



ІМОВІРНІСНО-СТАТИСТИЧНИЙ ПІДХІД ДО ВИЗНАЧЕННЯ ЗБИТКІВ ВІД ВИНИКНЕННЯ АВАРІЙНОЇ СИТУАЦІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ

Анотація. В роботі розроблено підхід до оцінювання імовірнісної та фінансової складової ризику виникнення аварії в ЕЕС в умовах неповноти та стохастичності вихідних даних. Алгоритм, що реалізує цей підхід, враховує технічний стан обладнання ЕЕС, імовірність його відмови на інтервалі часу та дію протиаварійної автоматики при розвитку аварії за певним сценарієм. Збиткова складова ризику враховує стохастичний характер величини та складу навантаження в ЕЕС в момент початку розвитку аварії. Розроблений підхід запропоновано для використання в задачах ризик-орієнтованого управління ЕЕС.

Ключові слова: електроенергетична система, ризик, збитки, імовірність, технічний стан, протиаварійна автоматика.

Вступ. Електроенергетична галузь України багато років функціонує в умовах ринкових відносин. В таких умовах однією з важливих задач є забезпечення надійної роботи електроенергетичної системи (ЕЕС) та її підсистем. Сучасний стан ЕЕС України та її підсистем характеризується високою зношеністю електрообладнання, яка досягає 70–80 %, збільшенням кількості обладнання з відпрацьованим ресурсом, темпи якого досягають 2 – 6 % на рік, напруженим режимом використання зношеного електрообладнання та низькими темпами його заміни та модернізації.

Це призводить до виникнення відмов та аварій в роботі електрообладнання, яке супроводжується знеструмленням споживачів, недовідпуском електроенергії, порушенням технологічних процесів підприємств-споживачів зі значними економічними та матеріальними збитками.

Для кількісної оцінки збитків та організації ефективного управління ЕЕС запропоновано використання ризику як інтегрального показника, який враховує випадковість відмов електрообладнання, стохастичність характеру режиму ЕЕС, можливий сценарій розвитку аварії, її наслідки та існуючу неповноту та обмеженість вхідної інформації [1–3]. Згідно з [4] ризик є добутком імовірності виникнення аварійної ситуації на її наслідки у певному еквіваленті. Таким чином, для реалізації ризик-орієнтованого управління ЕЕС важливим є достовірне визначення обох складових ризику: як імовірнісної так і збиткової.

Аналіз попередніх досліджень. В попередніх роботах [1, 2, 5, 6] авторами розглянуті підходи та розроблені методи оцінювання імовірності та тех-

нічного ризику виникнення аварійної ситуації. Питання визначення збиткової складової в умовах нечіткості вхідної інформації у вітчизняних [7, 8] та зарубіжних [9, 10] роботах залишаються недостатньо розглянутими.

Так у [11] визначено методи оцінювання економічного збитку від перерви у електропостачанні споживачів в залежності від сценарію розвитку аварії, сформульовано підхід до прогнозування збитку, але не враховано випадковий характер виникнення аварійної ситуації в ЕЕС та підсистемах електропостачання.

В [12] визначено та обґрунтовано кількісні показники питомого збитку, що мають розмірність грошового еквіваленту віднесеного до кіловат-години недовідпущеної електроенергії, по ряду країн світу та по галузях народного господарства. Методи визначення обсягів недовідпущеної електроенергії та імовірність виникнення аварійного сценарію, що може призвести до недовідпущення електроенергії, в цих роботах не розглядаються.

В роботі [13] наведено статистичні дані щодо питомих збитків від порушення електропостачання по видах навантаження (комунально-побутове господарство, транспорт, промисловість по галузях, сільське господарство та ін.), розглянуто дольовий склад навантаження та наведено детерміновані методики обчислення збитків, які не враховують випадковий характер виникнення аварійних ситуацій.

В зарубіжних дослідженнях ризик-орієнтованого управління [9, 14] основною задачею є ефективне планування технічного обслуговування обладнання ЕЕС з урахуванням технічних, економічних та експлуатаційних обмежень. При цьому



акцент зроблено на економічну складову ризику, тоді як імовірнісна визначається за спрощеними підходами з використанням середньостатистичних даних без урахування фактичного стану обладнання та імовірності виникнення аварії в ЕЕС.

Основний матеріал дослідження. Ризик виникнення аварії в ЕЕС або її підсистемі у загальному випадку визначається за наступним виразом [15]:

$$R = \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m P(S_i)P(H_j / S_i)D_j \quad , \quad (1)$$

де m – кількість одиниць обладнання в ЕЕС, n – кількість можливих аварійних сценаріїв, $P(S_i)$ – імовірність відмови i -го елемента на інтервалі часу Δt , $P(H_j/S_i)$ – умовна імовірність розвитку аварії за j -м сценарієм, D_j – завдані аварією збитки.

Всі можливі сценарії розвитку аварії формують множину аварійних сценаріїв N . Сукупність всіх одиниць електрообладнання формує множину елементів ЕЕС M . Кожен елемент множини M характеризується своїм технічним станом. Ці значення стану, в свою чергу, формують множину технічних станів S .

Для запобігання розвитку відмов обладнання в тяжкі системні аварії в ЕЕС передбачено пристрої системної протиаварійної автоматики (СПА). Сукупність цих пристроїв формує множину пристроїв СПА L .

Кількісну оцінку завданих збитків в разі виникнення аварійної ситуації, яка призвела до порушення електропостачання споживачів, доцільно проводити з урахуванням дольової участі споживачів різних видів у вузлах навантаження [13], оскільки величини питомих збитків суттєво відрізняються в залежності від виду навантаження.

З урахуванням цього, запропоновано наступний імовірнісно-статистичний підхід до визначення збитку від виникнення аварійної ситуації в ЕЕС з урахуванням стохастичності її режиму, випадковості відмов елементів ЕЕС та пристроїв СПА:

1. Формується множина можливих аварійних сценаріїв в ЕЕС N .
2. Формується множина пристроїв СПА L .
3. На множині N визначається підмножина аварійних сценаріїв N_1 , які призводять до перерви живлення споживачів з недовідпуском електроенергії.
4. На множині елементів ЕЕС M визначається

підмножина M_1 елементів, відмова яких може призвести до розвитку аварії за сценарієм з підмножини N_1 .

5. Для елементів електрообладнання з підмножини M_1 формується множина станів S_1 за нечіткими моделями оцінювання технічного стану відповідних об'єктів: (генераторів, трансформаторів, ЛЕП, вимикачів).

6. За статистичними інтегральними функціями розподілу імовірності відмов відповідних типів обладнання $F(t)$ визначаються апріорні імовірності відмови $p(H_1)$ та безвідмовної роботи $p(H_2)$ елементів підмножини M_1 на інтервалі часу $\Delta t = t_2 - t_1$:

$$p(H_1) = (F(t_2) - F(t_1)) / (1 - F(t_1)), \quad (2)$$

$$p(H_2) = 1 - p(H_1). \quad (3)$$

7. За допомогою нечіткого виводу Л. Заде з використанням матриць причинно-наслідкових співвідношень R_p та R_Q визначаються умовні імовірності $p(B/H_1)$ та $p(B/H_2)$ для елементів підмножини M_1 :

$$p(B/H_1) = \zeta(S_1), \quad (4)$$

$$p(B/H_2) = \xi(S_1), \quad (5)$$

8. За теоремою Байєса визначаються імовірності відмови елементів з підмножини на інтервалі часу Δt з урахуванням їхнього технічного стану:

$$p(H_1 / B) = \frac{p(H_1) p(B / H_1)}{p(H_1) p(B / H_1) + p(H_2) p(B / H_2)}, \quad (6)$$

і виконується уточнення статистичних функцій на інтервалі часу :

$$F'(t_2) = F(t_1) + p(H_1/B). \quad (7)$$

9. За методом мінімальних перетинів визначаються функції $Q(t)$ пристроїв СПА з множини L .

10. За допомогою генератора випадкових чисел (ГВЧ) визначаються:

10.1. Активна і реактивна потужності навантажень ЕЕС в момент відмови обладнання в межах $[P_{\min}; P_{\max}]$ та $[Q_{\min}; Q_{\max}]$;

10.2. Активна і реактивна потужності генераторів ЕЕС в момент відмови обладнання в межах $[P_{\min}; P_{\max}]$ та $[Q_{\min}; Q_{\max}]$;

10.3. Напряга у балансуєчому вузлі ЕЕС в межах $[U_{\min}; U_{\max}]$.

11. За допомогою ГВЧ визначається значення імовірності відмови для кожного елемента підмножини M_1 в момент його відмови $p(t_B)$.

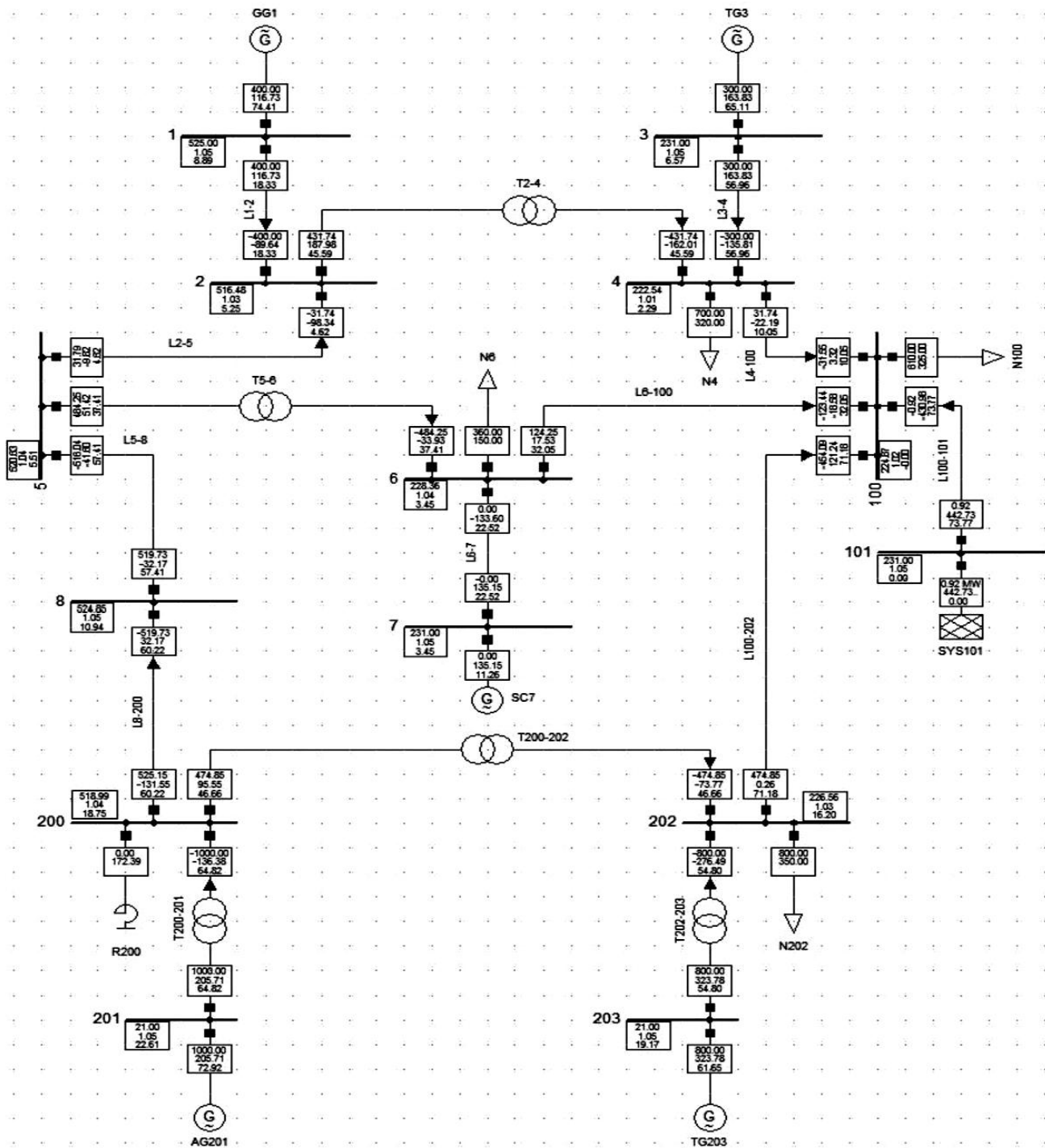


Рис. 1. Схема 14-вузлової ЕЕС

12. На підмножині елементів M_1 виділяється підмножина елементів M_2 , імовірність відмови яких потрапила до інтервалу $[F(t_1); F'(t_2)]$.

13. Якщо $M_2 \in \emptyset$, то для кожного елемента цієї підмножини визначається момент відмови елемента на інтервалі часу Δt : $t_B = F^{-1}(p(t_B))$, $t_B \in [t_1, t_2]$.

14. З підмножини елементів M_2 обирається елемент, час відмови якого t_B є мінімальним.

15. У схемі ЕЕС моделюється перехідний режим, який виникає внаслідок відмови обраного елемента з підмножини елементів M_2 , визна-

чається факт настання або ненастання події з множини N_1 .

16. У випадку, якщо відмова обраного елемента спричиняє роботу пристрою СПА з множини L , або настання події з множини T , то, за визначеною в п. 9 відповідною функцією $Q(t)$, розраховується імовірність знаходження пристрою в момент часу M_2 в непрацездатному стані $Q(t_B)$.

17. За допомогою ГВЧ визначається значення імовірності $p(t_{HC})$ за якої відбудеться перехід обраного пристрою СПА в непрацездатний стан.



18. Якщо отримане значення $p(t_{HC}) \in [0; Q(t_B)]$, то пристрій СПА в момент часу відмови силового елемента знаходиться в непрацездатному стані, оскільки прихована відмова пристрою РЗ відбулась раніше: $t_{HC} \leq t_B$. Якщо $p(t_{HC}) \in (Q(t_B); 1]$, то пристрій СПА в момент часу відмови силового елемента знаходиться в працездатному стані, оскільки до моменту часу t_B прихована відмова не відбулась.

19. В залежності від результату, отриманого в п.18, моделюється спрацювання або неспрацювання відповідного пристрою СПА під час розвитку аварійної ситуації в ЕЕС.

20. В разі настання події з множини N_1 за допомогою ГВЧ визначається час перерви у живленні на інтервалі часу $[T_{min}; T_{max}]$, де T_{min} – мінімальний час ліквідації аварійної ситуації, а T_{max} – максимальний час ліквідації аварійної ситуації.

21. Визначаються збитки від недовідпуску електроенергії за виразом:

$$D_j = \tau \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m P_{спожij} W_j, \quad (8)$$

де τ – час перерви у живленні, $P_{спожij}$ – доля споживання споживача j -ї групи у i -у вузлі, W_j – питомі збитки від перерви живлення споживачів j -ї групи.

22. Пункти 10–21 алгоритму виконуються k разів.

23. З отриманої множини перехідних режимів ЕЕС K виділяється підмножина режимів K_1 у яких за результатами моделювання відбувається подія з підмножини N_1 .

24. Визначається імовірність виникнення аварії в ЕЕС за відмови силового або комутаційного обладнання з урахуванням системної протиаварійної автоматики як $p = k_1/k$.

25. Визначається середнє значення збитку D

від виникнення системних аварій в ЕЕС за виразом:

$$D = \sum_{i=1}^{k_1} D_i / k_1, \quad (9)$$

26. Визначається ризик виникнення системної аварії в ЕЕС як $R = p \cdot D$.

За розробленим алгоритмом нечітко-статистичного підходу до оцінки рівня збитків при виникненні аварії в ЕЕС можливо визначати значення збитків як в ЕЕС в цілому так і у її окремих вузлах з урахуванням дольового складу навантаження та імовірнісного характеру відмов обладнання та розвитку аварії на інтервалі часу. Також за цим підходом визначається ризик виникнення аварійної ситуації в ЕЕС, який є найбільш інформативним показником при прийнятті рішень щодо подальшої експлуатації енергосистеми та управління її режимами.

Приклад. В 14-вузловій схемі ЕЕС (Рис. 1), що містить 4 електростанції (АЕС, ГЕС та дві ТЕС) необхідно оцінити збитки та ризик від порушення динамічної стійкості при відмовах силового та комутаційного обладнання за умови дії пристроїв СПА.

Номинальні потужності генераторів, що входять у вузлах 14-вузлової схеми ЕЕС, представлені в Табл. 1.

Діапазони зміни потужності споживачів у вузлах 14-вузлової схеми та відсотковий склад споживачів (згідно до [16]) приведено в Табл. 2, 3.

Питомі збитки від перерви живлення груп споживачів, наявних у вузлах навантаження ЕЕС визначаються за даними [13], та представлені в Табл. 4.

Тривалість перерви живлення визначається на статистичному інтервалі часу ліквідації аварії та відновлення електропостачання споживачів за допомогою ГВЧ.

За запропонованим вище підходом до визначення збитків та ризику виникнення аварії в ЕЕС проведено 100 реалізацій алгоритму імовірнісно-статистичного моделювання. Результати приведені в Табл. 5.

За результатами проведеного імовірнісно-статистичного моделювання порушення динамічної стійкості у 14-вузловій схемі ЕЕС отримано наступні дані:

- загальна кількість реалізацій ІСМ: $k = 100$;
- кількість реалізацій ІСМ з виникненням аварії: $k_1 = 6$;
- технічний ризик (імовірність виникнення аварії): $p = k_1/k = 6/100 = 0,06$;

Таблиця 1. Потужності генераторів ЕЕС

Вузол	Тип станції	$P_{ном}$, МВт
1	ГЕС	400
3	ТЕС	300
201	АЕС	1000
203	ТЕС	800

Таблиця 2. Потужності у вузлах навантаження

Вузол	$P_{навант}$, МВт	$Q_{навант}$, МВАр
4	[860;1060]	[450;550]
6	[540;660]	[180;220]
100	[585;715]	[380;470]
202	[900;1100]	[580;720]



Таблиця 3. Відсотковий склад споживачів у вузлах навантаження

Вузол	Промислові споживачі	Комунально-побутові споживачі	Сільсько-господарські споживачі	Транспорт	Населення	Інше
	%					
4	42	13	3	6	30	6
6	40	14	5	5	32	4
100	45	11	4	6	31	3
202	39	15	5	4	33	4

Таблиця 4. Питомі збитки від перерви у електропостачанні споживачів

Промислові споживачі	Комунально-побутові споживачі	Сільсько-господарські споживачі	Транспорт	Населення	Інше
грн./кВт·год					
27	122	7	8	15	1

Таблиця 5. Результати імовірно-статистичного моделювання

№	Напруга у вузлі №101, в.о.	Навантаження у вузлах ЕЕС, МВт				Елемент ЕЕС, що відмовив	Елемент СПА, що відмовив	Порушення динамічної стійкості	Час ліквідації аварії [0...48] год	Недовідпуск електроенергії, кВт*год	Збитки, грн
		№4	№6	№100	№202						
1	0,97	973	576	700	1011	-	-	нема			
2	0,98	919	633	702	1016	Л15-8	-	нема			
3	0,96	983	649	615	1011	-	-	нема			
4	0,95	1037	565	611	998	Т5-6	АВГ1	нема			
5	0,98	860	544	657	1089	Т2-4	-	нема			
6	1,03	1008	658	678	1023	-	-	нема			
7	0,98	870	621	681	1037	-	-	нема			
8	0,97	899	578	678	960	-	-	нема			
9	0,97	970	650	702	916	Л15-8	АРГ201	Є	8	25904000	852750880
...											
100	1,04	988	637	665	964	Л100-202		нема			
Середні значення										67637333	2231180757

- недовідпуск електроенергії:

$$\Delta W = 67\ 637\ 333 \text{ кВт·год};$$

- збитки від аварії: $D = 2\ 231\ 180\ 757$ грн;

- економічний ризик:

$$R = p \cdot D = 0,06 \cdot 2231180757 = 133870845.$$

Отримані значення збитків, технічного та економічного ризиків дозволяють приймати ефективні рішення щодо управління ЕЕС та розробляти заходи по зниженню величини ризику виникнення аварійної ситуації враховуючи як його технічну так і економічну складову.

Висновки. Розроблений в роботі імовірно-статистичний підхід до оцінювання збитків та ризику виникнення аварійної ситуації в ЕЕС враховує імовірнісний характер виникнення аварійної ситуації, технічний стан обладнання ЕЕС, дольовий склад споживачів у вузлі навантаження

та його випадковість на момент виникнення аварійної ситуації.

Запропонований підхід та алгоритм, що його реалізує, можна ефективно використовувати в задачах ризик-орієнтованого управління, оскільки він дає можливість враховувати як технічні так і фінансові складові збитків від виникнення системної аварії і, як наслідок, приймати обґрунтовані рішення щодо зниження імовірності та/або фінансової складової ризику.

Цей підхід також може бути ефективно використаний при організації превентивного ризик-орієнтованого управління ЕЕС в умовах великої кількості невизначеностей.

ЛІТЕРАТУРА

1. 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.

2. *Літвінов В.В.* Оцінка ризику порушення стійкості двигунового навантаження при відмовах електрообладнання в підсистемі ЕЕС /Літвінов Володимир Валерійович // Автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук: (05.14.02 – електричні станції, мережі та системи). – К., 2012. – 20 с.

3. *Kosterev M.V.* Preventive Risk-Management of Power System for Its Reliability Increasing / M.V. Kosterev, E.I. Bardyk, V.V. Litvinov // WSEAS Transactions on Power Systems. – Volume 10. – 2015. – P. 251-258.

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

5. *Kosterev M.* Development of Fuzzy-Statistical Method of Optimal Resource Allocation Among Technical Departments of an Electric Utility Company / M. Kosterev, V. Litvinov // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies ISSN 1729-3774. – Mathematics and cybernetics applied aspects. – 2016. – №3/4 (81). – P.20-27.

6. *Костерев М.В.* Оцінка впливу зміни технічного стану обладнання електроенергетичної системи на імовірність його відмови на інтервалі часу / М.В. Костерев, В.В. Літвінов, К.А. Кільова // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: «Механіко-технологічні системи та комплекси». – 2017. – № 33. – С. 85-93.

7. *Воропай Н.И.* Оценка надёжности подстанции вероятностным методом / Н.И. Воропай, А.В. Дьяченко // Электрические станции. – 2011. – № 1. – С. 35–41.

8. *Мусин А.Х.* Управление риском возникновения аварий в системах электроснабжения 6–10 кВ городов / А.Х. Мусин // Пром. энергетика. – 1998. – № 11. – С. 26–30.

9. *Handschin E.* Long term optimization for risk-oriented asset management / E. Handschin, I. Jurgens, C. Neumann // 16th Power Systems Computation Conference. – Glasgow, 2008.

10. *Schwan M.* Assessing the impact of maintenance strategies on supply reliability in asset management methods / M. Schwan, K.-H. Weck, M. Roth // CIGRE. – 2004. – Pap. C. 1–108.

11. *Лесных В.В.* Проблемы оценки экономического ущерба, вызванного перерывами в электроснабжении / В.В. Лесных, Т.Б. Тимофеева, В.С. Петров // Экономика региона. – 2017. – Т.13. – Вып. 3. – С. 847-858.

12. *Eassa N.* Assessment of cost related reliability of power systems / N. Eassa // 21th International Conference of Electricity Distribution. – Frankfurt, 2011. – CIGRE. – Pap. 0116.

13. *Непомнящий В.А.* Экономические потери от нарушения электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий. – М.: Изд-во МЭИ, 2010. – 188 с.

14. *Zickler U.* Asset Management in distribution systems considering new knowledge on component reliability and damage costs / U. Zickler, A. Machkin, M. Schwan // 15th Power Systems Computation Conference. – Liege, 2005.

15. *Літвінов В.В.* Дослідження впливу відмов противаварійної автоматики на ризик виникнення аварії в енергосистемі / В.В. Літвінов // Восточно-Европейский журнал передовых технологий ISSN 1729-3774. Энергосберегающие технологии и оборудование. – 2014. – № 6/8 (72). – С. 47-56.

16. *Енергетика України.* Потребление электроэнергии в Украине в 2018 году увеличилось на 2,3%. <http://uaenergy.com.ua/post/31945>

© Літвінов В.В., Костерев М.В., , 2019

