИ ПЛАНОВОМУ І АВАРІЙНОМУ ВИВЕДЕННІ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

¹Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Розвиток конкурентних відносин в електроенергетиці, збільшення кількості в світі масштабних системних аварій, що виникли країнах з ринковою економікою, підвищують важливість фактора надійності для електроенергетичної системи (ЕЕС). В зв'язку з цим в електроенергетиці України актуальним є задачі врахування і аналізу всіх ризиків, особливо ризику експлуатації ЕЕС внаслідок відмов електрообладнання, яке має на сьогодні значний рівень зношення і вичерпання ресурсу. Для розв'язання цих задач необхідна розробка моделей оцінки технічного стану та ризику відмов електрообладнання. Не менш важливими є питання прийняття рішень щодо стратегії експлуатації електрообладнання з дефектом та оцінка ризику виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС у разі відключення обладнання.

Проаналізовано умови функціонування сучасних електроенергетичних систем. Сформульовано задачу оцінки режимної надійності ЕЕС на основі визначення показників ризику. Обґрунтована необхідність комплексного моделювання технічного стану і режимів ЕЕС для визначення кількісних показників ризику порушення нормального режиму ЕЕС у разі відмов електрообладнання. Для оцінки суб'єктивної імовірності відмови електрообладнання за наявності дефекту запропонована узагальнена лінгвістична модель. Запропоновано алгоритм комплексного моделювання режиму ЕЕС для оцінки ризику порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання шляхом статистичного моделювання. Виконано оцінку суб'єктивної імовірності відмови реально функціонуючого в складі ЕЕС силового трансформатора. Проведено комплексне моделювання режиму ЕЕС для оцінки ризику порушення нормального режиму у разі аварійного виведення з експлуатації силового трансформатора. Перевагою запропонованої розробки є можливість визначити імовірність відмови електрообладнання внаслідок незадовільного технічного стану на основі використання якісної інформації, формувати пріоритет виведення електрообладнання з експлуатації на основі показників ризику в енергосистемі.

Ключові слова: модель, нечітка логіка, електрообладнання, оцінка ризику, дефект, відмова.

Вступ

На сьогоднішній день на одне з перших місць за своєю значущістю і складністю висувається проблема забезпечення надійності електропостачання в умовах ринку. Функціонування електроенергетичної системи України в останні роки характеризується значним рівнем фізичного і морального зносу електрообладнання (більше 70 % від загальної кількості) і низькими темпами заміни [1]. Це додатково сприяє зниженню надійності і призводить до збільшення кількості аварійних ситуацій.

Суттєвого підвищення рівня функціональної надійності електрообладнання і ЕЕС в цілому можна досягти завдяки об'єктивній оцінці та прогнозуванню технічного стану (ТС), визначення імовірності відмов, обґрунтуванню можливих термінів його експлуатації та оцінки ризику експлуатації ЕЕС у разі можливих відмов або плановому виведенні з експлуатації обладнання [2].

В кожній енергосистемі зазвичай є кілька варіантів топології електричних мереж. Задачею оперативного персоналу є вибір такого варіанта відключення будь-якого елемента, яке призводить б до найменшого розладу роботи енергосистеми, тобто забезпечувало найменший ризик виникнення

аварійної ситуації. Таким чином, виникає задача вибору послідовності виведення окремих одиниць електрообладнання, зокрема силового трансформатора (СТ), з урахуванням вищезазначених особливостей і факторів. Ступінь упередження, порядок виведення з роботи електрообладнання повинні визначатися також рівнем його значущості в ЕЕС. В якості показників значущості електрообладнання для ЕЕС є показники, що відтворюють вплив відмови обладнання, яке аналізується, на рівень режимної надійності і ефективності експлуатації ЕЕС [1], [2].

Планове та позапланове виведення з роботи електрообладнання, раптові відмови за наявності неприпустимого розвитку дефекту, вичерпання ресурсу працездатності та дії зовнішніх факторів є аварійним збуренням для ЕЕС. Це може спричинити подальший каскадний розвиток аварії зі значними збитками [3]—[5].

Математичні моделі діагностування технічного стану СТ на основі комплексу вимірювань і випробувань подано в [1]. Нечіткі моделі оцінки ризику параметричної відмови СТ за наявності дефекту розглянуто в [2]. Система моделей відмов електрообладнання, що ґрунтується на статистичних даних генеральної сукупності подій з адаптацією до реальних умов експлуатації отримана в [3]. Моделювання режимів ЕЕС для визначення кількісних показників ризику виникнення аварійних ситуацій у разі відмов електрообладнання розглянуто в [6]. Але питання пріоритету виведення з експлуатації СТ на основі оцінки технічного стану і аналізу режимів ЕЕС достатньо мірою не розглядалися.

У зв'язку з цим комплексне моделювання технічного стану електрообладнання і режимів ЕЕС, прийняття рішення для мінімізації ризику експлуатації ЕЕС після виведення з роботи електрообладнання на сьогодні є актуальною задачею.

Метою роботи є створення математичної моделі для оцінки суб'єктивної імовірності відмови електрообладнання за наявності дефекту та визначення кількісних показників ризику в підсистемі ЕЕС у випадках планового і аварійного виведення з роботи електрообладнання.

Математична модель для оцінки суб'єктивної імовірності відмови електрообладнання за наявності дефекту

Наявність в сучасних електроенергетичних системах великої кількості різноманітного за своїми характеристиками силового і комутаційного обладнання та об'єктивно існуюча неповнота, невизначеність, нечіткість і обмеженість статистичної інформації щодо параметрів технічного стану не дозволяють застосовувати єдиний підхід і побудувати універсальну модель відмови конкретної одиниці електрообладнання [7].

В залежності від наявної діагностичної інформації необхідна розробка низки моделей оцінки технічного стану, орієнтованих на використання результатів моніторингу, експертних оцінок деяких параметрів та статистичних даних щодо відмов електрообладнання цього типу та класу напруги [7].

Важливою задачею, окрім, необхідності адекватної оцінки ТС електрообладнання, ідентифікації виду і характеру дефекту є визначення імовірності відмови електрообладнання [2], [7]—[12]. Неможливість встановлення аналітичного зв'язку між змінними стану, факторами ризику та імовірністю відмови електрообладнання з дефектом потребує під час моделювання використовувати експертні оцінки і теорію нечітких множин для визначення суб'єктивної імовірності відмови електрообладнання [7], [13], [14].

Найінформативнішими ознаками для кількісної оцінки ризику відмови електрообладнання (ЕО) за наявності дефекту, що визначається на основі результатів моніторингу і випробувань є значення параметрів технічного стану X_i і відносна швидкість зміни цих параметрів V_{X_i} , функції належності яких до відповідних термів лінгвістичних змінних зображені на рис. 1 [7].

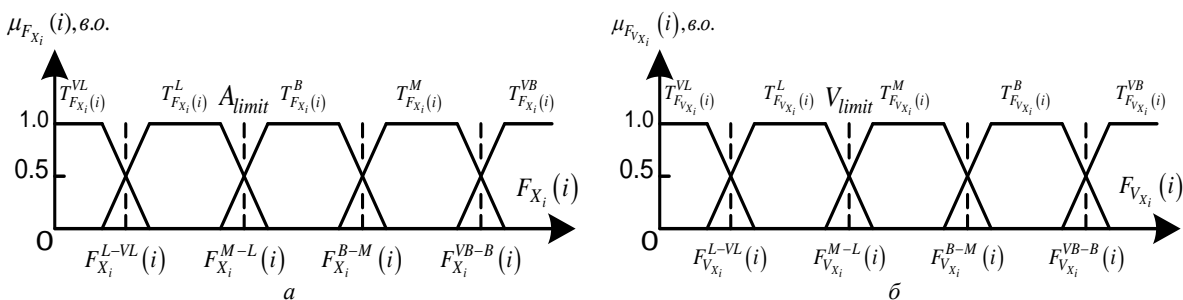


Рис. 1. Функції належності лінгвістичних змінних: а — F_{X_i} ; б — $F_{V_{X_i}}$

Лінгвістичні змінні для X_i і V_{X_i} представлені п'ятьма терм-множинами:

$$X_i = \{T_{X_i}^{VL}, T_{X_i}^L, T_{X_i}^M, T_{X_i}^B, T_{X_i}^{VB}\}, V_{X_i} = \{T_{V_{X_i}}^{VL}, T_{V_{X_i}}^L, T_{V_{X_i}}^M, T_{V_{X_i}}^B, T_{V_{X_i}}^{VB}\}, i = \overline{1, n}, \quad (1)$$

де $T_{X_i}^{VL}, T_{V_{X_i}}^{VL}, T_{X_i}^L, T_{V_{X_i}}^L, T_{X_i}^M, T_{V_{X_i}}^M, T_{X_i}^B, T_{V_{X_i}}^B, T_{X_i}^{VB}, T_{V_{X_i}}^{VB}$ — дуже низьке, низьке, середнє, високе, дуже високе значення параметрів X_i та V_{X_i} , відповідно; n — кількість контрольованих параметрів технічного стану електрообладнання.

Ієрархія впливу параметрів технічного стану електрообладнання X_i, V_{X_i} та факторів ризику $R_{X_i}, R_{V_{X_i}}$ на ризик відмови електрообладнання R_{EO} за наявності дефекту показана на рис. 2. Множини вершин факторів ризику $R_{X_i}, R_{V_{X_i}}$ відповідають впливу зміни сукупності окремих параметрів технічного стану: $R_{X_i} = (F_{X_1}, \dots, F_{X_n})$ та $R_{V_{X_i}} = (F_{V_{X_1}}, \dots, F_{V_{X_n}})$, які визначаються за результатами випробувань та вимірювань; $\{F_i\}$ — множина вершин факторів впливу на ризик відмови ЕО за наявності дефекту ($X_i, V_{X_i}, R_{X_i}, R_{V_{X_i}}$), що знаходиться на одному рівні ієрархії; N — відповідна кількість параметрів для одного рівня ієрархії.

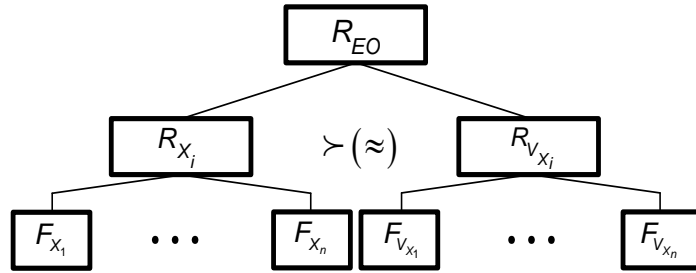


Рис. 2. Ієрархія факторів впливу і параметрів ЕО на інтегральний показник ризику відмови ЕО

Для силових масляних трансформаторів, наприклад, як фактори X_i і V_{X_i} доцільно прийняти рівні концентрацій газів C_i , розчинених в трансформаторному маслі, що визначаються на основі результатів хроматографічного аналізу розчинених газів (ХАРГ) і зміни відносної швидкості їх зростання V_{C_i} , а фактори ризику $R_{C_i}, R_{V_{C_i}}$ в даному випадку характеризують агрегований вплив збільшення концентрацій розчинених газів та відносної швидкості їх зростання на ризик R_{TP} відмови СТ за наявності дефекту.

Кількісна оцінка ризику відмови ЕО здійснюється шляхом агрегування даних, отриманих для кожного рівня ієрархії (рис. 2) із застосуванням оператора Ягера та парних порівнянь Сааті [15].

Рівні факторів ризику відмови $R_{X_i}, R_{V_{X_i}}$ внаслідок зміни діагностичних параметрів X_i , відносної швидкості V_{X_i} та ризик відмови ЕО R_{EO} , є лінгвістичними змінними з п'ятьма терм-множинами. Функції належності до терм-множин «Дуже низьке», «Низьке», «Середнє», «Високе», «Дуже високе» значення рівнів факторів ризику $R_{X_i}, R_{V_{X_i}}$, ризику відмови ЕО R_{EO} показані на рис. 3.

Множини функцій належності нечітких термів для лінгвістичних змінних $R_{X_i}, R_{V_{X_i}}$ та R_{EO} побудовані на основі стандартного 01 класифікатора, а також з використанням вербально-чисельної шкали Харінгтона з трапецеїдальними функціями належності [15].

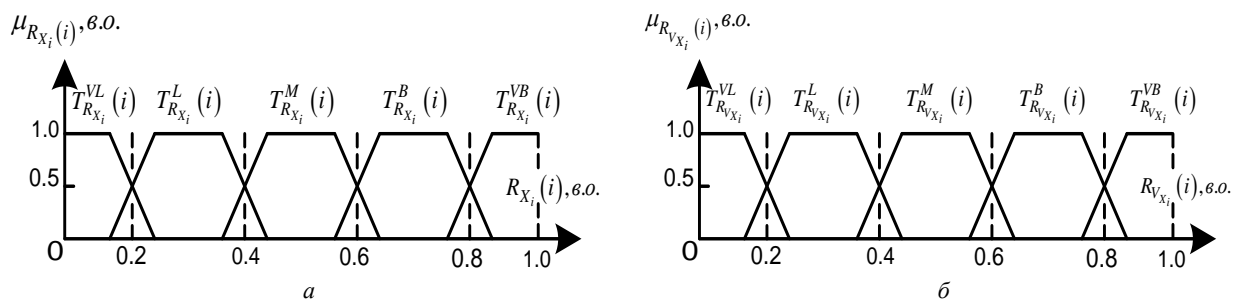
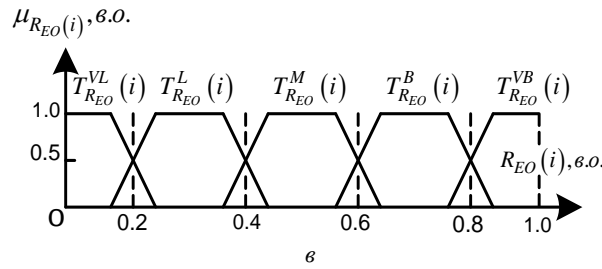


Рис. 3. Функції належності лінгвістичних змінних: а — R_{X_i} ; б — $R_{V_{X_i}}$



Продовження рис. 3. Функції належності лінгвістичних змінних: $v - R_{EO}$

Ранжування параметрів $X_i, V_{X_i}, R_{X_i}, R_{V_{X_i}}$ здійснюється відповідно до виду ідентифікованого дефекту, стадії його розвитку та рівнями значущості щодо впливу на рівень ризику відмови R_{EO} . Вагові коефіцієнти впливу p_i -го параметра X_i, V_{X_i} або факторів $R_{X_i}, R_{V_{X_i}}$ на загальний ризик R_{EO} у випадку, коли в ієрархічній системі разом з перевагами входять відношення рівнозначності визначаються за правилом Фішберна [7], [14], [15].

Агрегований рівень ризику відмови електрообладнання визначається [16]

$$R_{EO} = \sum_{j=1}^N \alpha_j \cdot \sum_{i=1}^N p_i \cdot \mu_{ij}(Y_i), \quad \alpha_j = 0,2i - 0,1, \quad Y_i = [R_{X_i}, R_{V_{X_i}}], \quad (2)$$

де α_j — вузлові точки стандартного класифікатора; p_i — ваговий коефіцієнт; $\mu_{ij}(Y_i)$ — рівень належності параметрів нечітким множинам.

Алгоритм комплексного моделювання режиму ЕЕС для оцінки ризику порушення нормального режиму у разі відмов електрообладнання

Задачею комплексного моделювання в роботі є визначення ризику порушення нормального режиму ЕЕС на заданому інтервалі часу Δt у разі відмов або виведення з експлуатації електрообладнання ЕО внаслідок незадовільного ТС. Для цього реалізується обчислювальний процес з використанням методу статистичного моделювання [17]. Відповідна схема статистичного моделювання режимів підсистеми ЕЕС показана на рис. 4.

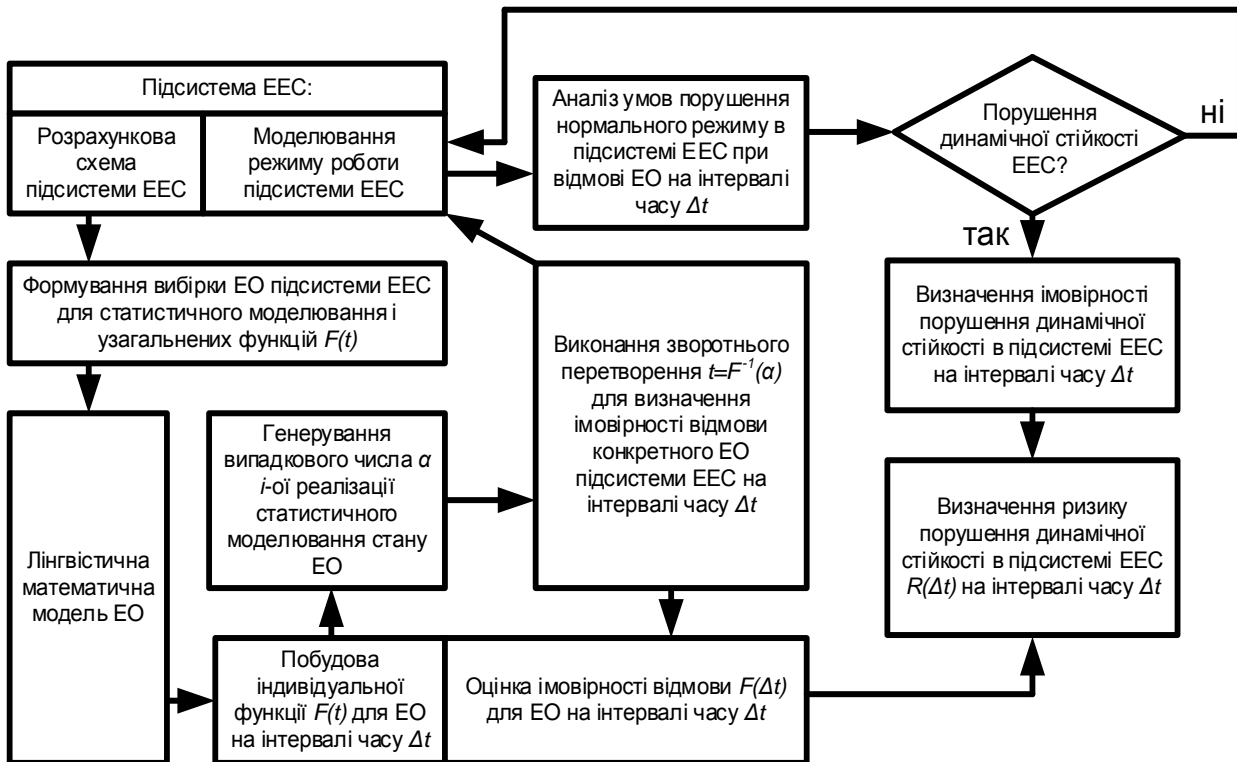


Рис. 4. Структура алгоритму визначення ризику порушення нормального режиму ЕЕС у разі відмов електрообладнання

Розглянутий алгоритм визначення ризику порушення нормального режиму в ЕЕС у разі відмов електрообладнання представлено для випадку, коли множина аварійних ситуацій складається з однієї події — порушення динамічної стійкості ЕЕС [18].

Результати моделювання режиму ЕЕС і технічного стану СТ для визначення кількісних показників ризику порушення нормального режиму в умовах виведення з експлуатації трансформаторів

Під час чергового випробування і вимірювання параметрів ТС (рис. 5) АТ-11 500/220 кВ за результатами ХАРГ зареєстровані концентрації газів, розчинених в трансформаторному маслі, значення яких подано в табл. 1. Перевищення граничних значень концентрацій та відносних швидкостей зростання розчинених газів більше ніж 10 % на місяць зафіксовано в декількох останніх вимірюваннях свідчить про наявність у трансформаторі прогресуючого дефекту.

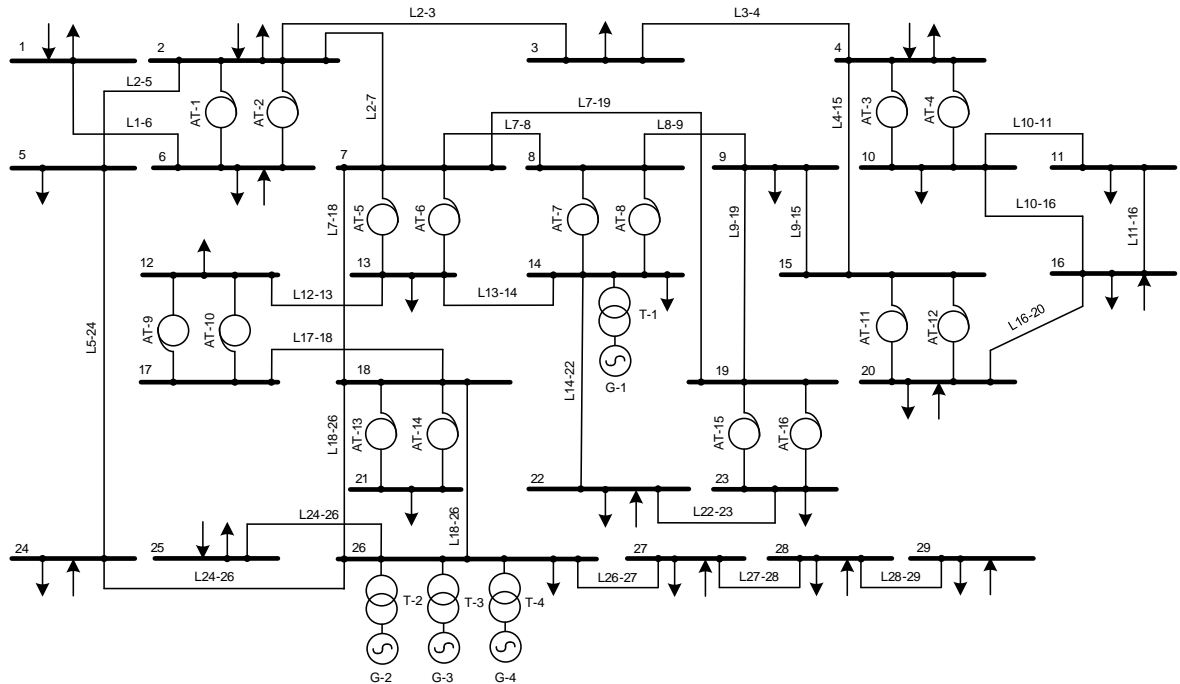


Рис. 5. Розрахункова схема тестової моделі ЕЕС

Таблиця 1

Концентрації та відносна швидкість зростання газів розчинених в маслі трансформатора

Дата проведення ХАРГ	Зареєстровані концентрації та швидкість зростання розчинених газів в маслі трансформатора після проведення ХАРГ C_i , % об./ V_{C_i} , %/міс.						
	H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO ₂
21.10.03	$5 \cdot 10^{-4}$	$2,2 \cdot 10^{-4}$	$6,8 \cdot 10^{-4}$	$6,4 \cdot 10^{-4}$	$0,6 \cdot 10^{-4}$	$43,2 \cdot 10^{-4}$	$2017,5 \cdot 10^{-4}$
	0	0	0	0	0	0	0
15.07.04	$5 \cdot 10^{-4}$	$2,9 \cdot 10^{-4}$	$10,8 \cdot 10^{-4}$	$7,8 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-4}$	$43,4 \cdot 10^{-4}$	$2119,8 \cdot 10^{-4}$
	0,00	3,56	6,58	2,45	7,46	0,05	0,57
24.09.04	$12,8 \cdot 10^{-4}$	$12,7 \cdot 10^{-4}$	$16 \cdot 10^{-4}$	$18,1 \cdot 10^{-4}$	$10,6 \cdot 10^{-4}$	$160,4 \cdot 10^{-4}$	$3466,5 \cdot 10^{-4}$
	65,92	142,79	20,34	55,80	405,63	113,91	26,84
01.06.05	$9,9 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-4}$	$29,5 \cdot 10^{-4}$	$13,5 \cdot 10^{-4}$	$2,9 \cdot 10^{-4}$	$51,2 \cdot 10^{-4}$	$1906,2 \cdot 10^{-4}$
	-2,72	-9,17	10,13	-3,05	-8,72	-8,17	-5,40
25.11.05	$3,4 \cdot 10^{-4}$	$2,7 \cdot 10^{-4}$	$17,2 \cdot 10^{-4}$	$10,3 \cdot 10^{-4}$	$0,2 \cdot 10^{-4}$	$44,6 \cdot 10^{-4}$	$1985,9 \cdot 10^{-4}$
	-11,13	-1,69	-7,07	-4,02	-15,78	-2,18	0,71
25.07.06	$2,2 \cdot 10^{-4}$	$2,6 \cdot 10^{-4}$	$16,4 \cdot 10^{-4}$	$7,1 \cdot 10^{-4}$	$0,7 \cdot 10^{-4}$	$44,1 \cdot 10^{-4}$	$2041,1 \cdot 10^{-4}$
	-4,38	-0,46	-0,58	-3,85	30,99	-0,14	0,34
06.03.09	$13,5 \cdot 10^{-4}$	$11 \cdot 10^{-4}$	$482 \cdot 10^{-4}$	$28,7 \cdot 10^{-4}$	$6,7 \cdot 10^{-4}$	$146,7 \cdot 10^{-4}$	$825,7 \cdot 10^{-4}$
	16,14	36,17	89,16	9,56	26,93	7,31	-1,87
11.05.10	$8,1 \cdot 10^{-4}$	$3,5 \cdot 10^{-4}$	$82,2 \cdot 10^{-4}$	$11,7 \cdot 10^{-4}$	$61,5 \cdot 10^{-4}$	$61,4 \cdot 10^{-4}$	$1783,6 \cdot 10^{-4}$
	-2,78	-4,75	-5,77	-4,12	56,93	-4,05	8,07

За допомогою розробленого програмного забезпечення, у якому реалізовано математичну модель [6], [7] і методику з [1], в СТ ідентифіковано дефект «Розряд великої щільності». За результатами діагностування технічний стан СТ можна класифікувати у відповідності з [1] як «погіршений стан з наявністю критичного дефекту».

Визначені значення функцій належності до термів лінгвістичних змінних факторів впливу C_i , V_{C_i} та розраховані складові R_{C_i} , $R_{V_{C_i}}$ інтегрального ризику відмови СТ R_{TP} , які становлять 0,502 та 0,578, відповідно. Результати розрахунків визначення інтегрального ризику відмови СТ характеризують рівень ризику відмови трансформатора як «Середній» зі ступенем 0,528. Динаміка зміни рівнів факторів ризику відмови силового трансформатора за наявності дефекту на основі даних вимірювань ХАРГ подана в табл. 2.

Таблиця 2

Результати нечіткого моделювання оцінки ризику відмови силового трансформатора за наявності дефекту на основі даних вимірювань ХАРГ

Шкала терміну спостереження, діб	Дата проведення ХАРГ	Рівень розвитку дефекту у разі перевищення концентрацій газів, розчинених в трансформаторному маслі, в.о.	Рівень швидкості розвитку дефекту при перевищенні концентрацій газів, розчинених в трансформаторному маслі, в.о.	Рівень інтегрального показника ризику відмови силового трансформатора за результатами ХАРГ, в.о.	Класифікація технічного стану силового трансформатора
		R_{C_i}	$R_{V_{C_i}}$	R_{TP}	
0	21.10.03	0,211	0,100	0,137	Норма
268	15.07.04	0,228	0,300	0,276	Норма з відхиленнями
339	24.09.04	0,306	0,900	0,702	Передаварійний стан
589	01.06.05	0,262	0,200	0,221	Норма
766	25.11.05	0,240	0,100	0,147	Норма
1008	25.07.06	0,236	0,167	0,190	Норма
1963	06.03.09	0,323	0,567	0,485	Норма з відхиленнями
2394	11.05.10	0,274	0,150	0,191	Норма

На основі результатів розрахунків прийнято рішення вивести з експлуатації цей трансформатор для діагностичного обстеження.

Для схеми (рис. 5) ЕЕС розраховано 1000 режимів з використанням алгоритму імовірно-статистичного моделювання у разі виведення обстежуваного СТ та визначено імовірнісні складові ризику відмови окремих елементів (високовольтних вимикачів, силових трансформаторів і ліній електропередачі, табл. 3). Ризик порушення динамічної стійкості системи, становить 0,135.

Таблиця 3

Результати визначення імовірнісних складових ризику порушення нормального режиму тестової схеми ЕЕС у разі виведення з експлуатації АТ-11 на інтервалі часу $\Delta t = 3$ міс.

№ з/п.	Елемент, що відмовив	Загальна кількість відмов внаслідок аварійної ситуації	Імовірність відмови внаслідок збурення	Імовірність відмови внаслідок відключення гілки	Імовірність відмови через перевантаження	Ризик порушення нормального режиму у разі відмови елемента на інтервалі часу
1	L1-6	5	0,025	0	0	0,025
2	L2-3	5	0,025	0	0	0,025
3	L2-5	5	0,025	0	0	0,025
.....						
22	B18	8	0,04	0	0	0,04
.....						
67	АТ-14	3	0,015	0	0	0,015
.....						
142	T-4	1	0,005	0	0	0,005

Проведений порівняльний аналіз розрахунків динамічної стійкості енергосистеми у разі виведення з експлуатації АТ-11 та інших силових трансформаторів за розробленою моделлю підтвердив збіг з характеристиками аварійних ситуацій, що виникали у реальній експлуатації електричних мереж енергокомпаній [19].

Висновки

Обґрунтовано необхідність комплексного моделювання режимів ЕЕС для оцінки режимної надійності системи у разі виведення з експлуатації електрообладнання на основі оцінки ризику. Запропоновано узагальнену математичну модель електрообладнання для визначення суб'єктивної імовірності відмови за наявності дефекту, яка на відміну від існуючих дозволяє врахувати якісний характер інформації щодо параметрів технічного стану. Для силового трансформатора реально функціонуючої підсистеми ЕЕС за результатами моніторингу параметрів ТС виконано діагностування ТС з виявленням дефекту на основі ХАРГ за нечіткою моделлю і визначено суб'єктивну імовірність відмови. Імовірнісно-статистичним моделюванням режиму підсистеми ЕЕС визначені кількісні показники ризику порушення динамічної стійкості системи у разі аварійного виведення з експлуатації СТ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] J. Silva, J. Sumaili, R. J. Bessa, L. Seca, M. Matos, and V. Miranda, "The challenges of estimating the impact of distributed energy resources flexibility on the TSO/DSO boundary node operating points," *Computers & Operations Research*, vol. 96, pp. 294-304, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.cor.2017.06.004>.
- [2] N. V. Kosterev, E. I. Bardyk, and V. V. Litvinov, "Preventive risk-management of power system for its reliability increasing," *Wseas Transactions on Power Systems*, vol. 10, pp. 251-258, 2015.
- [3] H. H. Alhelou, M. Hamedani-Golshan, T. Njenda, and P. Siano, "A Survey on Power System Blackout and Cascading Events: Research Motivations and Challenges," *Energies*, vol. 12, no. 4, pp. 1-28, 2019. <https://doi.org/10.3390/en12040682>.
- [4] S. A. V. Goerdin, J. J. Smit, and R. P. Y. Mehairjan, "Monte Carlo simulation applied to support risk-based decision making in electricity distribution networks," in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, Netherlands, 2015, pp. 1-5. <https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232494>.
- [5] E. Duarte et al., "A practical approach to condition and risk based power transformer asset replacement," in *2010 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, San Diego, CA, USA, 2010, pp. 1-4. <https://doi.org/10.1109/ELINSL.2010.5549580>.
- [6] Y. Shiwen, H. Hui, W. Chengzhi, G. Hao, and F. Hao, "Review on Risk Assessment of Power System," *Procedia Computer Science*, vol. 109, pp. 1200-1205, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2017.05.399>.
- [7] М. В. Костерев, і С. І. Бардик, *Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем*. Київ, Україна: НТУУ «КПІ», 2011.
- [8] R. M. A. Velásquez, and J. V. M. Lara, "Expert system for power transformer diagnosis," in *2017 IEEE XXIV International Conference on Electronics, Electrical Engineering and Computing (INTERCON)*, Cusco, Peru, 2017, pp. 1-4. <https://doi.org/10.1109/INTERCON.2017.8079640>.
- [9] E. Ciapessoni, D. Cirio, and E. Gagleoti, "A probabilistic approach for operational risk assessment of power systems," *CIGRE*, pp. 4-114, 2008.
- [10] A. M. Leite da Silva, L. S. Rezende, L. A. F. Manso and G. J. Anders, "Transmission expansion planning: A discussion on reliability and "N-1" security criteria," *2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Singapore, 2010, pp. 244-251. <https://doi.org/10.1109/PMAPS.2010.5528652>.
- [11] E. Handschin, I. Jürgens, C. Neumann, and C. Rehtanz, "Long term optimization for risk-oriented asset management," in *16th Power Systems Computation Conference*, Glasgow, Scotland, 2008, pp. 1316-1322.
- [12] B. Wang, Y. Li, and J. Watada, "A New MOPSO to Solve a Multi-Objective Portfolio Selection Model with Fuzzy Value-at-Risk," in *Knowledge-Based and Intelligent Information and Engineering Systems – 15th International Conference*, Kaiserslautern, Germany, 2011, pp. 217-226. https://doi.org/10.1007/978-3-642-23854-3_23.
- [13] H. Yang, Z. Zhang, and X. Yin, "A novel method of decision-making for power transformer maintenance based on failure-probability-analysis," *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, vol. 13, no. 5, pp. 689-695, 2018. <https://doi.org/10.1002/tee.22618>.
- [14] E. Bardyk and N. Bolotnyi, "Parametric identification of fuzzy model for power transformer based on real operation data," *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, vol. 6, no. 8 (90), pp. 4-10, 2017. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2017.118632>.
- [15] T. L. Saaty, "Decision making with the analytic hierarchy process," *International journal of services sciences*, vol. 1, no. 1, pp. 83-98, 2008.
- [16] С. І. Бардик, «Моделювання та оцінка ризику відмов електрообладнання електроенергетичних систем з урахуванням рівня відновлення ресурсу після ремонту», *Науковий вісник Національного гірничого університету*, № 3, с. 82-90, 2014.
- [17] E. I. Bardyk, and N. P. Bolotnyi, "Electric power system simulation for risk assessment of power transformer failure under external short-circuit conditions," in *2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON)*, Kyiv, Ukraine, 2017, pp. 452-456. <https://doi.org/10.1109/UKRCON.2017.8100527>.
- [18] E. I. Bardyk, "Models of reliability assessing of electricity supply of auxiliary NPP from external sources with fuzzy de-

financed parameters of failures of equipments,” *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of National Academy of Sciences of Ukraine*, vol. 37, pp. 34-38, 2014.

[19] E. Bardyk, and N. Bolotnyi, “Development of a mathematical model for cost distribution of maintenance and repair of electrical equipment,” *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, vol. 6, no. 8 (96), pp. 6-16, 2018. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2018.147622>.

Рекомендована кафедрою електричних станцій та систем ВНТУ

Стаття надійшла до редакції 24.03.2021

Бардик Євген Іванович — канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри відновлюваних джерел енергії, e-mail: bardik1953@gmail.com ;

Болотний Микола Петрович — канд. техн. наук, старший викладач кафедри відновлюваних джерел енергії, e-mail: nickolai2007@ukr.net ;

Бондаренко Олександр Леонідович — аспірант кафедри відновлюваних джерел енергії, e-mail: bonduro@gmail.com .

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

Ye. I. Bardyk¹
M. P. Bolotnyi¹
O. L. Bondarenko¹

Determination of Disruption Risk of the Normal Regime of the Electric Power System under Planned and Emergency Decommissioning of Electrical Equipment

¹National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

The development of competitive relations in the electricity sector, the increase the number of large-scale systemic accidents in the world that have occurred in market economies, improves the importance of the reliability factor for the electric power system (EPS). In this regard, the tasks of taking into account and analyzing all risks, especially the EPS risk operation due to electrical equipment failures, which currently has a significant level of wear and depletion of resources, are relevant in power industry of Ukraine. To solve these problems, it is necessary to develop models for assessing of technical condition and risk of electrical equipment failures. Equally important are the issues of decision-making on the strategy of operation of defective electrical equipment and emergency risk assessment in the power system when the equipment is disconnected.

The conditions of functioning of modern electric power systems are analyzed. The problem of estimating the operation reliability of the power system based on the definition of risk indicators is formulated. The necessity of complex modeling of technical condition and modes of EPS for determination of quantitative indicators of emergency risk of a normal mode of EPS under electric equipment failures is substantiated. A generalized linguistic model is proposed to assess the subjective probability of electrical equipment failure under the presence of a defect. An algorithm of complex modeling of the EPS mode for estimating the emergency risk of the normal mode in case of electrical equipment failures by statistical modeling is proposed. An assessment of the subjective probability of failure of a power transformer actually functioning in the EPS has been performed. A comprehensive modeling of the EPS mode was performed to assess the emergency risk of the normal mode during emergency decommissioning of the power transformer. The advantage of the proposed development is the ability to determine the probability of failure of electrical equipment due to unsatisfactory technical condition based on the use of quality information, to form a priority for decommissioning electrical equipment based on risk indicators in the power system.

Keywords: model, fuzzy logic, electrical equipment, risk assessment, defect, failure.

Bardyk Yevhen I. — Cand. Sc. (Eng.), Associate Professor, Associate Professor of the Chair of Renewable Energy Sources, e-mail: bardik1953@gmail.com ;

Bolotnyi Mykola P. — Cand. Sc. (Eng.), Senior Lecturer of the Chair of Renewable Energy Sources, e-mail: nickolai2007@ukr.net ;

Bondarenko Oleksandr L. — Post-Graduate Student of the Chair of Renewable Energy Sources, e-mail: bonduro@gmail.com

Е. И. Бардик¹
Н. П. Болотный¹
О. Л. Бондаренко¹

Определение риска нарушения нормального режима энергосистемы при плановом и аварийном выводе из эксплуатации электрооборудования

¹Национальный технический университет Украины
«Киевский политехнический институт имени Игоря Сикорского»

Развитие конкурентных отношений в электроэнергетике, увеличение количества в мире масштабных системных аварий, возникших в странах с рыночной экономикой, повышает важность фактора надежности для электроэнергетической системы (ЭЭС). В связи с этим в электроэнергетике Украины актуальны задачи учета и анализа всех рисков, особенно риска эксплуатации ЭЭС вследствие отказов электрооборудования, которое сегодня имеет значительный уровень износа и исчерпания ресурса. Для решения этих задач необходима разработка моделей оценки технического состояния и риска отказов электрооборудования. Не менее важными являются вопросы принятия решений по стратегии эксплуатации электрооборудования с дефектом и оценка риска возникновения аварийных ситуаций в ЭЭС при отключении оборудования.

Проанализированы условия функционирования современных электроэнергетических систем. Сформулирована задача оценки режимной надежности ЭЭС на основе определения показателей риска. Обоснована необходимость комплексного моделирования технического состояния и режимов ЭЭС для определения количественных показателей риска нарушения нормального режима ЭЭС при отказах электрооборудования. Для оценки субъективной вероятности отказа электрооборудования при наличии дефекта предложена обобщенная лингвистическая модель. Предложен алгоритм комплексного моделирования режима ЭЭС для оценки риска нарушения нормального режима при отказах электрооборудования путем статистического моделирования. Выполнена оценка субъективной вероятности отказа реально функционирующего в составе ЭЭС силового трансформатора. Проведено комплексное моделирование режима ЭЭС для оценки риска нарушения нормального режима при аварийном выводе из эксплуатации силового трансформатора. Преимуществом предложенной разработки является возможность определять вероятность отказа электрооборудования в результате неудовлетворительного технического состояния на основе использования качественной информации, формировать приоритет вывода электрооборудования из эксплуатации на основе показателей риска в энергосистеме.

Ключевые слова: модель, нечеткая логика, электрооборудование, оценка риска, дефект, отказ.

Бардик Евгений Иванович — канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры возобновляемых источников энергии, e-mail: bardik1953@gmail.com ;

Болотный Николай Петрович — канд. техн. наук, старший преподаватель кафедры возобновляемых источников энергии, e-mail: nickolai2007@ukr.net ;

Бондаренко Александр Леонидович — аспирант кафедры возобновляемых источников энергии, e-mail: bonduro@gmail.com