

ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕНЕРГОКОМПАНІЙ НА ОСНОВІ ОЦІНКИ РИЗИКУ ВИНИКНЕННЯ АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЙ ПРИ ВІДМОВАХ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

Є.І. Бардик, канд. техн. наук, **М.В. Костерев**, докт. техн. наук, **М.П. Болотний**, асист.

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»,
пр. Перемоги, 37, Київ, 03056, Україна
Тел./факс +38(044)-241-76-33, e-mail: kafedra_et@fea.kpi.ua

Розглянуто питання оцінки ризику зниження надійності електропостачання споживачів електроенергетичних систем. Запропоновано математичну модель і алгоритм статистичного моделювання для оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання. Наведено результати розрахунку кількісних показників ризику експлуатації окремих підсистем ЕЕС. Бібл. 18, рис. 3, таблиця.

Ключові слова: надійність, власні потреби, нечіткі множини, відмови, електростанція.

Вступ. Функціонування електроенергетики в сучасних умовах супроводжується ризиками, які несуть в собі потенційні, іноді катастрофічні наслідки. Це стосується як техногенних, так і фінансово-економічних, операційних ризиків, які пов'язані з людьми, інформаційними технологіями, організацією виробничих процесів всередині підприємств і енергокомпаній [13, 15]. У зв'язку з цим на сьогодні в електроенергетиці актуальними є питання оцінки і врахування всіх видів ризиків енергокомпаній – одного з найбільш важливих елементів господарської діяльності [11, 13, 15].

Перехід до ринкових відносин в електроенергетиці підвищує економічну відповідальність енергокомпаній за порушення нормального режиму роботи енергосистеми і зниження якості електроенергії, яка поставляється споживачеві, значно ускладнює вирішення задач мінімізації ризику зниження надійності функціонування цих об'єктів внаслідок таких причин [13]: існують суб'єкти, які суттєво впливають на надійність і не несуть відповідальності за її забезпечення; інтереси щодо підтримання необхідного рівня надійності і одержання прибутку часто не співпадають; існують комерційні вимоги до режиму і обмеження на його змінення, що зменшує керованість системи електропостачання та її надійність; існує постійний тиск ринку з метою економії витрат на експлуатацію, зниження всіх видів резервів і запасів, максимального використання енергетичного обладнання і пропускної спроможності мережі; збільшується кількість "слабких ланок" у системі передачі електроенергії від вузлів генерації до споживача внаслідок зміни розподілу потоків потужності, що стимулюється вільною торгівлею електроенергією.

Перераховані фактори сприяють, перш за все, підвищенню ризику виникнення аварій в ЕЕС з порушенням електропостачання споживачів. Це підтверджується і статистичним аналізом аварійності в ЕЕС України й інших промислово розвинених країн, який показує, що існує стійка тенденція до підвищення кількості порушень електропостачання відповідальних енергетичних об'єктів, а іноді й значних територій, які супроводжуються негативними соціальними, економічними і екологічними наслідками.

У зв'язку з цим для ЕЕС важливого значення набувають питання ефективної організації експлуатації та управління надійністю електропостачання споживачів електроенергії. Реалізація таких ключових вимог можлива шляхом обґрунтування та впровадження заходів, спрямованих на зменшення ризику виникнення аварій і переходу до превентивного й адаптивного керування ЕЕС та її елементами.

Постановка задачі. Зазвичай для забезпечення надійної роботи ЕЕС її проектують таким чином, щоб відключення одного або (рідше) декількох елементів у нормальному режимі при проходженні максимуму навантаження не призводило до неприпустимих перевантажень інших елементів або необхідності обмеження частини навантаження [14]. Якщо кри-

терій N -ї виконується в усіх розрахункових режимах, вважається, що ЕЕС є надійною. У протилежному випадку потрібно застосування відповідних заходів для забезпечення виконання встановлених нормативів. Такий підхід є детерміністським, оскільки не враховує імовірність появи аварійних ситуацій і тому не дає кількісної характеристики надійності ЕЕС, а характеризує надійність за ознакою відповідності нормативним вимогам. Перспективним підходом до оцінки надійності функціонування ЕЕС є імовірнісний підхід, згідно з яким аналізуються аварійні відключення елементів ЕЕС з визначенням ймовірнісних характеристик таких подій та їх наслідків. З розвитком ринкових відносин в електроенергетиці України, за яких надійність розглядається як послуга, яка має кількісні характеристики, оцінка надійності імовірнісними методами є більш об'єктивною і повною.

На сьогодні ризик R експлуатації електрообладнання і окремих підсистем ЕЕС є найбільш інформативним інтегральним показником надійності їх функціонування [13, 16, 18]. Кількісно ризик визначають як добуток величини події A на міру можливості її появи q : $R(t) = A(t) \times q(t)$.

Складність оцінки ризику $R(t)$ в основному виникає при визначенні міри можливості появи події q , в якості якої часто використовують імовірність. Імовірнісний підхід, який включає множину імовірнісно-статистичних методів і ґрунтується на математичному моделюванні функціонування підсистеми ЕЕС, передбачає залежно від характеру вирішуваної проблеми застосування аналітичних методів і методів статистичного моделювання [9–11].

Аналітичні методи і моделі визначення імовірностей відмов і відновлень елементів ЕЕС ґрунтуються на марківських випадкових процесах і припускають властивості стаціонарності, ординарності й відсутності післядії у подій відмови, що є характерним для елементів, які не випрацювали свого ресурсу. Наявність у сучасних ЕЕС значної кількості зношеного електрообладнання потребує уточнення моделі відмов електрообладнання, що може призвести до ускладнення аналітичних методів та недоцільності їх використання.

Найбільш прийнятним альтернативним методом оцінки імовірнісної складової ризику для електроенергетичних систем, особливістю яких є багатоелементність, складність структури та значний рівень зношеності електрообладнання, є використання методів статистичного моделювання, за яких виконуються обчислювальні експерименти з імітаційними математичними моделями поведінки складних випадкових процесів та реальних об'єктів, що піддаються випадковим збуренням.

Мета статті – розробка математичних моделей і програмного забезпечення для оцінки ризику виникнення аварійної ситуації в ЕЕС при відмовах електрообладнання, які ґрунтуються на використанні методів статистичного моделювання та врахуванні нестационарності в моделях відмов електрообладнання.

Математична модель ЕЕС і алгоритм статистичного моделювання. Надійність N функціонування підсистеми ЕЕС характеризується показником, в якості котрого приймаємо ризик R зниження надійності електропостачання споживачів, які входять до складу підсистеми ЕЕС, у результаті виникнення аварійних ситуацій: $N = f(R_1 \dots R_m)$, де R_i – ризик зниження надійності при виникненні i -ї аварійної ситуації, $N \in [0;1]$, $R_i \in [0;1]$.

Ризик зниження надійності підсистеми ЕЕС при всіх можливих відмовах обладнання і можливих аварійних сценаріях визначається зі співвідношення [2, 5, 11, 16]

$$R = \sum_{j=1}^L \sum_{i=1}^K P(S_i) P(H_j | S_i) M_j,$$

де L – число можливих аварійних сценаріїв; K – число одиниць обладнання в підсистемі ЕЕС; M_j – наслідки при виникненні аварійної ситуації; $P(H_j | S_i)$ – імовірність виникнення конкретної j -ї аварійної ситуації в результаті відмови i -го елемента (збурення); $P(S_i)$ – імовірність відмови i -го елемента на інтервалі часу Δt .

На інтервалі часу Δt електрообладнання може відмовити внаслідок незадовільного технічного стану, помилкових дій персоналу, дії зовнішніх збурень (вітер, ожеледиця, перевантаження) та інших факторів.

Якщо на початок інтервалу в момент спостереження t_1 об'єкт мав конкретне значення спрацьованого ресурсу S , то імовірність відмови об'єкта $P(t_1, t_1 + \Delta t)$ на інтервалі часу Δt внаслідок незадовільного стану S та дії зовнішнього збурення C_i конкретної інтенсивності визначається як $P(t_1, t_1 + \Delta t) = 1 - (1 - P(B)) \cdot (1 - P(C_1)) \cdot (1 - P(C_2)) \cdot \dots \cdot (1 - P(C_k))$, $P(C_i) = P(\beta_i) \cdot P(C_i / \beta_i)$, де B, C_i – події, які полягають у відмові об'єкта на інтервалі часу внаслідок незадовільного технічного стану та відмові об'єкта з технічним станом S на інтервалі часу Δt внаслідок дії i -го зовнішнього збурення конкретної інтенсивності відповідно. Події B і C_i є сумісними, оскільки відмова об'єкта може виникнути при одночасній появі подій B та C_1, C_2, \dots, C_k (k – число різних зовнішніх збурень, які можуть одночасно виникнути на інтервалі часу Δt); $P(C_i), P(B), P(\beta_i), P(C_i / \beta)$ – імовірності відмови об'єкта на інтервалі часу Δt внаслідок дії i -го зовнішнього збурення конкретної інтенсивності, незадовільного ТС, появи зовнішнього збурення β_i та відмови об'єкта за умовами появи зовнішнього збурення відповідно.

Відмова електрообладнання є випадковою подією, яка розглядається як збурення в підсистемі ЕЕС, і виникає у випадковий момент часу $\tau, 0 < \tau \leq \Delta t$. Для визначення, яке електрообладнання E_i відмовить і в який момент часу, проводиться статистичне моделювання події відмови i -ї одиниці обладнання та часу його виникнення τ_i серед множини електрообладнання M .

Якщо функціонування електрообладнання на інтервалі часу Δt характеризується модифікованою функцією розподілу імовірності безвідмовної роботи $F(t)$, то час безвідмовної роботи кожного об'єкта визначається наступним чином [7, 10, 18]:

- через генератор випадкових чисел (ГВЧ) вибирається випадкове число R від 0 до 1;
- отримане число R піддається процедурі зворотного перетворення $F^{-1}(R)$ та визначається час відмови об'єкта τ ;
- якщо $t_1 \leq \tau \leq t_2$, приймається, що об'єкт відмовив на інтервалі часу Δt ;
- якщо $\tau < t_1$ або $\tau > t_2$, приймається, що об'єкт не відмовив на інтервалі часу Δt .

Якщо в цій реалізації статистичного моделювання відбулася відмова n елементів, то вибирається елемент, який має найменший час настання відмови $\tau = \min \{ \tau_i, i = 1, n \}$.

Відмова такого елемента розглядається як збурення при моделюванні режиму підсистеми ЕЕС. При цьому можливі наступні підходи залежно від наявної інформації.

1. Для одиниці електрообладнання відома генеральна функція розподілу імовірності відмови $F(t)$. У цьому випадку схема статистичного моделювання організується таким чином.

Для оцінки імовірності відмови обладнання найдоцільніше використати статистичні дані щодо функціонування обладнання такого типу, класу напруги та потужності, на основі яких будується функція розподілу імовірності відмови [1, 8, 12]. Доцільність використання статистичних даних пояснюється тим, що вони враховують всі експлуатаційні фактори, у тому числі й вплив навколишнього середовища. Отримані в результаті обробки статистичних даних функції розподілу імовірності події базуються на генеральній сукупності подій і, строго кажучи, не є імовірнісними характеристиками окремої одиниці електрообладнання.

Тому функції розподілу імовірнісних подій можна використовувати для отримання приблизної оцінки імовірності виникнення події відмови окремої одиниці електрообладнання, яка повинна уточнюватися для кожного елемента з урахуванням історії його функціонування, рівня відновлення ресурсу після ремонту [2], залишкового ресурсу до моменту спостереження [5], наявності дефектів й інших факторів.

2. Для одиниці електрообладнання на основі спостережень відомі зміни діагностичних параметрів за часом.

У цьому випадку найбільш доцільним є використання відповідних математичних моделей прогнозування зміни технічного стану і залишкового ресурсу одиниць електрооблад-

нання [3, 4, 11, 15], з допомогою яких можливо визначити термін виходу діагностичного параметра за допустимі межі або імовірності параметричної відмови у будь-який момент часу на інтервалі часу спостереження Δt . Застосування методів параметричного прогнозування для будь-якого напрацювання інтервалу спостереження Δt і визначення ризику відмов на прикладі силового трансформатора і вимикача розглянуто в роботах [3, 4].

Точність результатів визначення імовірнісної складової ризику експлуатації підсистем ЕЕС при використанні як аналітичних методів, так і методів статистичного моделювання значною мірою визначається адекватністю використовуваних інтегральних функцій розподілу імовірності відмов $F(t)$ конкретних одиниць електрообладнання аналізуємої ЕЕС. Практика експлуатації показує, що одержати ретроспективні дані по відмовах конкретної одиниці електрообладнання дуже важко внаслідок недосконалої існуючої системи моніторингу стану електрообладнання та інших причин. В якості базової залежності між відмовами електрообладнання і терміном їх експлуатації, як зазначалось, доцільно взяти ці залежності для всієї сукупності елементів енергосистеми такого виду обладнання [1, 8, 12] або адаптований до реальних умов експлуатації варіант (якщо це можливо) для конкретної одиниці обладнання. Для основних одиниць силового електрообладнання ЕЕС (силові трансформатори і автотрансформатори, синхронні генератори і асинхронні двигуни), комутаційного електрообладнання на основі генеральної сукупності даних по відмовах на інтервалі напрацювання від 1 до 40-50 років було визначено та перевірено відповідно до критерію узгодженості Пірсона χ – квадрат [6] види функцій розподілу $F(t)$ на всіх ділянках напрацювання, а також визначено параметри функцій розподілу на основі використання методів найменших квадратів та максимальної правдоподібності. Формування функцій $F(t)$ одиниць електрообладнання ЕЕС певного виду, для яких відсутні ретроспективні дані по відмовах, виконувалось на основі експертного оцінювання параметрів функції безвідмовної роботи з подальшою апроксимацією у вигляді функцій з нечітко заданими параметрами [17].

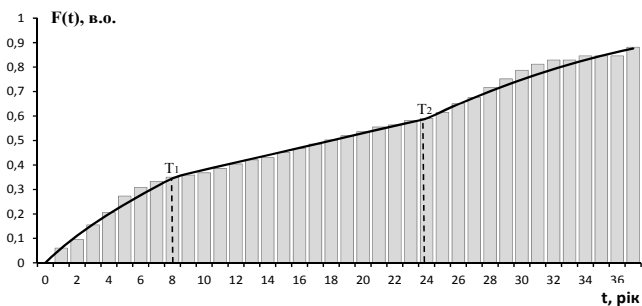


Рис. 1

На рис. 1 представлено статистичну функцію розподілу відмов повітряних вимикачів з приводами напругою 110...750 кВ [1] та її аналітичні апроксимації різними законами на окремих ділянках напрацювання I-III:

$$F_I(t) = 1 - e^{-\alpha_I t^{\delta_I}}, \quad \square t \in 0 \div T_1;$$

$$F_{II}(t) = \alpha_{II} + \beta_{II} t, \quad \square t \in 0 \div (T_1 - T_2);$$

$$F_{III}(t) = 1 - e^{-\alpha_{III} t^{\delta_{III}}}, \quad \square t > T_2.$$

На рис. 2 представлено функції розподілу імовірності відмов, які одержані на основі генеральної сукупності подій:

a – для блокових силових трансформаторів

$$F_I(t) = 1 - e^{-[\alpha_I \square t + \beta_I \frac{\square t^2}{2}]}, \quad \square t \in 0 \div T_1; \quad F_{II}(t) = 1 - e^{-[A_{II} + \alpha_{II} \square t]}, \quad \square t \in 0 \div (T_2 - T_1); \quad F_{III}(t) = 1 - e^{-[B_{III} + \alpha_{III} \square t + \beta_{III} \frac{\square t^2}{2}]}, \quad \square t > T_2;$$

b – мережевих силових трансформаторів

$$F_I(t) = 1 - e^{-[\alpha_I \square t - \beta_I \frac{\square t^2}{2}]}, \quad \square t \in 0 \div T_1; \quad F_{II}(t) = 1 - e^{-[A_{II} + \alpha_{II} \square t + \beta_{II} \frac{\square t^2}{2}]}, \quad \square t \in 0 \div (T_2 - T_1); \quad F_{III}(t) = 1 - e^{-[B_{III} + \alpha_{III} t^{\delta_{III}}]}, \quad \square t > T_2;$$

в – повітряної лінії

$$F_I(t) = 1 - e^{-[\alpha_I \square t - b_I \frac{\square t^2}{2} + c_I \frac{\square t^3}{3}]}, \quad \square t \in 0 \div T_1; \quad F_{II}(t) = 1 - e^{-[A_{II} + a_{II} \square t + b_{II} \frac{\square t^2}{2} - c_{II} \frac{\square t^3}{3}]}, \quad \square t \in 0 \div (T_2 - T_1);$$

$$F_{III}(t) = 1 - e^{-[B_{III} + a_{III} \square t]}, \quad \square t \in 0 \div (T_3 - T_2); \quad F_{IV}(t) = 1 - e^{-[C_{IV} + a_{IV} t^{\delta_{IV}}]}, \quad \square t > T_3;$$

г – синхронних генераторів

$$F_I(t) = 1 - e^{-[\alpha_I t^{\delta_I}]}, \quad \square t = 0 \div T_1; \quad F_{II}(t) = 1 - e^{-[A_{II} + \alpha_{II} \square t + \beta_{II} \frac{\square t^2}{2}]}, \quad \square t = 0 \div (T_2 - T_1); \quad F_{III}(t) = 1 - e^{-[B_{III} + \alpha_{III} t^{\delta_{III}}]}, \quad \square t = 0 \div (T - T_2).$$

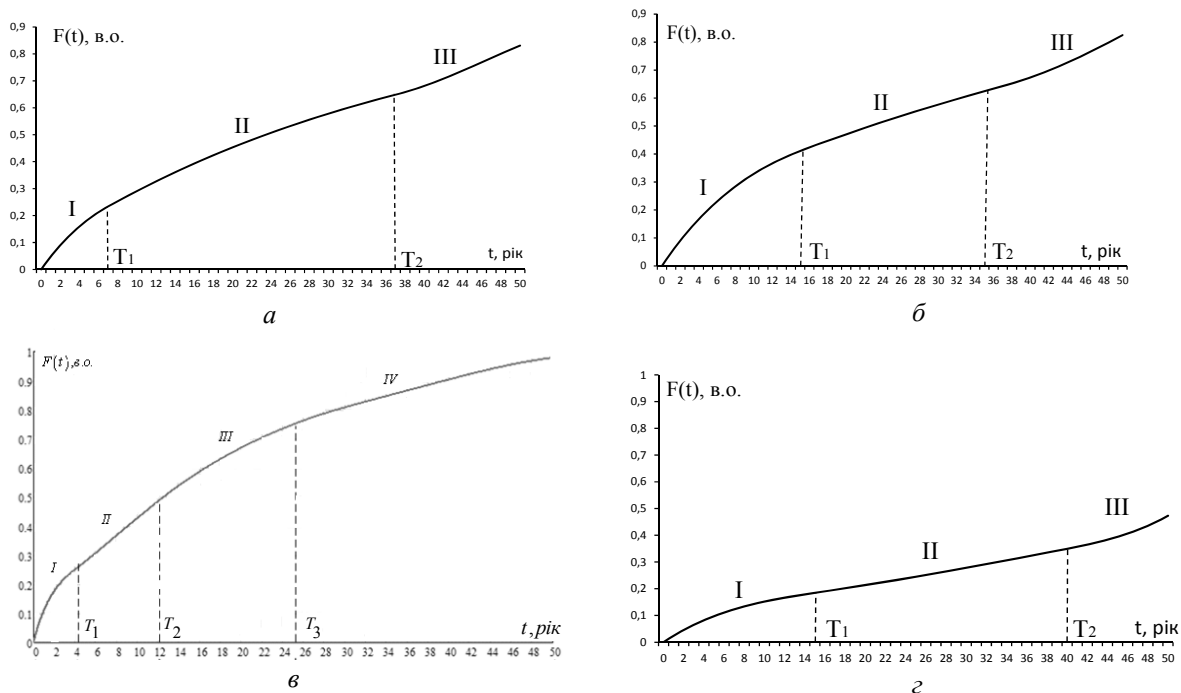


Рис. 2

Забезпечення достовірного прогнозування імовірності відмови об'єкта на інтервалі часу Δt , як зазначалось, потребує врахування індивідуальних характеристик конкретної одиниці обладнання шляхом модифікації функції розподілу імовірності відмови обладнання, яка виконується з урахуванням наступних факторів: наявності працездатного стану в момент спостереження, врахування величини загального спрацьованого ресурсу та рівня відновлення ресурсу після ремонту на момент спостереження. Метод побудови функції $F(t)$ з урахуванням ТС окремої одиниці обладнання докладно викладено в [5], а питання впливу рівня відновлення ресурсу після ремонту електрообладнання на імовірність його відмови розглянуто в [3].

Згідно з [2] імовірність відмови об'єкта на інтервалі часу Δt (гіпотеза H_1) за умови появи події B (умовна імовірність відмови об'єкта на інтервалі часу Δt за умови, що в об'єкта було зафіксовано ТС S), визначається за формулою Байєса:

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

Умовні імовірності $p(B / H_1)$ та $p(B / H_2)$ можуть бути визначені на основі статистичних даних про ТС об'єкта в момент відмови. У разі відсутності таких статистичних даних в [5] запропоновано використання композиційного правила Заде [3, 17] з побудовою матриць нечітких причинних відношень на основі знань експерта за методом Сааті.

Врахування введених вище подій при визначенні імовірності відмови електрообладнання на інтервалі часу Δt дає можливість визначити нове значення функції розподілу імовірності $F'(t)$ в момент часу t_2 : $F'(t_2) = F(t_1) + p(H_1 / B)$, де $F(t_1)$ – значення функції в момент часу спостереження в t_1 .

Результати оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС при відмовах електрообладнання. Для визначення імовірнісної складової ризику по заданій моделі функціонування ЕЕС у розробленому математичному і програмному забезпеченні RISK – ЕЕС з допомогою статистичного моделювання імітується випадковий процес змінення стану електричної мережі, який визначається станом працездатності її елементів і зміненням навантаження на розрахунковому інтервалі часу (квартал, рік).

При цьому для кожного стану ЕЕС, пов'язаного з відмовою її елемента, оцінюється можливість нормального режиму функціонування шляхом розрахунку перехідного і після-аварійного усталеного режиму та визначення поточкорозподілу й інших важливих параметрів. Навантаження представлено як детермінованою, так і ймовірнісною моделлю, що враховує випадковий характер зміни електроспоживання. Генеруюча потужність відповідних джерел

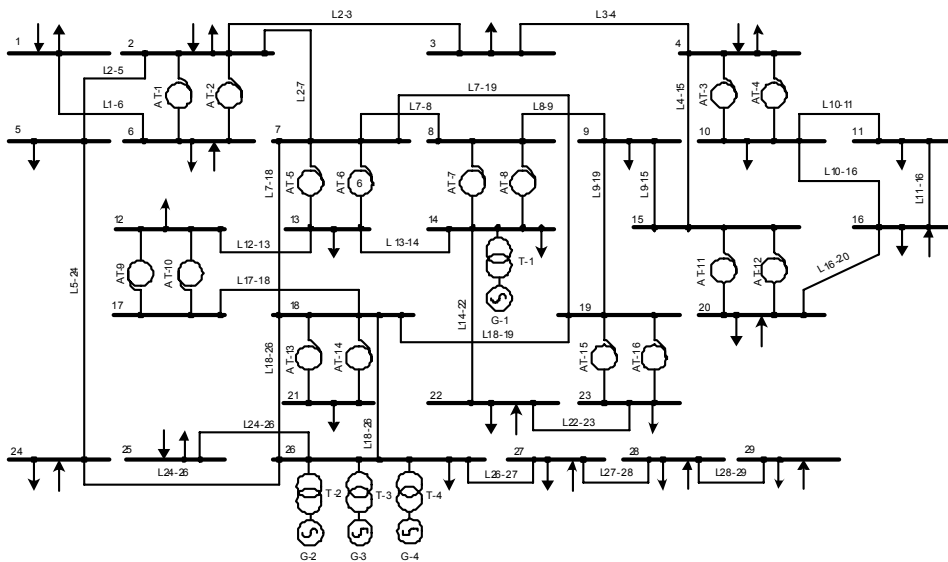


Рис. 3

генератії може визначитись за результатами торгів на ринку електроенергії, розподілу навантажень між джерелами або в результаті оптимізації загальносистемних витрат на паливо на електростанціях. Вихідними даними для моделювання процесу зміни станів ЕЕС є імовірності працездатного і непрацездатного станів елементів.

Для визначення кількісних показників ризику відмов окремих елементів та порушення нормального режиму ЕЕС розглядалась тестова схема електричних з'єднань електричної мережі ОЕС України напругою 110...750 кВ, що містить: ТЕЦ № 1 потужністю 210 МВт, № 2 потужністю 500 МВт, № 3 – 250 МВт, № 4 – 700 МВт; ТЕС № 1 потужністю 1800 МВт; ГЕС № 1 потужністю 444 МВт.

Розрахункова схема для розглянутої схеми електричних з'єднань електричної мережі представлена на рис. 3. Вона містить: 29 вузлів і 49 гілок, серед яких чотири блочних трансформатори і 16 автотрансформаторів (Т1 - Т3, АТ1,...,АТ16); ЛЕП – 110 кВ (L4 - 11,..., L28-29) - 8; ЛЕП – 330 кВ (L2 – 3,...,L28-29) - 20; ЛЕП – 750 кВ (L1-L6) - 1.

У розглянутій схемі для визначення імовірнісних складових ризику відмови окремих елементів (високовольтних вимикачів, силових трансформаторів і ліній електропередачі) за допомогою програми RISK-ЕЕС було розраховано 200 режимів з використанням алгоритму і програми імовірнісно-статистичного моделювання. У таблиці наведено результати розрахунку ризику виникнення аварійних ситуацій на інтервалі часу один рік як при відмовах електрообладнання з різних причин, так і у результаті перевантажень при відмовах електрообладнання.

Ризик виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання внаслідок природних явищ, R_v			Ризик виникнення аварійних ситуацій внаслідок перевантаження елементів, R_n				Ризик виникнення аварійних ситуацій на інтервалі спостереження R		
№ з/п	Найменування гілки, яка відмовила	R_v	№ з/п	Найменування гілки, яка перевантажена	Найменування гілки, в якій виникає перевантаження елемента	R_n	№ з/п	Найменування гілки	R
1	L22-L23	0,02	1	L14-L22	L22-L23	0,02	1	L22-L23	0,04
2	L12-L13	0,055	2	L22-L23	L14-L22	0,02	2	L12-L13	0,055
3	L24-L26	0,035	3	АТ-15	L14-L22	0,02	3	L24-L26	0,035
4	L13-L14	0,045	4	L17-L18	L12-L13	0,055	4	L13-L14	0,045
5	L7-L8	0,05					5	L7-L8	0,05
6	АТ-1	0,01					6	АТ-1	0,01
7	АТ-15	0,185					7	АТ-15	0,385
							8	L14-L22	0,02
							9	L17-L18	0,055

Висновки. 1. Запропоновано імовірнісно-статистичний підхід оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій у складних ЕЕС при відмовах електрообладнання з урахуванням нестаціонарності в моделях відмов електрообладнання.

2. Отримано моделі функцій розподілу імовірності відмов силових і комутаційних елементів ЕЕС, що ґрунтуються на генеральній сукупності подій, та запропоновано метод оцінки імовірності їх відмов на заданому інтервалі часу з урахуванням індивідуальних характеристик обладнання. Для тестової схеми ЕЕС виконано розрахунки кількісних показників ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання.

1. *Абдурахманов А.М., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В.* Влияние продолжительности эксплуатации на отказы выключателей в высоковольтных электрических сетях // Электрические станции. – 2007. – № 7. – С. 59–63.
2. *Бардик Є.І.* Оцінка ризику відмови високовольтних вимикачів з урахуванням рівня відновлення ресурсу після ремонту // Зб. наук. пр. Донецького нац. техн. ун-ту. – № 2. – С. 19–26.
3. *Бардик Є.І.* Параметричне прогнозування залишкового ресурсу електрообладнання енергосистем на основі нечіткого регресійного аналізу // Мат. II Міжнар. конф. "Інтелектуальні енергетичні системи – ІЕС", м. Мукачево, 2011.
4. *Бардик Є.І.* Прогнозування змінення ресурсних параметрів високовольтних вимикачів на основі теорії нечітких часових рядів // Гідроенергетика України. – 2011. – № 3-4.
5. *Бардик Є.І., Костерев М.В., Литвинов В.В.* Оцінка імовірності відмови електрообладнання при керуванні режимами електричної системи // Зб. пр. V Міжнар. наук.-техн. конф. "Керування режимами роботи об'єктів електричних та електромеханічних систем - 2011", м. Святогорськ.
6. *Бардик Є.І., Спотар О.С.* Ідентифікація параметрів функцій розподілу імовірності відмов електрообладнання для оцінки експлуатаційного ризику електроенергетичних систем (ЕЕС) // Мат. XIII Міжнар. наук.-практ. конф. «Відновлювана енергетика XXI століття». – АР Крим, смт. Миколаївка, 2012. – С. 102–105.
7. *Вентцель Е.С.* Исследование операций. – М.: Советское радио, 1972. – 552 с.
8. *Горохов Є.В., Казакевич М.І., Трубін С.В.* Вітрові та ожеледеві впливи на повітряні лінії електропередачі. – Донецьк, 2005. – 176 с.
9. *Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М.* Области использования и применимости критерия N-i при формировании структуры и выбора параметров элементов ЭЭС. – Иркутск: ЖЭМ СОРАН. – 1999. – 68 с.
10. *Костерев М.В., Бардик Є.І., Литвинов В.В.* Нечітко-статистичний підхід до оцінювання експлуатаційної та режимної надійності об'єктів підсистем електроенергетичної системи // Наук. пр. Донецького нац. техн. ун-ту. Сер.: Електротехніка і енергетика. – 2013. – № 1(14). – С. 122–128.
11. *Костерев М.В., Бардик Є.І.* Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем. – К.: НТУУ КПІ, 2011. – 148 с.
12. *Львов М.Ю.* Анализ повреждаемости силовых трансформаторов // Электричество. – 2010. – № 2. – С. 27–31.
13. *Папков Б.В.* Надежность электроснабжения. – Н.Новгород: НГТУ, 2007. – 210 с.
14. *Ситников В.Ф., Скопинцев В.А.* Вероятностно-статистический подход к оценке ресурсов электросетевого оборудования в процессе эксплуатации // Электричество. – 2007. – № 11. – С. 9–15.
15. *Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П.* Інтелектуальні електричні мережі: досвід і перспективи України // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – Спец. вип. – 2011. – 552 с.
16. *Хэнли Э.Дж., Кумато Х.* Надежность технических систем и оценка риска. – М.: Машиностроение, 1984. – 528 с.
17. *Штовба С.Д.* Проектирование нечетких систем средствами MATLAB. – М.: Горячая линия – Телеком, 2007. – 176 с.
18. *Эндрени Дж.* Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.

УДК 621.311

Е.І. Бардик, канд. техн. наук, **Н.В. Костерев**, докт. техн. наук, **Н.П. Болотный**, ассист.
Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт»,
пр. Победы, 37, Киев, 03056, Украина

Повышение надежности функционирования энергокомпаний на основе оценки риска возникновения аварийных ситуаций при отказах электрооборудования

Рассмотрены вопросы оценки риска снижения надежности электроснабжения потребителей электроэнергетических систем. Предложены математическая модель и алгоритм статистического моделирования для оценки риска возникновения аварийных ситуаций при отказах электрооборудования. Приведены результаты расчета количественных показателей риска эксплуатации отдельных подсистем ЭЭС. Библ. 18, рис. 3, таблица.

Ключевые слова: надежность, собственные нужды, нечеткие множества, отказы, электростанция.

E.I. Bardyk, M.V. Kosterev, N.P. Bolotnyi
National Technical University of Ukraine "Kyiv Polytechnic Institute",
Peremohy, 37, Kyiv, 03056, Ukraine

Improving reliability of operation of power companies on the basis of risk assessment of emergency situations at the failures of electrical equipment

The question of risk assessment decrease the reliability of electricity consumers of electric power systems is considered. Mathematical model and algorithm of statistical modeling to assess the risk of accidents during the failures of electrical equipment are proposed. The results of the calculation of quantitative risk indicators of individual subsystems operating EPS are presented. References 18, figure 3, table.

Key words: reliability, auxiliary, fuzzy sets, failure, power plant.

Надійшла 4.06.2014

Received 4.06.2014