УДК 621.311.1

ПАРАМЕТРИЧЕСКИЙ МЕТОД ОЦЕНКИ ИЗМЕНЕНИЯ РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Канд. техн. наук, доц. КАЛЕНТИОНОК Е. В., инж. ФИЛИПЧИК Ю. Д.

Белорусский национальный технический университет

В последние годы во многих странах интенсивно проводятся работы по обеспечению энергетической безопасности [1–3]. Для определения количественных показателей энергетической безопасности используются различные системы индикаторов. Однако ни в одну из них не включен такой важный индикатор энергетической безопасности, как риск возникновения аварий в энергосистемах. Вместе с тем системные аварии оказывают существенное влияние на безопасность жизнедеятельности человека, социальных систем и технологических процессов. Это связано с тем, что большинство системных аварий заканчивается полным погашением потребителей на огромных территориях. При этом останавливаются производства, системы водоснабжения, лифты, метро, железнодорожный транспорт, перестают работать аэропорты, связь и т. д. Так, при аварии на северо-востоке США и Канады в 2003 г. были погашены потребители мощностью 62000 МВт. Без электроснабжения остались 50 млн чел., проживающих на территории около 24 тыс. км^2. При этом электроснабжение Нью-Йорка было восстановлено только за 24 ч, а время подачи электропитания всем потребителям составило 44 ч. Поэтому система индикаторов энергетической безопасности страны, на наш взгляд, должна включать риск возникновения крупных аварий в энергосистемах.

В общем виде риск возникновения аварий можно оценить по следующей формуле:

$$R_i(t) = \sum_{i=1}^{n} S_i(t) B_i(t), \qquad (1)$$

где $S_i(t)$ – вероятность нахождения системы в состоянии i в момент времени t; $B_i(t)$ – то же нарушения функционирования системы, находящейся в момент времени t в i-м состоянии; n – количество рассматриваемых состояний.

Однако, как показывает анализ современных методов расчета надежности и безопасности энергетических систем [4–6], они не могут быть эффективно использованы для оценки риска возникновения аварий в электроэнергетических системах. Это связано со сложностью структуры, неопределенностью информации по надежности работы элементов энергосистемы, ограничениями по пропускной способности связей между узлами системы, участием человека в управлении энергосистемой. В этом случае возникает вопрос: если не удается непосредственно и количественно рассчитать величину риска возникновения аварии в энергосистеме, то возможно ли проследить тенденцию ее изменения? Ведь это позволило бы дать оценку параметрам, влияющим на риск и целенаправленно воздействовать на них для улучшения происходящих процессов. На наш взгляд, это возможно, если исходить из основных причин возникновения и развития аварий [7]. Анализ крупных системных аварий во многих странах мира показывает, что их возникновение и развитие обусловлено [8]:

- недостатками проектирования энергосистем;
- повреждениями и отказами основного оборудования;
- перегрузкой основных электрических сетей;
- нарушением устойчивости энергосистем;
- недостатками средств управления;
- недостаточной управляемостью электростанций и линий электропередачи в аварийных условиях;
- изменением свойств энергосистемы;
- недостатками эксплуатации энергосистем;
- ошибками обслуживающего и оперативного персонала;
- стихийными воздействиями.

Исходя из основных причин системных аварий, для их предупреждения и прогнозирования предлагается оценивать следующие показатели:

1. Проектные работы:

- выполнение нормативов, в том числе нормативов аварийности электрических сетей, генерирующего оборудования. В настоящее время отсутствуют нормативы аварийности, и при проектировании основное внимание уделяется технико-экономическому анализу;
- использование принципов системного подхода при проектировании объекта $С_п = \frac{С_и}{С_н}$, где $С_и$, $С_н$ – количество используемых и нормативных принципов системного подхода при выполнении проектных работ;
- количество рассмотренных вариантов проектирования $n_в$;
- число экспертных заключений на проектное решение $n_з$.

2. Состояние оборудования:

- уровень износа оборудования $И_{из} = \sum \frac{t_с}{t_н}$, где $t_с$, $t_н$ – действительный и нормативный сроки службы оборудования;
- параметр потока отказа $\omega(t)$;

• время восстановления $t_в$;

• уровень технической диагностики $Д = \frac{Д_с}{Д_т}$, где $Д_с$, $Д_т$ – количество существующих и требуемых средств технической диагностики.

3. Электрические связи, устойчивость энергосистем:

• относительное количество линий, работающих вблизи нормативных значений по условиям устойчивости $К_у = \frac{n}{m}$ и нагреву $К_н = \frac{l}{m}$;

• продолжительность пребывания перетока (тока) в зоне нормируемых значений $T = \frac{t_{н.з}}{t_р}$, где $t_р$, $t_{н.з}$ – время суммарной работы и работы линии вблизи зоны нормируемых значений;

• относительное количество слабых связей $k_с = \frac{c}{m}$, где m – количество всех линий электропередачи; c – число слабых связей;

• максимальное количество отключаемых элементов системы при сохранении динамической устойчивости $n_д$.

4. Управляемость электростанций, линий электропередачи:

• скорость набора мощности на электростанциях $v_р$;

• величина вращающегося резерва мощности $P_в$;

• количество управляемых линий $n_{у.л}$;

• оснащенность электростанций аварийным управлением мощностью турбин $а_у = \frac{n_{иу}}{n_{ту}}$, где $n_{ту}$, $n_{иу}$ – количество требуемых и используемых генераторов с аварийным управлением мощностью турбин.

5. Средства управления:

• наработка на отказ $Т_{от}$;

• оснащенность устройствами противоаварийной автоматики $У_{па} = \frac{У_{им}}{У_т}$ различных типов, где $У_{им}$, $У_т$ – имеющееся и требуемое количество средств противоаварийной автоматики;

• объемы автоматической частотной разгрузки по напряжению $\Delta P_а$, $\Delta P_д$;

• техническая база средств управления $Т_{су} = \frac{Т_{мп}}{Т_\Sigma}$, где $Т_{мп}$, $Т_\Sigma$ – количество микропроцессорных и всех средств противоаварийного управления;

• наличие автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ);

• уровень автоматики предотвращения нарушения устойчивости $У_п = \frac{У_{после}}{У_\Sigma}$, где $У_\Sigma$, $У_{после}$ – количество всех устройств АПНУ и устройств, использующих принцип «после».

6. Эксплуатация:

• текущий ремонт $Т_р = \frac{Т_{рв}}{Т_{рн}}$, где $Т_{рв}$, $Т_{рн}$ – количество выполненных и нормируемых текущих ремонтов;

• капитальный ремонт $Т_к = \frac{Т_{кв}}{Т_{кн}}$, где $Т_{кв}$, $Т_{кн}$ – число выполненных и нормируемых капитальных ремонтов;

• уровень зарплаты $З = \frac{З_д}{З_{ср}}$, где $З_д$, $З_{ср}$ – действительная зарплата в энергетике и средняя зарплата в стране;

• обеспеченность персоналом $П = \frac{П_{пр}}{П_н}$, где $П_н$, $П_р$ – количество нормируемого и работающего персонала;

• стабильность поставок энергоресурсов.

7. Свойства энергосистемы:

• наблюдаемость $Н_с = \frac{И}{И_н}$, где И – число измеряемых параметров в энергосистеме; $И_н$ – необходимое количество измерений для полной наблюдаемости режимов системы;

• число локальных (местных) аварий $N_{ма}$;

• концентрация генерации мощности $К_м = \frac{P_{мс}}{P_{эс}}$, где $P_{мс}$ – установленная мощность самой крупной электростанции в энергосистеме; $Р_{эс}$ – то же энергосистемы;

• сбалансированность режимов (величина экспорта и импорта электроэнергии);

• величина инвестиций $И_{эс}$;

• холодный резерв мощности $P_х$, где $P_х$ – величина холодного резерва мощности;

• коэффициент неравномерности графика нагрузки $К_н = \frac{P_{max}}{P_{min}}$, P_{max} – величина максимума активной мощности в энергосистеме; P_{min} – величина минимума активной мощности в энергосистеме;

• кратность резервирования $К_р = \frac{n-m}{m}$, где n – число цепей основной системообразующей сети; m – то же, необходимых для надежного функционирования.

8. Персонал энергосистемы:

• количество отказов по вине персонала $\omega_п$;

• подготовленность и профессионализм оперативного персонала. Данные показатели определяются согласно методике [9].

Если предварительно рассматриваемые параметры энергосистемы нормализовать, например, используя подходы [10], то риск возникновения аварии можно определить по формуле

$$R = \frac{1}{n}\sum_{q=1}^{n} \lambda_q e_q, \tag{2}$$

где λ_q – весовые коэффициенты; e_q – параметр системы; n – количество параметров системы.

Значения весовых коэффициентов могут приниматься равнозначными или определяются исходя из ряда приоритетов параметров или экспертных оценок. В последнем случае формируется группа экспертов, и каждый эксперт назначает значение весовых коэффициентов параметров. В результате получается матрица экспертных оценок

$$\Lambda = \begin{vmatrix} \lambda_{11}\ \lambda_{12} \ldots \lambda_{1k} \ldots \lambda_{1N} \\ . \quad . \quad . \quad \ldots . \\ \lambda_{q1}\ \lambda_{q2} \ldots \lambda_{qk} \ldots \lambda_{qN} \\ . \quad . \quad \ldots . \quad . \\ \lambda_{n1}\ \lambda_{n2} \ldots \lambda_{nk} \ldots \lambda_{nN} \end{vmatrix}, \tag{3}$$

где λ_{qk} – значение весового коэффициента q-го параметра, предложенное k-м экспертом; N – количество экспертов.

Затем определяется среднее значение весового коэффициента для каждого параметра по элементам строк матрицы (3)

$$\lambda_q = \frac{1}{N}\sum_{k=1}^{N} \lambda_{qk}. \tag{4}$$

Если эксперты значительно отличаются друг от друга квалификацией, опытом и т. п., то в этих условиях могут быть введены коэффициенты компетентности или выполнено согласование отдельных весовых коэффициентов параметров с экспертами.

В качестве примера расчета изменения величины риска возникновения аварии в одной из энергосистем выберем 17 наиболее информационных и доступных показателей:

1. Отказы на основных электростанциях.
2. Износ оборудования электростанций (выработан технический ресурс).
3. Отказы из-за старения оборудования электростанций.
4. Износ системообразующих трансформаторов и автотрансформаторов 220–330 кВ.
5. Отказы на подстанциях 110–750 кВ.
6. Неисправности выключателей 110–750 кВ.
7. Неправильная работа устройств релейной защиты и автоматики.
8. Удельная повреждаемость линий электропередачи 110–750 кВ.
9. Отказы по вине персонала.
10. Среднее время отыскания и устранения повреждений в электрических сетях.
11. Объем капитального ремонта ВЛ 110–750 кВ.

12. Количество персонала электрических сетей.
13. Импорт электроэнергии.
14. Количество локальных (местных) аварий.
15. Величина электропотребления.
16. Максимум нагрузки энергосистемы.
17. Установленная мощность электростанций.

Поскольку показатели функционирования электроэнергетической системы имеют различные единицы измерения, необходимо осуществить нормализацию параметров, т. е. приведение их численных значений к безразмерному виду. Численные значения нормализованных показателей представлены в табл. 1.

Таблица 1

Нормализованные показатели функционирования системы

№ п/п	Наименование показателя	Год				
		2001	2002	2003	2004	2005
1	Отказы на основных электростанциях	1	0,97	1,066	0,69	0,791
2	Износ оборудования электростанций	1	1,063	1,146	1,187	1,292
3	Отказы из-за старения оборудования электростанций	1	1,119	1,262	1,452	1,476
4	Износ трансформаторов и автотрансформаторов	1	1,226	1,29	1,323	1,516
5	Отказы на подстанциях	1	0,674	0,796	0,807	0,657
6	Неисправности выключателей	1	0,529	0,706	1	0,647
7	Неправильная работа устройств РЗА	1	0,857	1,143	0,619	0,857
8	Удельная повреждаемость линий электропередачи	1	0,806	0,745	0,806	0,642
9	Отказы по вине персонала	1	0,769	0,667	0,436	0,513
10	Среднее время отыскания и устранения повреждений	1	1,475	1,3	1,775	1,55
11	Объем капитального ремонта	1	0,889	0,576	0,807	0,781
12	Количество персонала электрических сетей	1	1,124	1,127	1,133	1,108
13	Величина импорта электроэнергии	1	0,819	0,916	0,494	0,59
14	Количество локальных аварий	0	0	0	1	0
15	Величина электропотребления	1	0,986	0,997	1,027	1,045
16	Максимум нагрузки энергосистемы	1	0,982	0,958	0,967	1,015
17	Установленная мощность энергосистемы	1	1,002	1,004	1,007	1,009

Данные параметры получены на основе сведений об оборудовании; отчетов о работе устройств релейной защиты и электроавтоматики; справок о техническом состоянии электрических сетей и работе линий электропередачи 35–750 кВ; анализа аварийных отключений и повреждений ВЛ 35–750 кВ; сведений по капитальному ремонту и мероприятиям по по-

вышению надежности ВЛ 35–750 кВ, основных объемных показателей установленного оборудования и данных по нарушениям в работе оборудования электростанций, электрических и тепловых сетей. В табл. 2 приведены значения весовых коэффициентов, установленные экспертами. Результаты расчетов представлены на рис. 1 в виде графических зависимостей изменения величины риска возникновения аварии в энергосистеме.

Таблица 2

Значения весовых коэффициентов, данных экспертами

Номер показателя	Номер эксперта								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	1	0,9	1		0,9	1	0,9	1
2	0,5	1	0,75	0,85	0,6	0,9	0,8	0,5	1
3	0,4	1	0,75	0,6	0,8	0,6	0,8	0,5	0,8
4	0,3	1	0,8	0,85	0,6	0,8	0,7	0,3	1
5	0,4	1	0,9	0,7	0,8	0,8	0,8	0,5	1
6	0,4	0,7	0,6	0,5	0,7	0,5	1	0,3	0,8
7	0,35	1	0,75	0,5	1	0,7	0,8	0,7	0,9
8	0,4	0,7	0,5	0,6	0,8	0,5	0,6	0,4	0,7
9	0,1	1	0,3	0,2	0,7	0,3	0,6	0,2	0,6
10	0,1	0,5	0,1	0,25	0,3	0,4	0,6	0,25	0,4
11	0,3	1	0,5	0,6	0,3	0,5	0,2	0,1	0,5
12	0,2	0,5	0,1	0,15	0,2	0,3	0,3	0,1	0,5
13	0,4	0,8	0,5	0,65	0,7	0,5	0,3	0,5	0,7
14	0,2	1	0,6	0,7	0,3	0,7	0,5	0,5	0,8
15	0,5	0,8	0,5	0,6	0,5	0,7	0,5	0,5	0,8
16	0,7	0,8	0,7	0,6	0,6	0,7	0,5	0,6	0,8
17	1	0,8	0,7	0,8	0,6	0,8	0,5	0,2	0,8

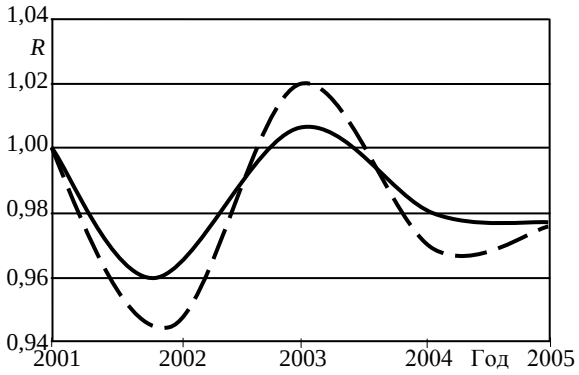

Рис. 1. Изменение величины риска возникновения аварии в энергосистеме: ——– при равнозначности весовых коэффициентов; — — — – при значении весовых коэффициентов, установленных методом экспертных оценок

В Ы В О Д Ы

1. Предложенный параметрический метод позволяет количественно оценить тенденцию изменения риска возникновения аварии в энергосистеме и определить негативно влияющие на нее параметры. Это дает возможность целенаправленно разрабатывать комплекс эффективных технико-

экономических решений по повышению безопасности функционирования энергосистемы.

2. С использованием разработанной методики выполнена количественная оценка риска аварии на основе 17 показателей энергосистемы. С помощью расчетов установлено, что в 2001–2005 гг. величина риска возникновения аварии в энергосистеме колебалась около среднего значения, несмотря на увеличение износа оборудования электростанций и подстанций, увеличения доли отказов из-за его старения. Это объясняется увеличением капитальных ремонтов, снижением повреждаемости линий электропередачи и отказов по вине персонала.

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетическая безопасность России / В. В. Бушуев [и др.]. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1998. – 302 с.

2. Национальная безопасность Республики Беларусь. – Минск: ИООО «Право и экономика», 2003. – 562 с.

3. Анализ состояния энергетического комплекса Республики Молдова и пути обеспечения энергетической безопасности / В. М. Постолатий [и др.]. – Кишинев: Штиинца, 2001. – 170 с.

4. Руденко, Ю. Н. Надежность и безопасность энергетических систем / Ю. Н. Руденко // Энергетика и транспорт. – 1991. – № 6. – С. 44–45.

5. Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем / В. Г. Китушин. – М.: Высш. шк., 1984. – 256 с.

6. Беллингтон, Р. Оценка надежности электроэнергетических систем / Р. Беллингтон, Р. Алан. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.

7. Калентионок, Е. В. О предупреждении аварий в энергосистемах / Е. В. Калентионок // Методические вопросы исследования надежности больших системы энергетики. Вып. 55. Методические и практические задачи надежности систем энергетики. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005. – С. 75–79.

8. Филипчик, Ю. Д. Крупные системные аварии. Причины их возникновения и развития / Ю. Д. Филипчик, Е. В. Калентионок // Энергетика и ТЭК. – 2007. – № 5. – С. 44–47.

9. Калентионок, Е. В. Оперативное управление в энергосистемах / Е. В. Калентионок, В. Г. Прокопенко, В. Т. Федин. – Минск: Вышэйш. шк., 2007. – 351 с.

10. Федин, В. Т. Принятие решений при проектировании развития электроэнергетических систем / В. Т. Федин. – Минск: УП «Технопринт», 2000. – 105 с.

Представлена кафедрой
электрических систем

Поступила 5.05.2007