

Євген Бардик, Олександр Бондаренко

ОЦІНКА РЕЖИМНОЇ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ НА ОСНОВІ ВИЗНАЧЕННЯ ІНДЕКСУ РИЗИКУ ПРИ ВІДМОВАХ ВУЗЛІВ НАВАНТАЖЕННЯ З ВІДПОВІДАЛЬНИМИ СПОЖИВАЧАМИ

Актуальність теми дослідження. Наразі існує стійка тенденція підвищення аварійності в електроенергетичних системах (ЕЕС) України та інших промислово розвинених країнах, внаслідок старіння і вичерпання ресурсу працездатності електрообладнання, несприятливих погіршень кліматичних умов, лібералізації електроенергетики й інших причин. Тому виникає необхідність розробки математичних моделей і створення програмного забезпечення для визначення кількісних показників ризику порушення електропостачання відповідальних споживачів внаслідок відмов електрообладнання ЕЕС.

Постановка проблеми. Зазвичай для забезпечення надійності ЕЕС її проектують таким чином, щоб відключення одного або декількох елементів при проходженні максимуму навантаження не призводило до неприпустимих відхилень режимних параметрів або зменшення навантаження споживачів (критерій $N-i$). Даний підхід є детерміністичним, оскільки не враховує імовірність виникнення аварійних ситуацій і не дає кількісної характеристики надійності ЕЕС. В умовах розвитку ринкових відносин в електроенергетиці України, коли загострюється проблема забезпечення надійності і вона розглядається як послуга, її кількісна оцінка на основі визначення ризику є більш об'єктивною і повною.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Були розглянуті останні публікації, які присвячені питанню розробки моделей оцінки технічного стану, визначенню імовірності відмови електрообладнання та аналізу ризиків в складних електроенергетичних системах.

Виділення недосліджених частин загальної проблеми. Незважаючи на значну кількість робіт присвячених аналізу режимної надійності ЕЕС, існує задача комплексного моделювання технічного стану електрообладнання і режимів ЕЕС для визначення індексу ризику, як інтегрального показника функціонування ЕЕС, котрий визначається величиною критичності відмови окремих підсистем, яка залежить від їх імовірності відмови, терміну відновлення та важкості збитків.

Постановка завдання. Метою роботи є створення нечіткої математичної моделі, алгоритму і програмного забезпечення для визначення індексу ризику порушення режиму ЕЕС при відмовах окремих підсистем з відповідальними споживачами.

Виклад основного матеріалу. Запропоновано при оцінці режимної надійності ЕЕС використовувати інтегральний індекс ризику функціонування, рівень якого суттєво залежить від критичності відмов окремих підсистем ЕЕС і, зокрема, вузлів зі споживачами різного характеру і категорії. Для вирішення цих задач побудована нечітка математична модель та алгоритм агрегованої оцінки індексу ризику ЕЕС при відмовах окремих підсистем. Для тестової схеми ЕЕС отримано кількісні характеристики ризику експлуатації ЕЕС при відмовах електрообладнання і вузлів навантаження з відповідальними споживачами.

Висновки відповідно до статті. Оцінку режимної надійності сучасних ЕЕС доцільно визначати на основі інтегрального індексу ризику функціонування. Запропоновано нечітку математичну модель та алгоритм агрегованої оцінки індексу ризику ЕЕС при відмовах окремих вузлів навантаження внаслідок відмов електрообладнання ЕЕС. Проведене комплексне моделювання технічного стану електрообладнання і режимів ЕЕС щодо визначення критичності відмов окремих підсистем з відповідальними споживачами.

Ключові слова: надійність; електроенергетична система; індекс ризику; нечітка логіка; відмови.

Табл.: 2. Рис.: 8. Бібл.: 18.

Актуальність теми дослідження. Функціонування електроенергетики в сучасних умовах супроводжується ризиками, які супроводжуються значними, іноді катастрофічними наслідками. В зв'язку з цим є актуальним аналіз усіх ризиків енергокомпаній – одного з найбільш важливих показників господарської діяльності [1; 2; 3; 4].

З розвитком ринкових відносин в електроенергетичній галузі зростає економічна відповідальність енергетичних компаній за порушення нормального режиму роботи енергосистеми і зниження якості електроенергії, що передається споживачеві. Тому енергетичні компанії зацікавлені в забезпеченні надійної роботи системи електропостачання. В основі такої зацікавленості лежить тиск ринку, зростання конкуренції, мотивація в економії витрат і зниження рівня резервів, що впливає на надійність функціонування обладнання [5; 6]. Наразі існують три основні чинники, що впливають на надійність системи електропостачання. Це – зростання навантаження, знос основних фондів і лібералізація електроенергетики [4]. Знос основних фондів нині є найважливішою проблемою енергетики, від вирішення якої залежить надійність її функціонування.

Вищеперераховані фактори сприяють перш за все підвищенню ризику виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС з порушенням електропостачання споживачів, що підтвер-

джується і статистичним аналізом аварійності в ЕЕС України й інших промислово розвинених країн. Прикладом таких аварій є також низка крупних аварій в електроенергетичних системах Північної Америки і Західної Європи, аварія в московській енергосистемі внаслідок чого на тривалий термін було порушено електропостачання споживачів.

У зв'язку з цим існує необхідність побудови математичних моделей і створення програмного забезпечення для оцінки ризику ЕЕС при відмовах електрообладнання й систем електропостачання споживачів унаслідок збурень.

Постановка проблеми. Зазвичай для забезпечення надійної роботи ЕЕС її проєктують таким чином, щоб відключення одного або декількох елементів у нормальному режимі при максимальних навантаженнях не викликало неприпустимих перевантажень інших елементів або необхідності зменшення навантаження [4; 7; 8]. Якщо критерій $N-i$ виконується в усіх розрахункових режимах, вважається, що ЕЕС є надійною. Інакше планується застосування відповідних заходів для забезпечення виконання встановлених нормативів.

Даний детерміністичний підхід до оцінювання показників надійності ЕЕС вимагає прийняття імовірності причини виникнення аварії рівною одиниці. При цьому як розрахункове збурення обирається найбільш несприятливий сценарій розвитку аварії [4; 8].

До його недоліків слід віднести: неврахування ефекту імовірності відмови об'єкта та невизначення подій та умов відмови об'єкта. Як наслідок, рішення, які ґрунтуються на детерміністичному підході, можуть визначити суттєво занижену або завищену величину ризику, що призведе до прийняття необґрунтованих рішень [5; 9].

Більш перспективним підходом до оцінки режимної надійності функціонування ЕЕС є підхід, згідно з яким аналізуються аварійні відключення елементів ЕЕС з визначенням імовірнісних характеристик таких подій та наслідків. З розвитком ринкових відносин в електроенергетиці України, за яких надійність розглядається як послуга, яка має кількісні характеристики, оцінка надійності імовірнісним методом є більш об'єктивною і повною.

Прийняття обґрунтованих рішень для забезпечення надійної роботи підсистеми ЕЕС вимагає комплексного підходу, який би враховував об'єктивно існуючі найбільш суттєві фактори: імовірність відмов електрообладнання; стохастичний характер режиму підсистеми ЕЕС; економічні й екологічні наслідки; неповнота та неточність інформації.

Світові тенденції розвитку методів і засобів забезпечення надійності роботи підсистеми ЕЕС, свідчать про зростання ролі ризик-менеджменту при прийнятті управлінських рішень [5; 10]. Застосування стратегії ризик-менеджменту при керуванні ЕЕС потребує використання ризику як інтегрального показника надійності підсистеми ЕЕС.

Кількісно ризик R визначають, як деяку комбінацію величини події A і міри можливості її появи q [4; 5]:

$$R(t) = \varphi(A(t), q(t)) \quad (1)$$

Складність оцінки ризику $R(t)$ в основному виникає при визначенні міри можливості появи події q , у ролі якої часто використовують імовірність події.

У складних ЕЕС, які містять велику кількість різноманітного електрообладнання зі значним рівнем зношеності для визначення імовірнісної складової ризику найбільш доцільним є використання методів імовірнісно-статистичного моделювання (метод Монте-Карло) [8; 11].

Аналіз останніх досліджень і публікацій. На сьогодні є багато робіт, присвячених питанню розробки моделей оцінки технічного стану, визначенню імовірності відмови електрообладнання та аналізу ризиків в складних електроенергетичних системах. Моделювання режимів ЕЕС для визначення кількісних показників ризику виникнення ава-

TECHNICAL SCIENCES AND TECHNOLOGIES

рійних ситуацій при відмовах електрообладнання розглянуто в [7, 12]. Але питання аналізу режимів ЕЕС не розглядається достатньою мірою.

У [12] представлені результати дослідження підходу для прийняття обґрунтованих рішень для забезпечення надійної роботи ЕЕС. Але не враховується випадковість відмови електрообладнання, стохастичний характер режиму ЕЕС, можливий сценарій розвитку аварійної ситуації, економічні і екологічні наслідки, неповнота і нечіткість інформації.

У [1; 6] наведено результати оцінки технічного стану електрообладнання ЕЕС та його застосування в математичних моделях відмов для вирішення задач визначення надійності підсистем ЕЕС. Але не розглянуті питання оцінки режимної надійності при відмовах електрообладнання та не дається оцінка можливих збитків.

У [9] розглянуті питання оцінки ризику в ЕЕС при відмовах електрообладнання з врахуванням пріоритету виведення з експлуатації окремих одиниць та груп електрообладнання але не оцінюється вплив відмови вузлів навантаження на інтегральний індекс ризику ЕЕС.

Виділення недосліджених частин загальної проблеми. Незважаючи на значну кількість робіт присвячених аналізу режимної надійності ЕЕС існує задача комплексного моделювання технічного стану електрообладнання і режимів ЕЕС для визначення індексу ризику, як інтегрального показника функціонування ЕЕС, що визначається величиною критичності відмови окремих підсистем, яка залежить від імовірності відмови, терміну відновлення та важкості збитків.

Постановка завдання. Метою роботи є створення нечіткої математичної моделі, алгоритму і програмного забезпечення для визначення індексу ризику порушення режиму ЕЕС при відмовах окремих підсистем з відповідальними споживачами.

Виклад основного матеріалу. В якості показника, що характеризує рівень режимної надійності, як зазначено, доцільно використовувати індекс ризику, міра якого суттєво залежить від критичності відмов окремих підсистем ЕЕС і, зокрема, вузлів зі споживачами різного характеру і категорії.

Параметрами, які визначають критичність відмови окремих підсистем ЕЕС є: імовірність відмови P_{BH} (неприпустиме зниження напруги у вузлі навантаження), збитки від порушення електропостачання споживачів $Z_{СЕП}$, термін відновлювання нормального режиму підсистеми ЕЕС і ЕЕС в цілому T_{BC} , тобто $R_{ЕЕС}^I = f(P_{BH}, Z_{СЕП}, T_{BC})$

Відсутність в достатній мірі кількісної інформації, щодо стану електрообладнання і режимів ЕЕС не дозволяє забезпечити вимоги щодо точності і достовірності отриманих результатів аналізу ризику.

Це вимагає використання для аналізу ризиків при відмовах електрообладнання й окремих підсистем ЕЕС як кількісної та і якісної інформації, що потребує, використання апарату нечіткої логіки, який дозволяє оцінити рівень критичності відмови і упорядкувати множину відмов за величиною потенційного ризику [13; 14].

Лінгвістичні входні змінні нечіткого логічного висновку для визначення рівня ризику експлуатації ЕЕС при відмовах окремих підсистем (вузлів навантаження) є такими:

- імовірність неприпустимого зниження напруги ($U_{BH} \leq U_{BH}^{don}$) у вузлі навантаження P_{BH} з терм-множинами: T_{BH}^L – низький; T_{BH}^M – середній; T_{BH}^B – великий.

- збитки в ЕЕС внаслідок порушення електропостачання споживачів $Z_{СЕП}$ з терм-множинами: $T_{СЕП}^L$ – низький; $T_{СЕП}^M$ – середній; $T_{СЕП}^B$ – великий.

- термін відновлення ЕЕС після порушення електропостачання споживачів вузла навантаження T_{BC} з терм-множинами: T_{BC}^L – низький; T_{BC}^M – середній; T_{BC}^B – великий.

Як вихідну лінгвістичну змінну приймаємо інтегральний індекс ризику ЕЕС при відмові окремих підсистем (вузлів навантаження) при неприпустимому зниженні на-

пруги R_{EEC}^I з терм-множинами: T_{RI}^{VL} – дуже низький; T_{RI}^L – низький; T_{RI}^M – середній; T_{RI}^B – великий; T_{RI}^{VB} – дуже великий. Аналітичні вирази функції належності термів T_{RI} (універсальний класифікатор) наведені в [15].

Графік функції належності вихідної лінгвістичної змінної «Інтегральний індекс ризику ЕЕС» наведений на рис. 1.

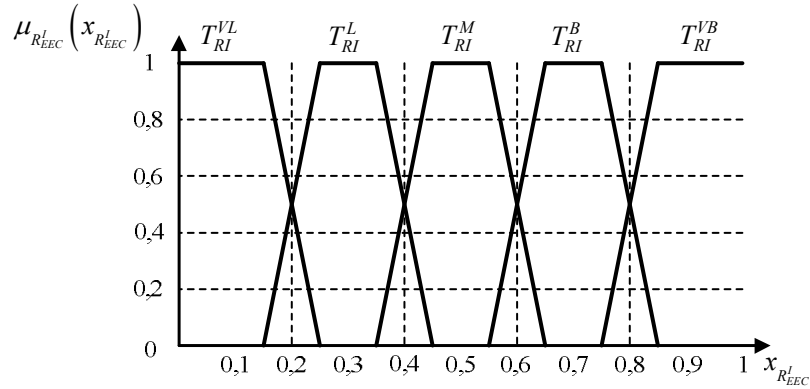


Рис. 1. Графік функції належності вихідної лінгвістичної змінної «Інтегральний індекс ризику ЕЕС»

База правил що визначає індекс ризику ЕЕС в залежності від імовірності відмови системи електропостачання, рівня збитків та терміну відновлення має вигляд (табл.1):

Таблиця 1

База правил для визначення індексу ризику ЕЕС

T_{BH}^L			
$Z_{СЕП}$	$T_{СЕП}^L$	$T_{СЕП}^M$	$T_{СЕП}^B$
T_{BC}^L	T_{RI}^{VL}	T_{RI}^L	T_{RI}^L
T_{BC}^M	T_{RI}^{VL}	T_{RI}^M	T_{RI}^M
T_{BC}^B	T_{RI}^L	T_{RI}^M	T_{RI}^B
T_{BH}^M			
$Z_{СЕП}$	$T_{СЕП}^L$	$T_{СЕП}^M$	$T_{СЕП}^B$
T_{BC}^L	T_{RI}^L	T_{RI}^M	T_{RI}^M
T_{BC}^M	T_{RI}^L	T_{RI}^M	T_{RI}^B
T_{BC}^B	T_{RI}^M	T_{RI}^M	T_{RI}^{VB}
T_{BH}^B			
$Z_{СЕП}$	$T_{СЕП}^L$	$T_{СЕП}^M$	$T_{СЕП}^B$
T_{BC}^L	T_{RI}^L	T_{RI}^M	T_{RI}^B
T_{BC}^M	T_{RI}^M	T_{RI}^M	T_{RI}^B
T_{BC}^B	T_{RI}^M	T_{RI}^B	T_{RI}^{VB}

Для визначення імовірнісної складової ризику по заданій моделі функціонування ЕЕС [9; 11] використано математичне і програмне забезпечення "RISK-ЕЕС". За допомогою статистичного моделювання імітується випадковий процес змінення стану елек-

TECHNICAL SCIENCES AND TECHNOLOGIES

тричної мережі, який визначається станом працездатності елементів і зміненням навантаження на розрахунковому інтервалі часу спостереження. Математична модель відмов окремих елементів електрообладнання описані в [14; 16; 17].

Математична модель і алгоритм (рис. 2) оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання докладно описані в [9].

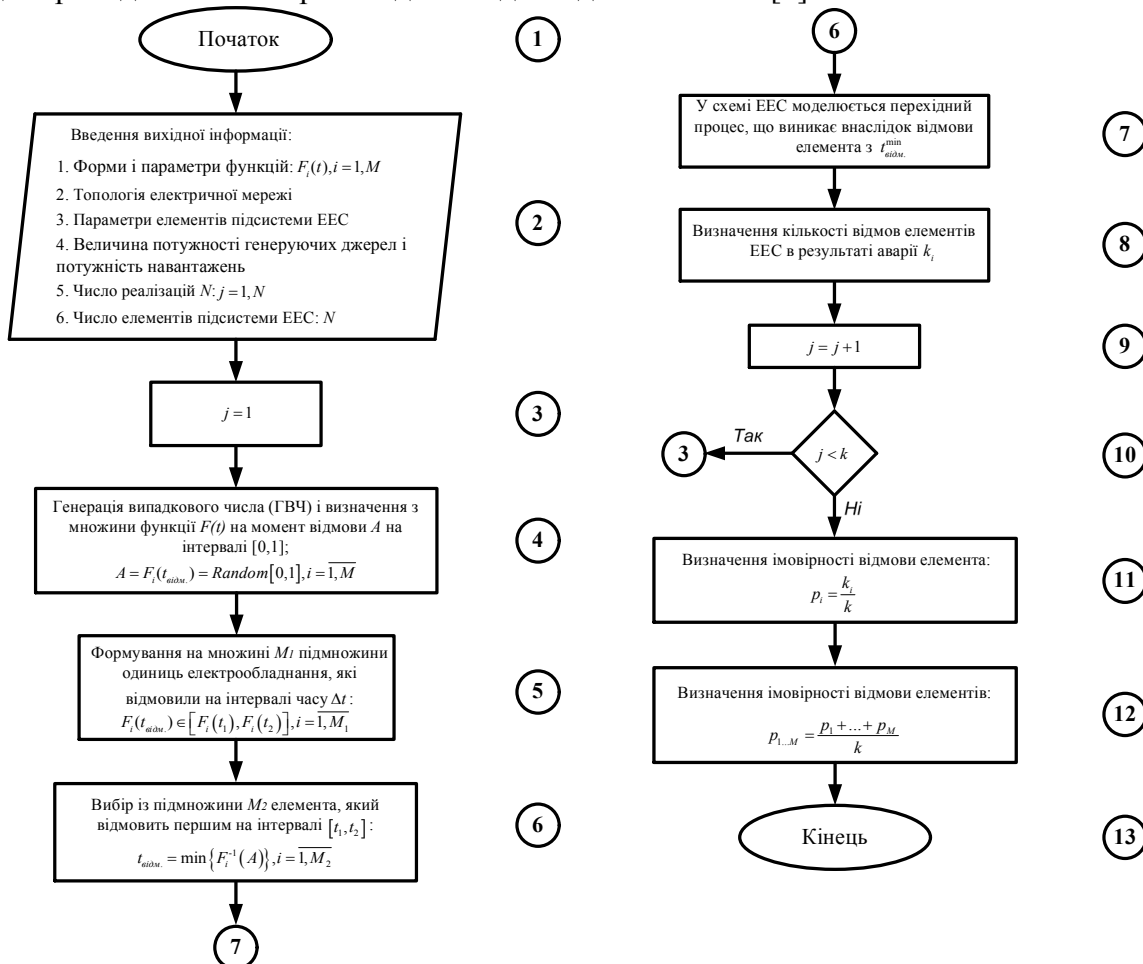


Рис. 2. Алгоритм оцінки виникнення аварійної ситуації в ЕЕС у разі відмови електрообладнання

Розглянутий алгоритм визначення ризику виникнення аварійної ситуації в ЕЕС у разі відмови електрообладнання представлено для випадку, коли множина аварійних ситуацій складається з однієї події: неприпустиме зниження напруги у вузлі навантаження ($U_{BH} \leq 0,7 \pm 0,8 \cdot U_{ном. BH}$).

Модельно-експериментальні розрахунки. Для визначення кількісних показників індексу ризику ЕЕС при відмовах в підсистемах ЕЕС, що містять вузли навантаження з відповідальними споживачами використовувалась тестова схема електричних з'єднань електричної мережі ЕЕС (рис. 3) напругою 110...750 кВ, що містить: ТЕЦ № 1 потужністю 200 МВт, № 2 потужністю 800 МВт, № 3 – 600 МВт, № 4 – 189 МВт; ТЕС № 1 потужністю 1800 МВт; ГЕС № 1 потужністю 370 МВт. Вона містить: 28 вузлів і 65 гілок, серед яких 19 блочних трансформатори і 16 автотрансформаторів (Т-1,...,Т-18, АТ-1,...,АТ-16); ЛЕП – 110 кВ (L-702-748,...,L-737-748) – 8; ЛЕП – 330 кВ (L-701-733,...,L-731-733) – 20; ЛЕП-750 кВ (L-703 – L-772) – 1.

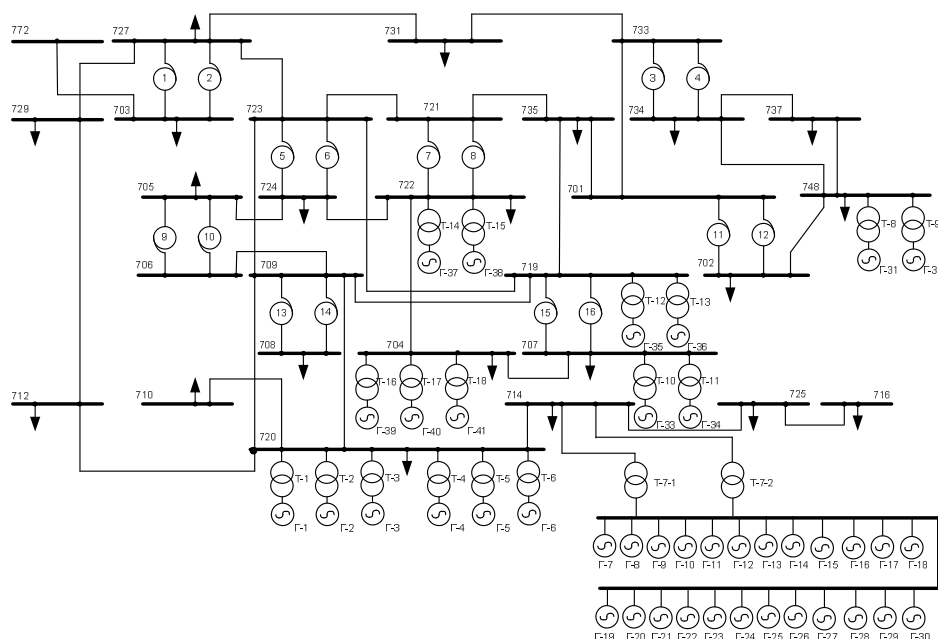


Рис. 3. Тестова схема ЕЕС

У розглянутій схемі для визначення кількісних показників індексу ризику ЕЕС при відмовах в підсистемах, що містять вузли навантаження з відповідальними споживачами за допомогою програмного забезпечення було розраховано 500 режимів з використанням алгоритму і програми імовірно-статистичного моделювання (рис 2.).

Режимні параметри тестової схеми змінюються в таких діапазонах:

1. Напряга у вузлі № 703 змінюється в діапазоні: $[0,95;1,05]$ $U_{ном}$
2. Потужності у вузлах навантаження змінюються в наступних діапазонах: $[0,85;1,15]$ $P_{наг}$; $[0,85;1,15]$ $Q_{наг}$.
3. Потужності у вузлах генерації змінюються в наступних діапазонах: $[0,85;1,15]$ $P_{ген}$; $[0,85;1,15]$ $Q_{ген}$.

Як аварійна ситуація розглядається неприпустиме зниження напруги ($U_{ВН} \leq 0,7 \pm 0,8 \cdot U_{ном.ВН}$) у відповідальних споживачів розташованих у вузлах 702 (металургійний завод), 708 (трубопрокатний завод), 716 (нафтопереробний завод), 727 (завод важкого машинобудування) та 734 (завод залізобетонних виробів).

Результати статистичного моделювання режиму роботи тестової схеми ЕЕС у вихідному стані для оцінки імовірності неприпустимого зниження напруги у споживачів при відмовах електрообладнання на інтервалі часу спостереження 1 рік показані на рис. 4.

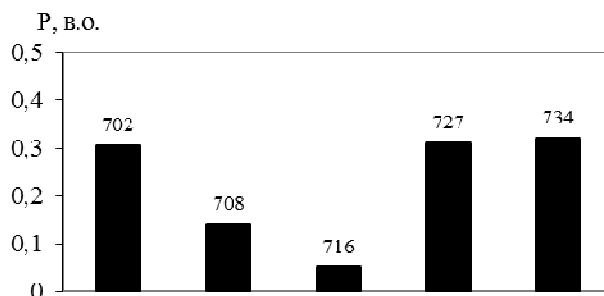


Рис. 4. Гістограма розподілу імовірності неприпустимого зниження напруги у споживачів по вузлах розрахункової схеми на інтервалі часу спостереження 1 рік

Для побудови функцій належності вхідних лінгвістичних змінних використали метод викладений у [15], який ґрунтується на застосуванні експертних оцінок і на відміну

TECHNICAL SCIENCES AND TECHNOLOGIES

від методу парних порівнянь Сааті [13] не потребує розв'язку характеристичного рівняння для визначення елементів власного вектора.

Функції належності визначимо для термів лінгвістичних змінних: "Імовірність неприпустимого зниження напруги у вузлі навантаження", "Збитки в ЕЕС внаслідок порушення електропостачання споживачів", "Термін відновлення ЕЕС після порушення електропостачання споживачів вузла навантаження", що містить потужний нафтопереробний завод (або інше підприємство).

«Імовірність неприпустимого зниження напруги у вузлі навантаження» визначимо на універсальній множині $P_{BH} = [0,1]$ з нечіткими термами $T_{BH}^L, T_{BH}^M, T_{BH}^B$. Сформуємо матриці, які відобразять парні порівняння різних значень лінгвістичної змінної з погляду їх близькості до відповідних термів для п'яти інтервалів: $x_{P_{BH}}^1 = [0;0,2]$; $x_{P_{BH}}^2 = [0,2;0,4]$; $x_{P_{BH}}^3 = [0,4;0,6]$; $x_{P_{BH}}^4 = [0,6;0,8]$; $x_{P_{BH}}^5 = [0,8;1]$. Матриці парних порівнянь для відповідних нечітких термів, $x_{P_{BH}}^i, i = 1...5$ мають вигляд:

$$T_{BH}^L = \begin{pmatrix} 1 & 8/9 & 5/9 & 3/9 & 2/9 & 1/9 \\ 9/8 & 1 & 5/8 & 3/8 & 2/8 & 1/8 \\ 9/5 & 8/5 & 1 & 3/5 & 2/5 & 1/5 \\ 9/3 & 8/3 & 5/3 & 1 & 2/3 & 1/3 \\ 9/2 & 8/2 & 5/2 & 3/2 & 1 & 1/2 \\ 9 & 8 & 5 & 3 & 2 & 1 \end{pmatrix}, T_{BH}^M = \begin{pmatrix} 1 & 8/5 & 9/5 & 9/5 & 8/5 & 1 \\ 5/8 & 1 & 9/8 & 9/8 & 1 & 5/8 \\ 5/9 & 8/9 & 1 & 1 & 8/9 & 5/9 \\ 5/9 & 8/9 & 1 & 1 & 8/9 & 5/9 \\ 5/8 & 1 & 9/8 & 9/8 & 1 & 5/8 \\ 1 & 8/5 & 9/5 & 9/5 & 8/5 & 1 \end{pmatrix},$$

$$T_{BH}^B = \begin{pmatrix} 1 & 2 & 3 & 5 & 8 & 9 \\ 1/2 & 1 & 3/2 & 5/2 & 8/2 & 9/2 \\ 1/3 & 2/3 & 1 & 5/3 & 8/3 & 9/3 \\ 1/5 & 2/5 & 3/5 & 1 & 8/5 & 9/5 \\ 1/8 & 2/8 & 3/8 & 5/8 & 1 & 9/8 \\ 1/9 & 2/9 & 3/9 & 5/9 & 8/9 & 1 \end{pmatrix} \tag{2}$$

Графік функції належності вхідної лінгвістичної змінної «Імовірність відмови системи електропостачання нафтопереробного заводу» наведено на рис. 5.

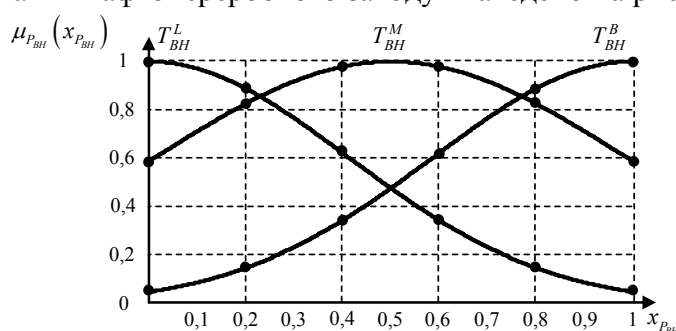


Рис. 5. Графік функції належності вхідної лінгвістичної змінної «Імовірність відмови системи електропостачання нафтопереробного заводу»

«Збитки в ЕЕС внаслідок порушення електропостачання нафтопереробного заводу» визначимо на універсальній множині $Z_{СЕП} = [0,150000\$]$ з нечіткими термами $T_{СЕП}^L, T_{СЕП}^M, T_{СЕП}^B$. Сформуємо матриці, які відобразять парні порівняння різних значень лінгвістичної змінної з погляду їх близькості до відповідних термів для п'яти інтервалів: $x_{Z_{СЕП}}^1 = [0\$;30000\$]$; $x_{Z_{СЕП}}^2 = [30000\$;60000\$]$; $x_{Z_{СЕП}}^3 = [60000\$;90000\$]$;

$x_{Z_{СЕП}}^4 = [90000\$;120000\$]$; $x_{Z_{СЕП}}^5 = [120000\$;150000\$]$. Матриці парних порівнянь для відповідних нечітких термів, $x_{Z_{СЕП}}^i$, $i = 1...5$ мають вигляд:

$$T_{СЕП}^L = \begin{pmatrix} 1 & 7/9 & 5/9 & 4/9 & 2/9 & 1/9 \\ 9/7 & 1 & 5/7 & 4/7 & 2/7 & 1/7 \\ 9/5 & 7/5 & 1 & 4/5 & 2/5 & 1/5 \\ 9/4 & 7/4 & 5/4 & 1 & 2/4 & 1/4 \\ 9/2 & 7/2 & 5/2 & 4/2 & 1 & 1/2 \\ 9 & 7 & 5 & 4 & 2 & 1 \end{pmatrix}, T_{СЕП}^M = \begin{pmatrix} 1 & 7/5 & 9/5 & 9/5 & 7/5 & 1 \\ 5/7 & 1 & 9/7 & 9/7 & 1 & 5/7 \\ 5/9 & 7/9 & 1 & 1 & 7/9 & 5/9 \\ 5/9 & 7/9 & 1 & 1 & 7/9 & 5/9 \\ 5/7 & 1 & 9/7 & 9/7 & 1 & 5/7 \\ 1 & 7/5 & 9/5 & 9/5 & 7/5 & 1 \end{pmatrix}, \quad (3)$$

$$T_{СЕП}^B = \begin{pmatrix} 1 & 2 & 4 & 5 & 7 & 9 \\ 1/2 & 1 & 4/2 & 5/2 & 7/2 & 9/2 \\ 1/4 & 2/4 & 1 & 5/4 & 7/4 & 9/4 \\ 1/5 & 2/5 & 4/5 & 1 & 7/5 & 9/5 \\ 1/7 & 2/7 & 4/7 & 5/7 & 1 & 9/7 \\ 1/9 & 2/9 & 4/9 & 5/9 & 7/9 & 1 \end{pmatrix}$$

Графік функції належності вхідної лінгвістичної змінної «Збитки в ЕЕС внаслідок порушення електропостачання нафтопереробного заводу» наведено на рис. 6.

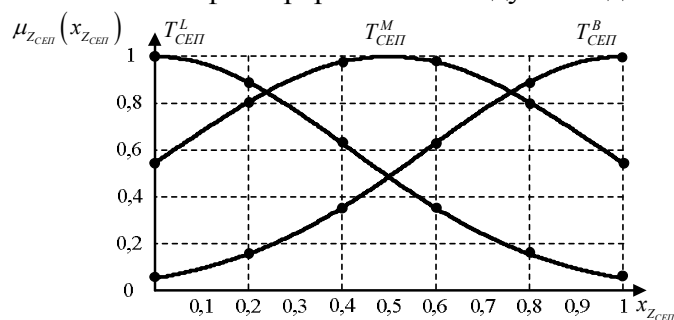


Рис. 6. Графік функції належності вхідної лінгвістичної змінної «Збитки в ЕЕС внаслідок порушення електропостачання нафтопереробного заводу»

"Термін відновлення ЕЕС після порушення електропостачання нафтопереробного заводу" визначимо на універсальній множині $T_{BC} = [0,40 \text{ год}]$ з нечіткими термами T_{BC}^L , T_{BC}^M , T_{BC}^B . Сформуємо матриці, які відображатимуть парні порівняння різних значень лінгвістичної змінної з погляду їх близькості до відповідних термів для п'яти інтервалів: $x_{T_{BC}}^1 = [0 \text{ год}, 8 \text{ год}]$; $x_{T_{BC}}^2 = [8 \text{ год}, 16 \text{ год}]$; $x_{T_{BC}}^3 = [16 \text{ год}, 24 \text{ год}]$; $x_{T_{BC}}^4 = [24 \text{ год}, 32 \text{ год}]$; $x_{T_{BC}}^5 = [32 \text{ год}, 40 \text{ год}]$. Матриці парних порівнянь для відповідних нечітких термів, $x_{T_{BC}}^i$, $i = 1...5$ мають вигляд:

$$T_{BC}^L = \begin{pmatrix} 1 & 7/9 & 6/9 & 5/9 & 3/9 & 1/9 \\ 9/7 & 1 & 6/7 & 5/7 & 3/7 & 1/7 \\ 9/6 & 7/6 & 1 & 5/6 & 3/6 & 1/6 \\ 9/5 & 7/5 & 6/5 & 1 & 3/5 & 1/5 \\ 9/3 & 7/3 & 6/3 & 5/3 & 1 & 1/3 \\ 9 & 7 & 6 & 5 & 3 & 1 \end{pmatrix}, T_{BC}^M = \begin{pmatrix} 1 & 7/6 & 9/6 & 9/6 & 7/6 & 1 \\ 6/7 & 1 & 9/7 & 9/7 & 1 & 6/7 \\ 6/9 & 7/9 & 1 & 1 & 7/9 & 6/9 \\ 6/9 & 7/9 & 1 & 1 & 7/9 & 6/9 \\ 6/7 & 1 & 9/7 & 9/7 & 1 & 6/7 \\ 1 & 7/6 & 9/6 & 9/6 & 7/6 & 1 \end{pmatrix}, \quad (4)$$

$$T_{BC}^B = \begin{pmatrix} 1 & 3 & 5 & 6 & 7 & 9 \\ 1/3 & 1 & 5/3 & 6/3 & 7/3 & 9/3 \\ 1/5 & 3/5 & 1 & 6/5 & 7/5 & 9/5 \\ 1/6 & 3/6 & 5/6 & 1 & 7/6 & 9/6 \\ 1/7 & 3/7 & 5/7 & 6/7 & 1 & 9/7 \\ 1/9 & 3/9 & 5/9 & 6/9 & 7/9 & 1 \end{pmatrix}$$

Графік функції належності вхідної лінгвістичної змінної «Термін відновлення ЕЕС після порушення електропостачання нафтопереробного заводу» наведено на рис. 7.

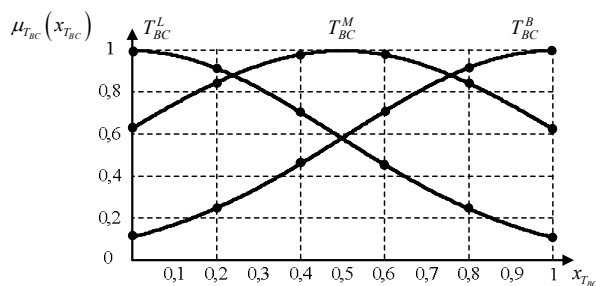


Рис 7. Графік функції належності вхідної лінгвістичної змінної «Термін відновлення ЕЕС після порушення електропостачання нафтопереробного заводу»

Визначимо інтегральний індекс ризику порушення електропостачання нафтопереробного заводу й інших споживачів з врахуванням трьох вхідних змінних.

За результатами ІСМ режимів системи імовірність відмови вузла навантаження з нафтопереробним заводом, що підключений до вузла навантаження 716 з попереднього розрахунку становить $P_{BH} = 0,05$ (в.о.). Приймаємо прогнозовану величину рівня збитків $Z_{CEП} = 0,918$ (в.о.) та терміну відновлення $T_{BC} = 0,2$ (в.о.).

З використанням бази правил (табл. 1), функцій належності вхідних та вихідних лінгвістичних змінних (рис. 1, 5, 6, 7) на основі нечіткого логічного висновку за алгоритмом Мамдані у відповідності з наближеною модифікацією метода центра ваги [18] визначимо інтегральний індекс ризику порушення електропостачання нафтопереробного заводу.

Фрагмент процедури нечіткого логічного висновку за алгоритмом Мамдані представлено на рис. 8.

У відповідності з наближеною модифікацією інтегральний індекс ризику ЕЕС визначається:

$$R_{EEC}^I = \frac{\sum_{i=1}^k \mu_{R_{EECk}^I}(x_{R_{EEC}^I}) \cdot x_{R_{EEC}^I}}{\sum_{i=1}^k \mu_{R_{EECk}^I}(x_{R_{EEC}^I})}, \tag{5}$$

де k – кількість правил;

У результаті розрахунків інтегральний індекс ризику порушення електропостачання нафтопереробного заводу складає $R_{EEC}^I = 0,508$ (в.о.), з функцією належності $\mu_{R_{EEC}^I}^M = 1$ (в.о.).

Результати визначення інтегрального індексу ризику порушення електропостачання інших споживачів з врахуванням трьох вхідних змінних наведені в табл. 2.

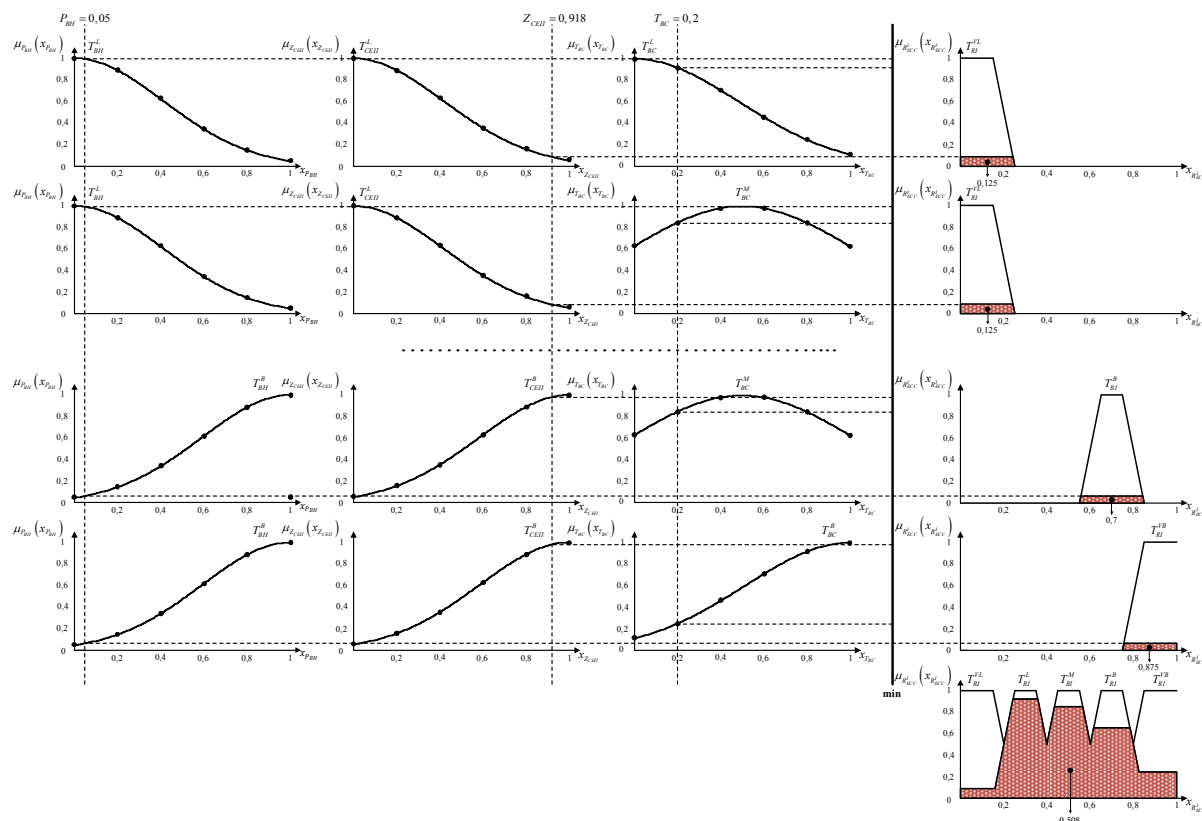


Рис. 8. Фрагмент процедури визначення інтегрального індексу ризику порушення електропостачання нафтопереробного заводу

Таблиця 2

Результати визначення інтегрального індексу ризику порушення електропостачання інших споживачів

№	Назва вузла	Споживач	Імовірність неприпустимого зниження напруги P_{BH} , (в.о.)	Прогнозована величина збитків в ЕЕС Z_{CEP} , (в.о.)	Термін відновлення ЕЕС T_{BC} , (в.о.)	Інтегральний індекс ризику ЕЕС R_{EEC}^I , (в.о.)	Значення вихідної функції належності відповідних термів $\mu_{R_{EEC}^I}$, (в.о.)				
							$\mu_{R_{EEC}^I}^{VL}$	$\mu_{R_{EEC}^I}^L$	$\mu_{R_{EEC}^I}^M$	$\mu_{R_{EEC}^I}^B$	$\mu_{R_{EEC}^I}^{VB}$
1	702	Металургійний завод	0,304	0,767	0,4	0,543	-	-	1	-	-
2	708	Трубопрокатний завод	0,14	0,122	0,5	0,329	-	1	-	-	-
3	727	Завод важкого машинобудування	0,31	0,506	0,3	0,467	-	-	1	-	-
4	734	Завод залізобетонних виробів	0,32	0,042	0,8	0,367	-	0,17	0,83	-	-

Висновки відповідно до статті. Проведено комплексне моделювання технічного стану електрообладнання і режимів ЕЕС для оцінки ризику експлуатації електроенергетичної системи при відмовах окремих підсистем з відповідальними споживачами. Отримані результати підтверджують ефективність застосування підходу при розв'язуванні задач превентивного управління та прийняття рішень щодо забезпечення режимної надійності.

Список використаних джерел

1. Ситников В. Ф., Скопинцев В. А. Вероятностно-статистический подход к оценке ресурсов электросетевого оборудования в процессе эксплуатации. *Электричество*. 2007. №11. С. 9–15.
2. Ciapessoni E., Cirio D., Gagleoti E. A probabilistic approach for operational risk assessment of power systems. *CIGRE*. 2008. P. 4–114.
3. Костерев М. В., Бардик Є. І. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану електричних систем. Київ: НТУУ «КПІ», 2011. 148 с.
4. Ковалев Г. Ф., Лебедева Л. М. Область применения и применимость критерия N-i при формировании структуры и выбора параметров элементов ЭЭС. Иркутск: ЖЭМ СОРАН, 1999. 68 с.
5. Kosterev N. V., Bardyk E. I., Litvinov V. V. Preventive risk-management of power system for its reliability increasing. *WSEAS TRANSACTIONS on POWER SYSTEMS*. 2015. Vol. 10. P. 251–258.
6. Wang B., Watada J. A new MOPSO to solve a multi-objective portfolio selection model with fuzzy value-at-risk. *International Conference on Knowledge-Based and Intelligent Information and Engineering Systems*. 2011. P. 217–226. doi: 10.1007/978-3-642-23854-3_23.
7. Task on Probabilistic Aspects of Reliability Criteria of the IEEE PES Reliability, Risk and Probability Applications Subcommittee (J. McCalley's chair) "Probabilistic Security Assessment for Power System Operations." *IEEE Power Engineering Society General Meeting*. 6-10 June, 2004.
8. McCalley J., Fouad A., Vittal V., Irizarry-Rivera A., A risk-based security index for determining operating limits in stability-mediated electric power systems. *IEEE Trans. On. Pwr. Sys.* 1997. Vol. 12. No. 3. P. 1210–1219.
9. 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, Issue 8 (93). P. 6–15. DOI: 10.15587/1729-4061.2018.133570.
10. 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.
11. Shiromani A. V., Smit J., Mehairjan P. Y. Monte Carlo simulation applied to support risk-based decision making in electricity distribution networks. *PowerTech IEEE Eindhoven*. 2015. P. 116–122. DOI: 10.1109/PTC.2015.7232494.
12. Handschin E., Jurgens I., Neumann C. Long term optimization for risk-oriented asset management. *16th Power Systems Computation Conference*. Glasgow. 2008. P. 1316–1322.
13. Штовба С. Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB. Москва: Горячая линия–Телеком, 2007. 288 с.
14. Bardyk E. I. Modelling and assessment of chances of failure of power systems electrical equipment taking into account the after repair resource restoration level. *Visnyk of National Mining University*. 2014. Vol. 3. P. 82–90.
15. Ротштейн А. П. Интеллектуальные технологии идентификации: нечеткая логика, генетические алгоритмы, нейронные сети. Винница: Универсум - Винница, 1999. 320 с.
16. Бардик Є. І., Спотар О. С. Ідентифікація параметрів функцій розподілу імовірності відмов електрообладнання для оцінки експлуатаційного ризику електроенергетичних систем. *Відновлювана енергетика XXI століття: матеріали XIII Міжнародної науково-практичної конференції*. Миколаївка, 2012. С. 102–105.
17. Бардик Є. І., Костерев М. В., Літвінов В. В. Оцінка імовірності відмови електрообладнання при керуванні режимами електричної системи. *Керування режимами роботи об'єктів електричних та електромеханічних систем: збірник праць V Міжнародної науково-технічної конференції*. Святогорськ, 2011. С. 199–204.
18. Терехов В. М. Фаззи-логіка в електротехніке. *Електричество*. 2000. № 11. С. 59–64.

References

1. Sitnikov, V. F., Skopintsev, V. A. (2007). Veroiatnostno-statisticheskii podkhod k otcenke resursov elektrosetevogo oborudovaniia v protcesse ekspluatatsii [Using a probabilistic-statistical approach for assessing the service life of electric network equipment during its operation]. *Elektrichestvo – Electricity*, 11, 9–15 [in Russian].
2. Ciapessoni, E., Cirio, D., Gagleoti, E. (2008). A probabilistic approach for operational risk assessment of power systems. *CIGRE*, 4–114.

3. Kosterev, N. V., Bardyk, E. I. (2011). *Pytannia pobudovy nechitkykh modelei otsinky tekhnichnoho stanu elektrychnykh system* [Questions of constructing fuzzy model of evaluation the technical condition of the objects of electrical systems]. Kyiv: NTUUKPI [in Ukrainian].
4. Kovalev, G. F., Lebedeva, L. M. (1999). *Oblast primeneniia i primenimost kriteriia N-i pri formirovanii struktury i vybora parametrov elementov EES* [Area of use and the limits of applicability of the criterion N-i in the structure formation and selection of major parameters of EPS]. Irkutsk: ZhEM SORAN [in Russian].
5. Kosterev, N. V., Bardyk, E. I., Litvinov V. V. (2015). Preventive risk-management of power system for its reliability increasing. *WSEAS TRANSACTIONS on POWER SYSTEMS*, 10, 251–258.
6. Wang, B., Watada, J. (2011). A new MOPSO to solve a multi-objective portfolio selection model with fuzzy value-at-risk. *International Conference on Knowledge-Based and Intelligent Information and Engineering Systems*, 217–226. doi: 10.1007/978-3-642-23854-3_23.
7. Task on Probabilistic Aspects of Reliability Criteria of the IEEE PES Reliability, Risk and Probability Applications Subcommittee (J. McCalley's chair) "Probabilistic Security Assessment for Power System Operations." – *IEEE Power Engineering Society General Meeting*. – 6-10 June, 2004.
8. McCalley, J., Fouad, A., Vittal, V., Irizarry-Rivera A. (1997). A risk-based security index for determining operating limits in stability-mediated electric power systems. *IEEE Trans. On. Pwr. Sys*, 3, 12, 1210–1219.
9. Bardyk, E., Bolotnyi, N. (2018). Development of a model for determining a priority sequence of power transformers out of service. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 3, 8(93), 6–15. doi: 10.15587/1729-4061.2018.133570.
10. Shiwen, Y., Hui, H., Chengzhi, W., Hao, G., Hao, F. (2017). Review on risk assessment of power system. *Procedia Computer Science*, 109, 1200–1205. doi: 10.1016/j.procs.2017.05.399.
11. Shiromani, A. V., Smit, J., Mehairjan, P. Y. (2015). Monte Carlo simulation applied to support risk-based decision making in electricity distribution networks. *PowerTech IEEE Eindhoven*, 116–122. doi: 10.1109/PTC.2015.7232494.
12. Handschin, E., Jurgens, I., Neumann, C. (2008). Long term optimization for risk-oriented asset management. *16th Power Systems Computation Conference*, Glasgow, 1316–1322.
13. Shtovba, S. D. (2007). *Proektirovanie nechetkikh sistem sredstvami MATLAB* [Designing of fuzzy systems by MATLAB means]. Moscow: Hot Line–Telecom [in Russian].
14. Bardyk, E. I. (2014). Modelling and assessment of chances of failure of power systems electrical equipment taking into account the after repair resource restoration level. *Visnyk of National Mining University*, 82–90.
15. Rotshtein, A. P. (1999). *Intellektualnye tekhnologii identifikatsii: nechetkaia logika, genetiicheskie algoritmy, neironnye seti* [Intellectual identification technologies: fuzzy logic, genetic algorithms, neural networks]. Vinnytsia: Universum Vinnitsa [in Russian].
16. Bardyk, E. I., Spotar, O. S. (2012). *Identifikatsiia parametrov funktsii rozpodilu imovirnosti vidmov elektroobladnannia dlia otsinky ekspluatatsiinoho ryzyku elektroenerhetychnykh system* [Identification of failure probability function parameters of power equipment for power systems maintenance risk assessment], Proceeding from XIII Mizhnarodna naukovo-praktychna konferentsiia «Vidnovliuvana enerhetyka XXI stolittia» [XII International scientific-practical conference «Renewable Energy of XXI Century»]. (pp. 102–105). Mykolaivka, Autonomous Republic of Crimea [in Ukrainian].
17. Bardyk, E. I., Kosterev, N. V., Litvinov, V. V. (2011). *Otsinka imovirnosti vidmoyv elektroobladnannia pry keruvanni rezhymamy elektrychnoi systemy* [Evaluation of probability of failure of electrical equipment in driving modes of electrical system], Proceeding from V Mizhnarodna naukovo-tekhnichna konferentsiia «Keruvannia rezhymamy roboty obektiv elektrychnykh ta elektromekhanichnykh system» [V International scientific-technical conference «Managing Objects Modes of Electrical and Electromechanical Systems»]. (pp. 199–204). Sviatohorsk, Ukraine [in Ukrainian].
18. Terekhov, V. M. (2007). *Fazzi-logika v elektrotekhnike* [Fuzzy logic in electrical engineering]. *Elektrichestvo – Electricity*, 11, 59–64 [in Russian].

Yevhen Bardyk, Oleksandr Bondarenko

ASSESSMENT OF REGIME RELIABILITY OF ELECTRIC POWER SYSTEM BASED ON THE DEFINITION OF RISK INDEX IN CASE OF FAILURE OF THE LOAD WITH RESPONSIBLE CONSUMERS

Urgency of research. Now there is a steady tendency to increase the accident rate in the electric power systems of Ukraine and other industrialized countries due to aging and exhaustion of the resource of electrical equipment, adverse degradation climatic conditions, electricity liberalization and other reasons. Therefore, it is necessary to develop mathematical models and create software for determining the quantitative indicators of risk of power supply failure of responsible consumers due to failures of electrical equipment of the EPS.

Target setting. Usually, to provide the reliability of the EPS, it is designed in such a way that the shutdown of one or more elements at maximum load does not lead to unacceptable deviations of the regime parameters or reduce the load of consumers (criterion $N-i$). This approach is deterministic, because it does not take into account the probability of accidents and does not provide a quantitative characteristics of the reliability of the EPS. In the context of the development of market relations in the power industry of Ukraine, when the problem of reliability is increasing and it is considered as a service, its quantitative assessment based on the definition of risk is more objective and complete.

Actual scientific researches and issue analysis. The latest publications on the development of models for assessing the technical condition, determining the probability of failure of electrical equipment and risk analysis in complex EPS were considered.

Uninvestigated parts of general matters defining. In spite of a significant number of papers dedicated to the analysis of the operational reliability of the EPS, there is a problem of complex modeling of the technical condition of electrical equipment and regims of the EPS to determine the risk index as an integral indicator of the operation of the EPS, which is determined by the value of the criticality of failure of individual subsystems, which depends on their probability of failure, recovery time and the severity of losses.

The research objective. The purpose of this work is to create a fuzzy mathematical model, algorithm and software to determine the index of risk of violation of the regime of the EPS in case of failure of the individual subsystems with responsible consumers.

The statement of basic materials. It is proposed to use the integral index of risk of functioning, the level of which depends on the criticality of failures of individual subsystems of the EPS and in particular, nodes with consumers of different kind and category, when assessing the reliability of the EPS. To solve these problems a fuzzy mathematical model and an algorithm for an aggregated estimation of the EPS index risk in the case of failures of individual subsystems have been constructed. For the test scheme of the EPS, quantitative characteristics of the risk of operation of the EPS in case of failures of electrical equipment and load units with responsible consumers are obtained.

Conclusions. Evaluation of the regime reliability of modern EPS is advisable to determine on the basis of the integrated risk index of functioning. A fuzzy mathematical model and an algorithm for the aggregated assessment of the risk index of EPS in case of failures of individual load units due to failures of electrical equipment of EPS are proposed. A complex modeling of the technical condition of electrical equipment and regims of EPS to determine the criticality of failures of individual subsystems with responsible consumers was carried out.

Keywords: reliability; electric power system; risk index; fuzzy logic; failuries.

Table: 2. Fig.: 8. References: 18.

Бардик Євген Іванович – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри відновлюваних джерел енергії, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського» (просп. Перемоги, 37, м. Київ, 03056, Україна).

Bardyk Yevhen – PhD in Technical science, Associate Professor, Associate Professor of Department of Renewable Energy Sources, National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute» (37 Peremohy Av., 03056 Kyiv, Ukraine).

E-mail: bardik1953@gmail.com

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

Scopus Author ID: 57200142134

Бондаренко Олександр Леонідович – магістр, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського» (просп. Перемоги, 37, м. Київ, 03056, Україна).

Bondarenko Oleksandr – master, National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute» (37 Peremohy Av., 03056 Kyiv, Ukraine).

E-mail: bonduro@gmail.com