



УДК 621.311

ЛІТВИНОВ В.В., канд. техн. наук; в.о. начальника ВТС Дніпровської ГЕС ПАТ "Укргідроенерго"; доцент кафедри гідроенергетики ЗДІА,
САЧЕНКО Я.С., магістрантка кафедри гідроенергетики Запорізької державної інженерної академії



ЛІТВИНОВ В.В.



САЧЕНКО Я.С.

ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ НАДІЙНОСТІ СХЕМ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ З ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНИМИ ТА МІКРОПРОЦЕСОРНИМИ РЕЛЕ

В статті проведено дослідження експлуатаційної надійності схем релейного захисту мережі 6 кВ власних потреб Дніпровської ГЕС за методом дерева відмов для якого були використані статистичні функції розподілу імовірності відмов елементів схеми захисту. За результатами дослідження виявлено, що схема релейного захисту на мікропроцесорній базі має нижчу надійність ніж схема на електромеханічній базі.

Ключові слова: релейний захист, технічний стан, імовірність, дерево відмов, нечітка модель, трансформатор струму, мікропроцесорне реле.

Вступ. Сучасний стан електроенергетичної системи (ЕЕС) України та її окремих підсистем характеризується напруженим режимом роботи через значне зношення силового, комутаційного та вторинного обладнання. В таких умовах особливу важливість має достовірне оцінювання надійності роботи ЕЕС з метою визначення слабких підсистем та прийняття рішень щодо їхньої модернізації.

Для проведення такого оцінювання надійності роботи ЕЕС в кількісному еквіваленті необхідні показники, які б враховували [1]:

- технічний стан силового, вторинного та комутаційного обладнання;
- імовірність відмови обладнання кожного типу, можливі сценарії розвитку аварії та її наслідки;
- стохастичний характер режиму ЕЕС.

Сучасні світові тенденції забезпечення надійної роботи ЕЕС свідчать про поступовий перехід до концепції інтелектуальних мереж "smart grid"

та застосування ризик-менеджменту при прийнятті рішень. Застосування стратегії ризик-менеджменту при керуванні ЕЕС вимагає визначення ризику як інтегрального показника функціонування, який дає можливість найбільш повно та достовірно характеризувати стан ЕЕС [2]. Для організації ефективного управління ЕЕС необхідний комплексний підхід, який би враховував випадковість відмов елементів ЕЕС, стохастичний характер її режиму, можливий сценарій розвитку аварії та наслідки в технічному, економічному чи матеріальному еквіваленті. Інтегральним критерієм надійності, який найбільш повно охоплює ці фактори, є технічний ризик [3].

Актуальність проблеми. Згідно зі статистичними даними [4, 5] 23–28% важких аварій є наслідком неправильних дій релейного захисту та протиаварійної автоматики. В 50–70% випадків вони призводять до розвитку аварійних ситуацій в тяжкі системні аварії [6]. Крім того, приблизно, 30–40% неправильних дій пов'язані з несправністю самих пристроїв та схем релейного захисту: помилки в апаратній частині, логічній частині або в алгоритмах. Якщо не брати до уваги дію

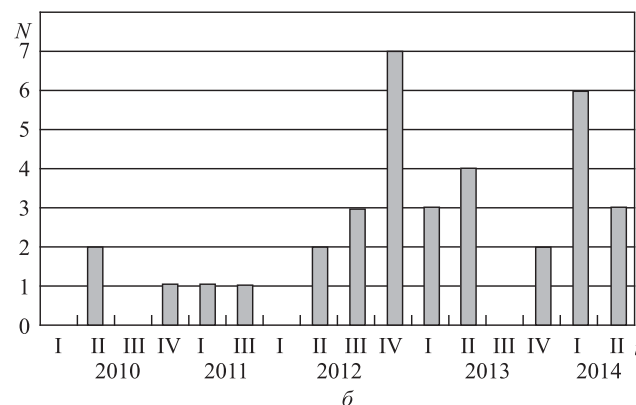
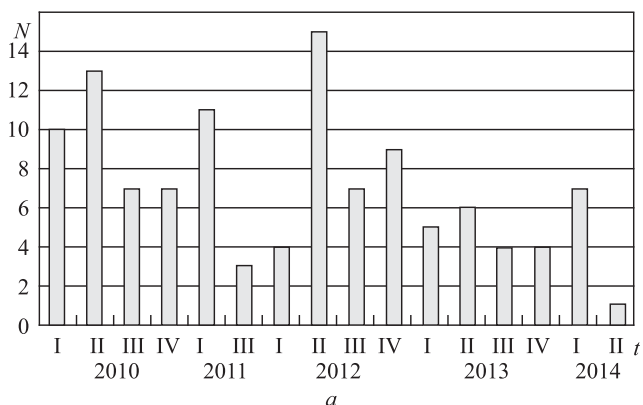


Рис. 1. Статистичні дані з відмов пристроїв релейного захисту на підприємствах Дніпровської ЕЕС: **а** – пристрої на електромеханічній базі, **б** – пристрої на мікропроцесорній базі



та технічний стан релейного захисту при оцінюванні ризику виникнення аварійної ситуації в ЕЕС, то буде отримано недостовірний результат. Таким чином, для оцінювання ризику виникнення аварії в ЕЕС з урахуванням всіх сценаріїв її розвитку необхідно мати адекватні моделі для визначення технічного стану пристроїв та схем вторинної комутації, в першу чергу релейного захисту. Підсумовуючи сказане, можна зробити висновок, що кількісне оцінювання надійності релейного захисту в ЕЕС та її підсистемах представляє собою актуальну задачу. Особливо актуальною ця задача є для схем релейного захисту, в яких використовуються мікропроцесорні пристрої релейного захисту (МПРЗ), які, згідно зі статистичними даними [6, 7], мають нижчу експлуатаційну надійність за схеми з електромеханічними реле.

В останні роки на гідроелектростанціях України, які є підсистемами ЕЕС України, відбувається заміна фізично та морально зношених електромеханічних схем релейного захисту та автоматики на сучасні мікропроцесорні термінали. На Дніпровській ГЕС-1 МПРЗ встановлені на наступних об'єктах:

- гідрогенератори Г1-Г9 – встановлені мікропроцесорні реле типів LGPG111, MZTU34, KCGG142, RARIC (виробник: фірма Alstom), UBO100 (виробник Microelectrica Scientifica);

- блочні трансформатори ГТ1-ГТ9 – встановлені мікропроцесорні реле типів KCGG122, KBCH120 (виробник: фірма Alstom);

- комірки КРП-6 кВ мережі власних потреб ГЕС – встановлені мікропроцесорні реле типів MICOM P139, MICOM P922 (виробник: фірма Areva).

Така модернізація систем релейного захисту ГЕС України відповідає сучасним українським та світовим тенденціям у сфері релейного захисту. Нижче приведено статистичні дані з поквартальної кількості відмов пристроїв релейного захисту у Дніпровській ЕЕС протягом 2010–2014 років. На Рис. 1, а представлені відмови пристроїв релейного захисту на електромеханічній базі, а на Рис. 1, б – відмови пристроїв релейного захисту на мікропроцесорній базі.

Аналіз гістограм показує, що загальна кількість відмов пристроїв на електромеханічній базі більша, але на основі цього не можна робити висновок про вищу надійність пристроїв релейного захисту на мікропроцесорній базі, оскільки розглядаються абсолютні кількості відмов без урахування загальної кількості встановлених пристроїв релейного захисту на обох елементних

базах [6]. На теперішній час, незважаючи на тенденцію до заміни електромеханічних захистів на процесорні, в Дніпровській енергосистемі за кількістю значно переважають перші. В той же час, приведені гістограми абсолютних значень дозволяють зробити висновок, що кількість відмов МПРЗ на одиницю часу за останні роки зростає, а кількість відмов електромеханічних пристроїв релейного захисту зменшується. Це пояснюється наступними чинниками:

- відбувається поступова заміна електромеханічних схем релейного захисту на мікропроцесорні з відповідним зменшенням загальної кількості перших та збільшенням загальної кількості других;

- встановлені МПРЗ зараз знаходяться на етапі припрацювальних відмов.

Постановка задачі. Перераховані вище чинники підтверджують актуальність та важливість задачі кількісного оцінювання надійності пристроїв та схем релейного захисту, в першу чергу МПРЗ. Для цього необхідно визначити показник, за яким буде проводитись оцінювання надійності. Є велика кількість різноманітних показників [8], і при виборі найбільш доцільного та інформативного показника необхідно враховувати такі фактори:

- більше 99% всього часу експлуатації схеми релейного захисту знаходяться в режимі "очікування", наслідком чого є можливість виникнення в них так званих "прихованих відмов", які проявляються лише під час автоматичної ліквідації аварійного режиму у вигляді невиконання пристроєм релейного захисту своїх функцій;

- різноманітність видів відмов пристроїв та схем релейного захисту (відмови у спрацюванні, хибні спрацювання, надлишкові спрацювання);

- складність пристроїв та схем релейного захисту.

Проаналізувавши існуючі показники надійності, які застосовуються для пристроїв релейного захисту, та перераховані особливості релейного захисту, для подальшого дослідження їхньої надійності обрано імовірність відмови у спрацюванні пристрою релейного захисту на інтервалі часу $Q(\Delta t)$, або, іншими словами, імовірність знаходження пристрою або схеми релейного захисту в непрацездатному стані при виникненні на інтервалі часу аварійної ситуації, яку має ліквідувати розглядуваний пристрій релейного захисту. Отримана величина імовірності $Q(\Delta t)$ також є адаптивною для використання в імовірнісно-статистичних алгоритмах оцінювання ризику виникнення аварії в ЕЕС та її підсистемах [2].



Метод оцінювання надійності схем релейного захисту. Для визначення кількісної оцінки імовірності відмови у спрацюванні релейного захисту на інтервалі часу $Q(\Delta t)$ необхідно визначитись з методом оцінювання надійності. Існує ряд методів визначення надійності пристроїв та схем релейного захисту [8–10], кожний з яких має переваги та недоліки з точки зору того, які саме показники необхідно визначити. Аналіз цих методів показав, що для кількісного визначення імовірності $Q(\Delta t)$ найбільше підходить метод "дерева відмов" [8], який дозволяє визначити шукану величину $Q(\Delta t)$ як функцію від показників надійності елементів, що складають схему релейного захисту як на електромеханічній так і на мікропроцесорній базі. Також цей метод є адаптивним до врахування технічного стану конкретних пристроїв релейного захисту при використанні нечітко-статистичного підходу [2] при оцінюванні ризику виникнення аварії в ЕЕС.

Побудова дерева відмов починається з формулювання кінцевої події про відмову системи. Кінцева подія першого рівня визначається проміжними подіями другого рівня. Потім для подій другого рівня знаходяться події третього рівня та їхні логічні зв'язки (АБО/І) в тому ж порядку, що і для подій другого і першого рівнів. Процес запису подій і логічних зв'язків продовжується до тих пір, поки на всіх рівнях не залишаться одні події відмов окремих елементів системи. Для побудови дерева відмов використовується метод мінімальних перетинів, або метод розкладання по елементам [11]. Суть обох цих методів полягає в тому, що при описі умов непрацездатності системи слід використовувати тільки такі поєднання несправностей, з яких не можна виключити жоден елемент без того, щоб система стала працездатною. За результатом побудови дерева відмов складається послідовний ланцюг з мінімальних перетинів (ланок), які представляють собою паралельне з'єднання елементів захисту, одночасна відмова яких робить захист непрацездатним.

Для визначення імовірності знаходження схеми релейного захисту в непрацездатному стані на інтервалі часу $\Delta t = t_2 - t_1$ необхідно визначити імовірності відмови захисту в моменти часу t_1 і t_2 . Вони визначаються за ланцюгом відмов пристрою релейного захисту:

$$Q(t) = 1 - P_1(t) \dots P_i(t) \dots P_m(t), \quad (1)$$

де $P_i(t)$ – імовірність безвідмовної роботи в момент часу t i -ї ланки ланцюга відмов об'єкта. Оскільки ланки у ланцюгу з'єднані послідовно, імовірність безвідмовної роботи ланцюга визна-

чається як добуток імовірностей безвідмовної роботи всіх ланок.

В свою чергу, імовірність безвідмовної роботи кожної ланки $P_i(t)$ визначається як сума імовірностей сумісних подій, так як кожна ланка представляє собою паралельне з'єднання елементів релейного захисту, одночасна відмова яких призводить до непрацездатності всього захисту. В загальному випадку для i -ї ланки з паралельних елементів імовірність безвідмовної роботи складає:

$$P_i(t) = \sum_{j=1}^n P_{W_j}(t) - \sum_{j,k,l=1, j \neq k}^n P_{W_j}(t)P_{W_k}(t) + \sum_{j,k,l=1, j \neq k \neq l}^n P_{W_j}(t)P_{W_k}(t)P_{W_l}(t) - \dots, \quad (2)$$

де $P_{W_j}(t)$ – імовірність безвідмовної роботи елемента релейного захисту W_j , $j \in W$, де W – множина елементів, з яких складається схема захисту.

Імовірності безвідмовної роботи елементів релейного захисту визначаються одним з наступних способів:

1) за експоненціальним законом розподілення імовірності відмови об'єкта за незмінних параметрів потоку відмов відповідних елементів $\omega_j = \text{const}$, $j \in W$:

$$P_{W_j}(t) = e^{-\omega_j t}; \quad (3)$$

2) за статистичними інтегральними функціями розподілу імовірності відмов елементів релейного захисту кожного типу $F_j(t)$:

$$P_{W_j}(t) = 1 - F_j(t); \quad (4)$$

3) за статистичними інтегральними функціями розподілу імовірності відмов, модифікованими з урахуванням фактичного технічного стану кожного окремого елемента захисту $F_j^M(t)$:

$$P_{W_j}(t) = 1 - F_j^M(t). \quad (5)$$

Кожен з запропонованих способів має свої переваги та недоліки. Визначення імовірності відмови за експоненціальним законом є найпростішим, оскільки усереднені значення потоків відмов окремих елементів релейного захисту (трансформатори струму, струмові реле, реле часу, проміжні реле, мікропроцесорні термінали, тощо) є довідниковими величинами, але, з іншого боку, оцінка надійності проведена з використанням усереднених параметрів є найменш точною і, згідно з [12], є придатною лише для проведення різного роду порівняльних оцінок надійності і непридатною для оцінювання надійності окремо-

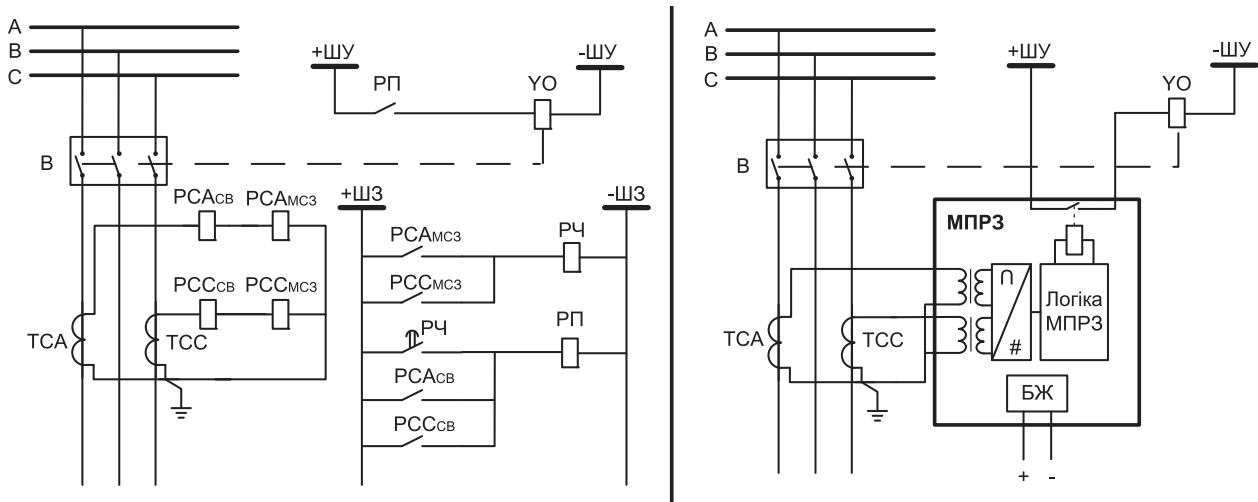


Рис. 2. Структурні схеми МСЗ та СВ комірок КРУ-6 кВ мережі власних потреб Дніпровської ГЕС (а – на електромеханічній базі, б – на мікропроцесорній базі)

го обладнання. Оцінювання імовірності відмови пристрою релейного захисту з використанням інтегральних функцій розподілу імовірності відмов є більш точною, оскільки функції $F_j(t)$ базуються на генеральній сукупності подій і представляють собою імовірнісні характеристики окремого типу обладнання [2]. Модифіковані функції $F_j^m(t)$ з урахуванням технічного стану конкретних елементів розглядуваної схеми релейного захисту дозволяють отримати найбільш точну кількісну оцінку імовірності безвідмовної роботи кожного елемента і, як наслідок, всієї схеми релейного захисту, але їхнє використання вимагає наявності адекватних моделей стану окремих пристроїв та реле, що ускладнене внаслідок їхньої великої різноманітності. Інтегральні статистичні функції $F_j(t)$ та модифіковані інтегральні статистичні функції можна використовувати при оцінюванні надійності конкретної схеми релейного захисту.

Після визначення імовірностей відмови розглядуваної схеми релейного захисту в моменти часу t_1 і t_2 за (1), визначається імовірність відмови схеми релейного захисту на інтервалі часу. Якщо відомо, що в момент часу схема релейного захисту була працездатною, то імовірність її відмови на інтервалі часу Δt визначається як:

$$Q(\Delta t) = \frac{Q(t_2) - Q(t_1)}{1 - Q(t_1)} \quad (6)$$

Якщо відомості щодо працездатності схеми на момент часу відсутні, то імовірність її відмови на інтервалі часу визначається за виразом:

$$Q(\Delta t) = Q(t_2) - Q(t_1) \quad (7)$$

Отримана імовірність відмови є кількісною характеристикою надійності схеми релейного за-

хисту на інтервалі часу і може бути використана в задачах оцінювання ризику виникнення аварії в ЕЕС та подальшого прийняття рішень щодо зниження його величини.

Приклад. На Дніпровський ГЕС-1 у 2009–2010 роках була проведена заміна комірок КРУ-6 кВ мережі власних потреб з електромеханічними захистами на сучасні комірки, оздоблені мікропроцесорними терміналами МІСОМ Р139 (струмові реле) та МІСОМ Р922 (реле напруги). Приєднання мережі 6 кВ захищались наступними захистами:

- максимальний струмовий захист (МСЗ);
- струмова відсічка (СВ).

Після заміни комірок, комплект струмових захистів залишився незмінним. Структурні схеми захистів приєднань 6 кВ до заміни (на електромеханічній базі) та після (на мікропроцесорній базі) приведені на Рис. 2.

На Рис. 2: ТСА, ТСС – трансформатори струму у фазах А та С відповідно; $PCA_{МСЗ}$, $PCC_{МСЗ}$ – електромеханічні струмові реле МСЗ у струмових колах фаз А та С відповідно; $PCA_{СВ}$, $PCC_{СВ}$ – електромеханічні струмові реле СВ у струмових колах фаз А та С відповідно; РЧ – електромеханічне реле часу; РП – електромеханічне проміжне реле; ШЗ – шини оперативного струму захисту; ШУ – шини оперативного струму управління вимикачем, В – вимикач у комірці КРУ-6 кВ; УО – електромагніт відключення вимикача; МПРЗ – мікропроцесорний пристрій релейного захисту. Для схем релейного захисту з Рис. 2 необхідно провести порівняльний аналіз їхньої надійності на інтервалі часу $\Delta t = 3$ міс ($t_1 = 5$ років та $t_2 = 5,25$ років) за запропонованим вище методом.

Для отримання кількісної оцінки імовірності відмови у спрацюванні релейного захисту на інтервалі часу використовується метод дерева

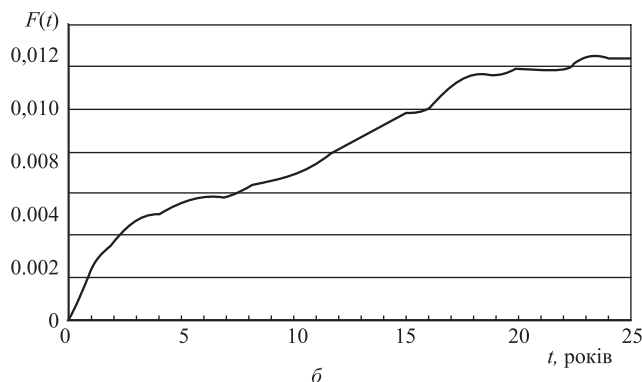
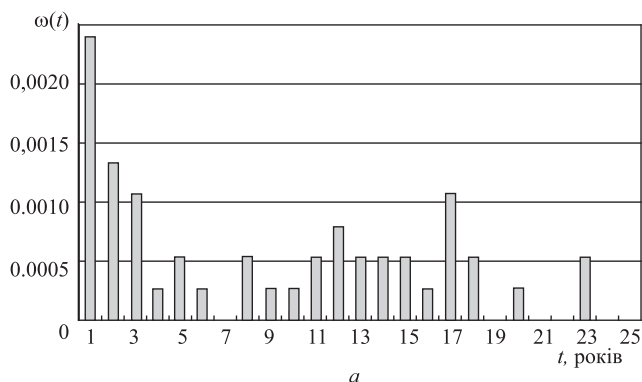


Рис. 5. Гістограма розподілу параметра потоку відмов (а) та інтегральна функція розподілу імовірності відмов (б) трансформаторів струму

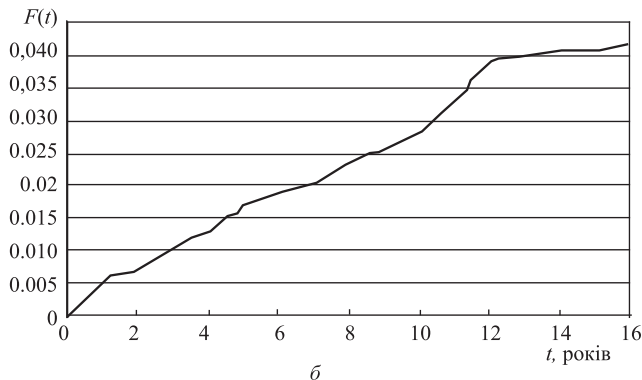
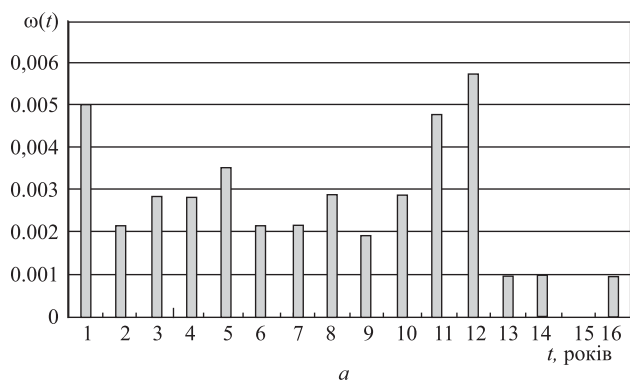


Рис. 6. Гістограма розподілу параметра потоку відмов (а) та інтегральна функція розподілу імовірності відмов (б) МПРЗ

- ТСС–P_{CA_{CB}}–P_{CA_{MC3}}:

$$P_{e3}(t) = P_{TCC}(t) + P_{P_{CA_{MC3}}}(t) + P_{P_{CA_{CB}}}(t) - P_{TCC}(t)P_{P_{CA_{MC3}}}(t) - P_{P_{CA_{CB}}}(t)P_{P_{CA_{MC3}}}(t) - P_{P_{CA_{CB}}}(t)P_{TCC}(t) + P_{TCC}(t)P_{P_{CA_{MC3}}}(t) \cdot P_{P_{CA_{CB}}}(t); \quad (10)$$

- TCA–P_{CC_{CB}}–P_Ч:

$$P_{e4}(t) = P_{TCA}(t) + P_{P_{CC_{CB}}}(t) + P_{P_{Ч}}(t) - P_{TCA}(t)P_{P_{CC_{CB}}}(t) - P_{P_{CC_{CB}}}(t)P_{P_{Ч}}(t) - P_{TCA}(t)P_{P_{Ч}}(t) + P_{TCA}(t)P_{P_{CC_{CB}}}(t)P_{P_{Ч}}(t); \quad (11)$$

- P_{CA_{CB}}–P_{CA_{MC3}}– P_{CC_{CB}}–P_{CC_{MC3}}:

$$P_{e5}(t) = P_{P_{CA_{CB}}}(t) + P_{P_{CA_{MC3}}}(t) + P_{P_{CC_{CB}}}(t) + P_{P_{CC_{MC3}}}(t) - P_{P_{CA_{CB}}}(t)P_{P_{CA_{MC3}}}(t) - P_{P_{CA_{CB}}}(t)P_{P_{CC_{CB}}}(t) - P_{P_{CA_{CB}}}(t)P_{P_{CC_{MC3}}}(t) - P_{P_{CA_{MC3}}}(t)P_{P_{CC_{CB}}}(t) - P_{P_{CA_{MC3}}}(t)P_{P_{CC_{MC3}}}(t) + P_{P_{CA_{CB}}}(t)P_{P_{CC_{MC3}}}(t) + P_{P_{CA_{CB}}}(t) \times P_{P_{CC_{CB}}}(t)P_{P_{CC_{MC3}}}(t) + P_{P_{CA_{CB}}}(t)P_{P_{CA_{MC3}}}(t) \times P_{P_{CC_{MC3}}}(t) + P_{P_{CA_{CB}}}(t)P_{P_{CA_{MC3}}}(t)P_{P_{CC_{CB}}}(t) - P_{P_{CA_{CB}}}(t)P_{P_{CA_{MC3}}}(t)P_{P_{CC_{CB}}}(t)P_{P_{CC_{MC3}}}(t); \quad (12)$$

- P_{CA_{CB}}–P_{CC_{CB}}–P_Ч:

$$P_{e6}(t) = P_{P_{CA_{CB}}}(t) + P_{P_{CC_{CB}}}(t) + P_{P_{Ч}}(t) - P_{P_{CC_{CB}}}(t)P_{P_{CA_{CB}}}(t) - P_{P_{CA_{CB}}}(t)P_{P_{Ч}}(t) - P_{P_{CC_{CB}}}(t)P_{P_{Ч}}(t) + P_{P_{CA_{CB}}}(t)P_{P_{CC_{CB}}}(t)P_{P_{Ч}}(t); \quad (13)$$

- ТСС–P_{CA_{CB}}–P_Ч:

$$P_{e7}(t) = P_{TCC}(t) + P_{P_{CA_{CB}}}(t) + P_{P_{Ч}}(t) - P_{TCC}(t)P_{P_{CA_{CB}}}(t) - P_{P_{CA_{CB}}}(t)P_{P_{Ч}}(t) - P_{TCC}(t)P_{P_{Ч}}(t) + P_{TCC}(t)P_{P_{CA_{CB}}}(t)P_{P_{Ч}}(t); \quad (14)$$

- P_П: $P_{e8}(t) = P_{P_{П}}(t).$ (15)

Ланки ланцюга відмов схеми MC3 та CB на мікропроцесорній базі:

- TCA–TCC:

$$P_{M1}(t) = P_{TCA}(t) + P_{TCC}(t) - P_{TCA}(t)P_{TCC}(t); \quad (16)$$

- МПРЗ: $P_{M2}(t) = P_{МПРЗ}(t).$ (17)

За сформованими виразами (8)–(17) визначаються імовірності безвідмовної роботи ланок обох ланцюгів в моменти часу $t_1 = 5$ років та $t_2 = 5,25$ років. Отримані імовірності занесені в Табл. 2.

Згідно з виразом (1), визначаються імовірності відмови ланцюгів для обох захистів:

- електромеханічного:

$$Q_e(t) = 1 - P_{e1}(t)P_{e2}(t)P_{e3}(t)P_{e4}(t)P_{e5}(t) \times P_{e6}(t)P_{e7}(t)P_{e8}(t); \quad (18)$$



Таблиця 2. Імовірності безвідмовної роботи ланок ланцюгів відмов

№ ланки	Елементи, що її складають	$P_{w}(t_1)$	$P_{w}(t_2)$
Електромеханічний захист			
1	ТСА-ТСС	0,99999775337205	0,99999752327840
2	ТСА-РСС _{СВ} -РСС _{МСЗ}	0,9999999962547	0,9999999956646
3	ТСС-РСА _{СВ} -РСА _{МСЗ}	0,9999999962547	0,9999999956646
4	ТСА-РСС _{СВ} -РЧ	0,99999999812921	0,99999999783457
5	РСА _{СВ} -РСА _{МСЗ} -РСС _{СВ} -РСС _{МСЗ}	0,9999999999994	0,9999999999992
6	РСА _{СВ} -РСС _{СВ} -РЧ	0,9999999937609	0,9999999927781
7	ТСС-РСА _{СВ} -РЧ	0,99999999812921	0,99999999783457
8	РП	0,99850112443771	0,99842623966159
Мікропроцесорний захист			
1	ТСА-ТСС	0,99999775337205	0,99999752327840
2	МПРЗ	0,99501247919268	0,99476375716443

- мікропроцесорного:

$$Q_M(t) = 1 - P_{M1}(t)P_{M2}(t). \quad (19)$$

Визначені за виразами (18), (19) імовірності відмови обох схем захисту в моменти часу $t_1 = 5$ років та $t_2 = 5,25$ років представлені в Табл. 3. За отриманими значеннями $Q(t_1)$ та $Q(t_2)$ визначається шукана імовірність відмови пристрою релейного захисту на інтервалі часу $\Delta t = t_2 - t_1$. Оскільки більшу частину часу пристрій релейного захисту знаходиться у режимі очікування, в більшості випадків відомостей щодо працездатності схеми релейного захисту в момент часу t_1 немає, тому імовірність відмови на інтервалі часу визначається за виразом (7). Результати також приведені в Табл. 3.

Отриманий результат підтверджує твердження про те, що надійність мікропроцесорних захистів є нижчою за надійність електромеханічних захистів. Для захистів, аналогічних за місцем встановлення та за своїми функціями, імовірність відмови на відповідному інтервалі часу для мікропроцесорного захисту є втричі вищою, ніж для електромеханічного. Таким чином, питання

Таблиця 3. Імовірності відмови схем релейного захисту на інтервалі часу Δt

Релейний захист	$Q(t_1)$	$Q(t_2)$	$Q(\Delta t)$
Електромеханічний	0,0015011239	0,0015762391	0,0000751151
Мікропроцесорний	0,0049897562	0,0052387066	0,0002489504

Таблиця 4. Імовірності безвідмовної роботи елементів схеми з МПРЗ

Елемент	$F(t_1)$	$F(t_2)$	$P(t_1)$	$P(t_2)$
ТТА, ТТС	0,00557917	0,00564559	0,99442083	0,99435441
МПРЗ	0,01645207	0,01698856	0,98354793	0,98301144

дослідження надійності схем релейного захисту з МПРЗ набуває особливої актуальності. Але, як було зазначено вище, використовувати усереднені значення параметрів потоку відмов можна лише при проведенні порівняльного аналізу надійності. Для кількісного оцінювання надійності конкретної схеми РЗ необхідне використання статистичних даних з функціонування елементів конкретного типу, що входять у схему. Для схеми МСЗ та СВ на мікропроцесорній базі (Рис. 2, б) такими елементами є:

- трансформатор струму;
- мікропроцесорний термінал.

В [13] приведені статистичні дані з відмов трансформаторів струму. За цими даними побудовано гістограму розподілу параметра потоку відмов для часу напрацювання 25 років за виразом:

$$\omega_{TC}(t_i) = m_i / (N \Delta t), \quad (20)$$

де N – загальна кількість трансформаторів струму за якими велось спостереження, m_i – кількість трансформаторів струму, що відмовили на i -му інтервалі часу, Δt – тривалість i -го інтервалу часу.

За отриманою залежністю $\omega_{TC}(t_i)$ будується інтегральна функція розподілу імовірності відмов трансформаторів струму:

$$F_{TC}(t) = \int_0^t \omega_{TC}(t) dt. \quad (21)$$

Отримані залежності $\omega_{TC}(t)$ та $F_{TC}(t)$ представлені на Рис. 5.

В [14] приведені статистичні дані з відмов мікропроцесорних струмових реле для часу напрацювання 19 років. За цими даними за виразами, аналогічними виразам (20), (21) будуються залежності $\omega_{МПРЗ}(t)$ та $F_{МПРЗ}(t)$. Ці залежності представлені на Рис. 6.

За виразом (4) з функцій $F_{TC}(t)$ та $F_{МПРЗ}(t)$ визначаються імовірності безвідмовної роботи трансформаторів струму та МПРЗ в моменти часу $t_1 = 5$ років та $t_2 = 5,25$ років. Результати приведені в Табл. 4.

Імовірності відмови схеми з МПРЗ в моменти часу $t_1 = 5$ років та $t_2 = 5,25$ років визначаються за даними з Табл. 4 за виразами (16), (17), (19) і складають $Q_M(t_1) = 0,016482685$, $Q_M(t_2) = 0,017019891$.

За виразом (7) визначається імовірність відмови схеми на інтервалі часу $\Delta t = 3$ міс, яка складає: $Q_M(\Delta t) = 0,000537206$.



Отриманий результат показує, що імовірність відмови схеми релейного захисту на інтервалі часу, отримана за статистичною функцією, вища, ніж отримана за усередненим параметром потоку відмов. Це пояснюється тим, що обраний інтервал часу відноситься до етапу припрацювальних відмов, які не враховується експоненціальним законом розподілу імовірності відмови і враховується при використанні статистичних даних з відмов розглядуваного типу обладнання.

Висновки.

В роботі удосконалено метод оцінювання показників надійності схем релейного захисту (метод дерева відмов) шляхом використання статистичних функцій з відмов обладнання розглядуваного типу і адаптовано його до використання в задачах ризик-орієнтованого управління. З використанням удосконаленого методу дерева відмов виконано наступні дослідження:

1) проведено порівняльний аналіз надійності схем релейного захисту на електромеханічній та мікропроцесорній, базах результати якого підтвердили нижчу надійність останніх через високі параметри потоків відмов мікропроцесорних терміналів;

2) визначено імовірність відмови схеми струмового захисту приєднання 6 кВ Дніпровської ГЕС на мікропроцесорній базі з використанням статистичних функцій $F(t)$, що дало більш точну оцінку надійності у порівнянні з використанням усередненого параметра потоку відмов і показало необхідність подальшого удосконалення методу шляхом врахування індивідуальних характеристик окремих одиниць обладнання схем релейного захисту.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Літвінов В.В.* Оцінювання надійності пристроїв релейного захисту за допомогою ієрархічних схем нечіткого виводу / В.В. Літвінов, Я.С. Саченко // Відновлювана енергетика ХХІ століття. Матеріали XV ювілейної міжнародної науково-практичної конференції. — Київ, 2014. — С. 261–264.

2. *Kosterev M.V.* Risk Estimation of Induction Motor Fault in Power System / M.V. Kosterev, E.I. Bardyk, V.V. Litvinov //

WSEAS Transactions on Power Systems. — Issue 4. — Volume 8. — October, 2013. — P. 217–226.

3. *Ciapessoni E.* A probabilistic approach for operational risk assessment of power systems / E. Ciapessoni, D. Cirio, E. Gagleoti // CIGRE. — 2008. — Pap. C4–114.

4. *Абдурахманов А.М.* Влияние продолжительности эксплуатации на отказы выключателей в высоковольтных электрических сетях / А.М. Абдурахманов, М.Ш. Мисриханов, А.В. Шунтов // Электрические станции. — 2007. — № 7. — С. 59–63.

5. *Саратова Н.Е.* Анализ подходов к исследованию процессов протекания системных аварий / Н.Е. Саратова // Системные исследования в энергетике. Материалы конференции молодых ученых. — Иркутск: ИСЭМ, 2007. — С. 31–39.

6. *Гуревич В.И.* Новая концепция построения микропроцессорных устройств релейной защиты / В.И. Гуревич // Компоненты и технологии. — 2010. — № 5. — С. 12–15.

7. *Schweitzer E.O.* Reliability Analysis of Transmission Protection Using Fault Tree Methods / E.O. Schweitzer, B. Fleming, T.J. Lee, P.M. Anderson // 51st Annual Conference for Protective Relay Engineers. — Texas A&M University, College Station. — April 6–8, 1998.

8. *Шалин А.И.* Надёжность и диагностика релейной защиты энергосистем / А.И. Шалин. — Новосибирск: НГТУ, 2002. — 384 с.

9. *Перехватов Д.П.* Анализ надёжности устройств релейной защиты с учётом отказов общей причины / Д.П. Перехватов, В.А. Тремясов // Молодёжь и наука: Сборник материалов VIII Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных [Электронный ресурс]. — Красноярск: СФУ, 2012. — Режим доступа: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2012/section06.html>

10. *Черняк А.А.* Логико-вероятностный метод анализа надёжности многозначных систем большой размерности / А.А. Черняк // Автоматика и телемеханика. — 1998. — № 1. — С. 171–180.

11. *Китушин В.Г.* Надёжность электрических систем / В.Г. Китушин. — М.: Высшая школа, 1984. — 256 с.

12. *РД 34.20.574-85.* Указания по применению показателей надёжности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками: утв. ГТУ ЭЭС МЭ СССР 03.09.84. — М.: Союзтехэнерго, 1985. — 10 с.

13. *Лоханин А.К.* Обеспечение работоспособности маслонаполненного высоковольтного оборудования после расчетного срока службы / А.К. Лоханин, В.В. Соколов // Электро. — 2002. — № 1. — С. 10–16.

14. *Ridwan M.I.* Application of Life Data Analysis for the Reliability Assessment of Numerical Overcurrent Relays / M. I. Ridwan, K.L. Yen, A. Musa, B. Yunus // World Academy of Science, Engineering and Technology. — Volume 48. — 2010. — P. 969–975.

© Літвінов В.В., Саченко Я.С., 2015

