

Оценка режимной надежности электроэнергетических систем на основе метода Монте-Карло

ДОМЫШЕВ А.В., КРУПЕНЕВ Д.С.

Рассматривается проблема оценки режимной надежности электроэнергетических систем (ЭЭС). Предлагается методика оценки режимной надежности с использованием метода Монте-Карло для формирования списка вероятных состояний электроэнергетической системы. Предложен алгоритм оценки режимной надежности, использующий параллельные вычисления. Для учета нерегулярных колебаний нагрузки потребителей используется нормальное распределение отклонений нагрузки. Для каждого полученного состояния ЭЭС проверяется его допустимость с точки зрения режима, а именно, проверяется возможность его существования, устойчивость и возможность динамического перехода. В результате оценки режимной надежности предлагается определять следующие показатели: вероятность безотказной (бездефицитной) работы потребителей электроэнергии, математическое ожидание дефицита мощности потребителей, двойственные оценки режимных параметров. Предложенная методика реализована в программном комплексе АНАРЭС. Показано сравнение предложенной методики с анализом надежности по критерию N-1.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, режимы, оценка надежности, метод Монте-Карло, нормальное распределение, экспоненциальное распределение

Режимная надежность электроэнергетических систем (ЭЭС) — это способность ЭЭС при определенных условиях противостоять внезапным возмущениям, таким как короткие замыкания, непредвиденные потери крупных элементов энергосистемы, каскадные отказы работоспособности и др. [1]. Оценка режимной надежности ЭЭС имеет важное, а иногда и критическое значение при управлении режимом ЭЭС в случае нештатных ситуаций и работы ЭЭС в утяжеленных режимах.

В современных условиях функционирования отечественной Единой электроэнергетической системы (ЕЭС) вопросы режимной надежности становятся все более актуальными по ряду причин, из которых выделим две.

1. *Высокая зависимость потребителей от бесперебойного снабжения электроэнергией.* Наряду с промышленными и социально значимыми потребителями, которые предъявляют высокие требования к обеспечению надежности электроснабжения, в современном коммунально-бытовом секторе требования к надежности электроснабжения существенно возросли из-за широкого распространения дорогостоящей электронной аппаратуры и других причин.

2. *Износ основных фондов ЭЭС.* Данное явление приводит к повышенной аварийности энергооборудования на электростанциях и в сетевом комплексе ЭЭС.

Практика использования программно-вычислительных комплексов (ПВК) оценки режимной надежности ЭЭС на предприятиях производственного комплекса (генерирующие и сетевые компании, диспетчерское управление и др.) в российской

и иностранных ЭЭС различна. Несмотря на то, что данные ПВК получили развитие в течение последних 20 лет, в отечественной электроэнергетике их использование имеет слабо выраженный характер. Не существует каких-либо стандартов или правил по использованию ПВК, так как в это время отечественная электроэнергетика переживала кризисный и переходный периоды. В ряде зарубежных ЭЭС является обязательным моделирование вероятных отказов и оценка установившихся послеаварийных режимов [2].

Самым распространенным критерием при анализе режимной надежности ЭЭС является детерминированный критерий $n-i$ [2, 3]. Трактовка данного критерия заключается в способности ЭЭС сохранять в допустимых пределах режимные параметры при выходе из строя любых i элементов с учетом действия противоаварийной автоматики. В основном i принимается равным единице, т.е. ЭЭС должна сохранить все режимные параметры в пределах нормы при выходе любого одного элемента, но в особых случаях i может принимать и более высокие значения. При применении критерия $n-i$ одним из широко применяемых показателей режимной надежности ЭЭС является *риск отказа элементов ЭЭС* [4]. Данный показатель определяется как произведение вероятности отказа элемента ЭЭС (взятой из статистической информации) на размер убытков, возникших в результате отказа рассматриваемого элемента ЭЭС. Современные информационные и вычислительные технологии, а особенно технологии параллельных вычислений, дают возможность существенно повышать скорость

вычислений, а следовательно и появляется возможность эффективного применения вероятностных критериев при оценке режимной надёжности ЭЭС.

Методика оценки режимной надёжности ЭЭС.

Задачу оценки режимной надёжности сформулируем следующим образом: для рассматриваемой ЭЭС необходимо определить потенциально опасные (узкие, слабые) места (элементы) в результате отказов электроэнергетического оборудования и колебаний нагрузки, слабость которых может привести к нарушениям электроснабжения потребителей, а также развитию системных аварий с учетом действия противоаварийной автоматики. Также необходимым условием является проведение вычислений за ограниченное время.

В общем виде предлагаемая методика оценки режимной надёжности ЭЭС состоит из следующих основных этапов:

1) формирование расчетной схемы (модели) ЭЭС;

2) формирование списка возможных возмущений (состояний) ЭЭС;

3) анализ режимов сформированных состояний ЭЭС;

4) анализ чувствительности сети на возмущение и формирование дополнительных возмущений;

5) вычисление показателей режимной надёжности ЭЭС.

На рис. 1 представлена укрупнённая структурная схема алгоритма рассматриваемой методики оценки режимной надёжности ЭЭС.

Далее рассмотрим более подробно каждый этап представленной методики.

Формирование расчетной модели ЭЭС. Расчетная модель ЭЭС формируется на основе имеющегося в энергосистемах описания оборудования. В настоящее время активно развивается технология CIM [5], с помощью которой можно достаточно полно описать основное оборудование ЭЭС для задачи анализа режимной надёжности.

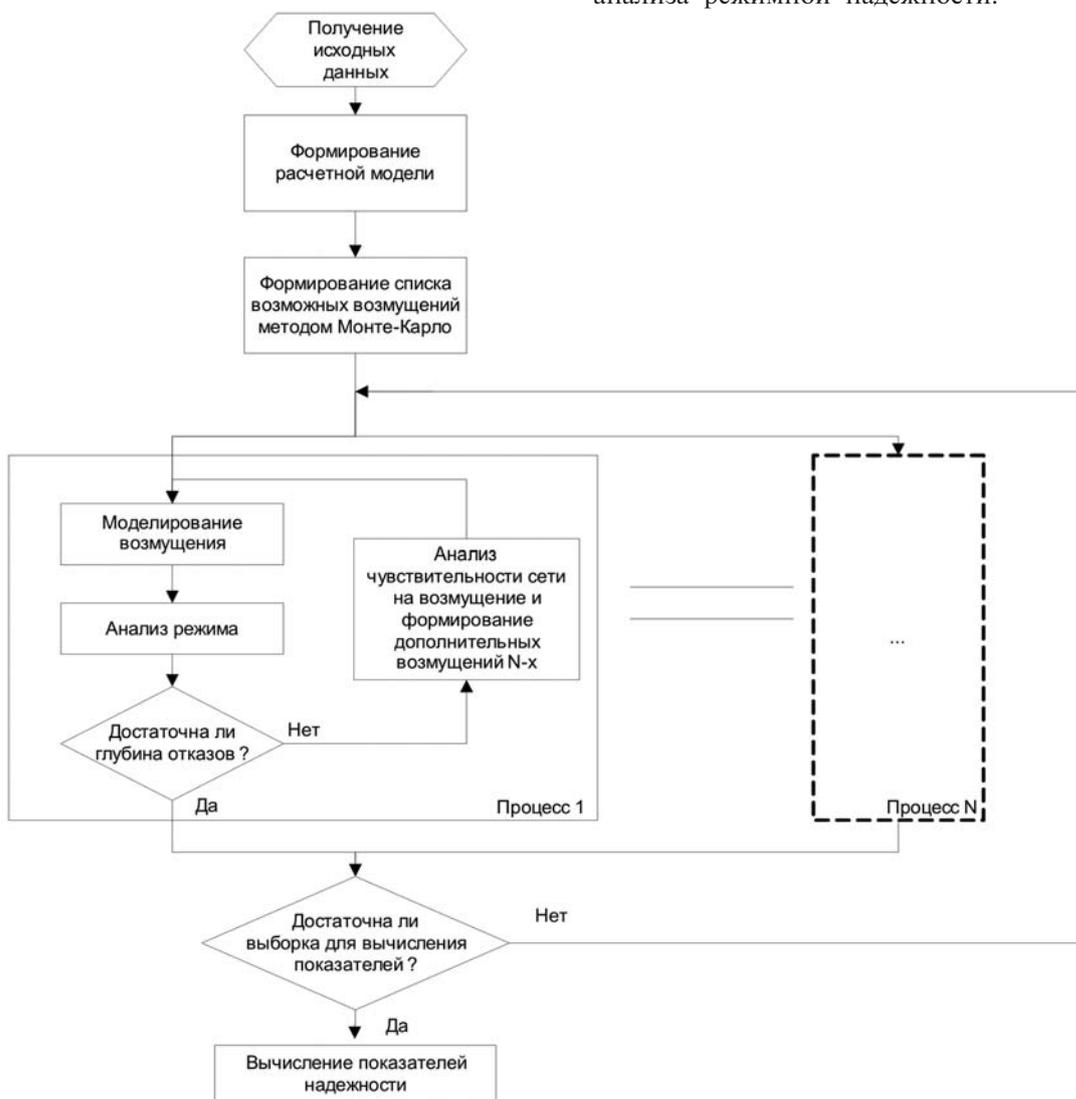


Рис. 1. Укрупнённая структурная схема алгоритма оценки режимной надёжности ЭЭС

В задачах моделирования ЭЭС используется модель «узлы/ветви», для получения которой на основе полных данных о сети используется топологический процессор, обеспечивающий путем анализа топологии соединения оборудования сети, упрощенные модели без потери точности за счет исключения связей с нулевым или близким к нулю сопротивлением.

Исходная (полная) оперативная схема ЭЭС формируется до использования программного комплекса оценки режимной надежности ЭЭС. В оперативном режиме на основе измерений от системы SCADA или WAMS и оценивания состояния формируются исходные данные по текущему режиму ЭЭС.

Данные по аварийности оборудования собираются в базу данных, характерную для рассматриваемой ЭЭС, и обрабатываются для использования в модели оценки режимной надежности.

Формирование списка расчетных состояний ЭЭС.

Для формирования расчетных состояний воспользуемся методом статистических испытаний (метод Монте-Карло), хорошо зарекомендовавшим себя при оценке балансовой надежности ЭЭС [2, 6]. Применение данного метода в оперативных расчетах было затруднительно из-за необходимости расчета большого числа состояний ЭЭС, для расчета которых необходимы значительные вычислительные и временные ресурсы. На сегодняшний день данное ограничение можно снять вследствие развития вычислительной техники и процедур распараллеливания вычислений.

При моделировании состояний электроэнергетическую систему условно разделим на три составляющие: генерация, передача и потребление электроэнергии. Для вычисления системных показателей необходимо определить техническое состояние каждой составляющей ЭЭС.

При моделировании генерации электроэнергии для удобства моделирования рационально полную схему электрических станций или агрегатов представить эквивалентной схемой для расчета надежности. Эквивалентирование выполняется топологическим процессором. Также необходимо иметь в виду и имеющуюся статистическую информацию по аварийности оборудования электростанций. Таким образом, в итоговой схеме непосредственно представлены генераторы электроэнергии, установленные на электростанциях, в статистических показателях аварийности которых учтены процессы, проходящие на всей станции.

Располагаемая мощность (результат моделирования) m -го генерирующего агрегата в i -м расчетном состоянии (испытании) определяется следующим образом:

$$P_{m_i}^{\text{ген}} = \begin{cases} 0, & \text{если } q_{m_i}^{\text{деф}} < q_{c_m}; \\ P_{m_i}^{\text{ген}}, & \text{если } q_{m_i}^{\text{деф}} \geq q_{c_m}, \end{cases} \quad (1)$$

где $P_{m_i}^{\text{ген}}$ – фактическая располагаемая мощность генерирующего агрегата, МВт; $q_{m_i}^{\text{деф}}$ – полученная в результате разыгрывания по методу Монте-Карло вероятность отказа m -го генерирующего агрегата; q_{c_m} – статистическая вероятность отказа m -го генерирующего агрегата.

Моделирование надежности элементов сетевой части будет аналогичным моделированию генерирующих агрегатов с использованием метода Монте-Карло. Каждый элемент сети имеет свою статистику отказов, и при моделировании режимной надежности данная статистика должна использоваться. Элементами будет являться оборудование, представленное в виде ветвей в эквивалентной схеме для расчета надежности (линии электропередачи, трансформаторы, реакторы и т.д.). Коммутационные аппараты и вероятность их отказа эквивалентруются топологическим процессором. Таким образом, вероятность отказа эквивалентной ветви содержит в себе вероятность отказа основного элемента сети (например, линии электропередачи) и вероятности отказа коммутационных элементов, его ограничивающих. На примере линии покажем процедуру моделирования состояния сетевых элементов. Пропускная способность (результат моделирования) n -й линии электропередачи в i -м расчетном состоянии определяется следующим образом:

$$P_{n_i}^{\text{сеть}} = \begin{cases} 0, & \text{если } q_{n_i}^{\text{деф}} < q_{c_n}; \\ P_{n_i}^{\text{сеть}}, & \text{если } q_{n_i}^{\text{деф}} \geq q_{c_n}, \end{cases} \quad (2)$$

где $P_{n_i}^{\text{сеть}}$ – фактическая пропускная способность линии электропередачи, МВт; $q_{n_i}^{\text{деф}}$ – полученная в результате разыгрывания по методу Монте-Карло вероятность отказа n -й линии электропередачи; q_{c_n} – статистическая вероятность отказа n -й линии электропередачи.

Для учета нерегулярных (случайных) колебаний нагрузки задается функция нормального закона распределения:

$$f(x) = \frac{1}{s\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-m)^2}{2s^2}}, \quad (3)$$

где s – среднеквадратическое отклонение нормального распределения; m – математическое ожидание нагрузки потребителей.

Далее, используя метод Монте-Карло, проводится разыгрывание случайных отклонений нагрузок для каждого расчетного состояния.

В случае наличия в ЭЭС крупных потребителей со свойственными им внезапными включениями и отключениями крупной нагрузки (относительно мощности ЭЭС) необходимо моделирование данных ситуаций с использованием метода Монте-Карло аналогично моделированию отключения генерации (1).

Статистическая вероятность отказа элемента оборудования в момент времени t определяется по следующему выражению [7]:

$$q_c(t) = 1 - e^{-\lambda t}, \quad (4)$$

где λ – статистическая интенсивность отказа рассматриваемого элемента ЭЭС, 1/год; t – время работы элемента от ввода в работу до момента оценки режимной надёжности, ч.

Анализ режима сформированных состояний ЭЭС.

Для каждого полученного аварийного состояния проверяется его допустимость с точки зрения режима, а именно, проверяется возможность его существования, устойчивость и возможность динамического перехода в послеаварийный режим.

Так как сформированные состояния ЭЭС могут рассчитываться независимо, то возможно применить «распараллеливание» расчетов, которое возможно как на одном вычислительном узле (кластере), так и в локальной вычислительной сети. Между узлами достаточно редко надо передавать исходные данные. Оперативно требуется передавать только задание на расчет и собрать результаты расчета: допустим ли режим и если нет, то по какому критерию.

По следующим критериям определяется допустим режим или нет:

существование режима (определяется сходимостью установившегося режима (УР));

нахождение параметров режима в допустимых диапазонах (напряжения, токи);

статическая устойчивость режима;

динамическая устойчивость перехода в послеаварийный режим.

Статическая устойчивость режима определяется анализом корней характеристического уравнения или методом утяжеления. Анализ статической устойчивости возможно проводить методом, основанным на анализе корней характеристического уравнения, который требует наличия точных данных по элементам сети, но в случае отсутствия точных данных по элементам сети анализ проводится методом утяжеления.

Кроме того, метод утяжеления может быть оптимизирован для анализа надежности таким обра-

зом, что начальным режимом для каждого аварийного события может быть наиболее близкий к нему устойчивый режим из уже просчитанных. Траектория утяжеления при этом определяется отличиями анализируемых аварийных ситуаций.

Переходный процесс моделируется при отключении элементов сети, если послеаварийный установившийся режим устойчив. Дополнительным критерием является близость к границе устойчивости, полученная на предыдущем шаге. Также возможен анализ динамической устойчивости приближенными методами, например [8–14].

Для анализа динамической устойчивости возможно задание типовых моделей машин и регуляторов в зависимости от мощности и типа станции (ГЭС, ТЭЦ). Такое задание допустимо для анализа надежности, так как точные параметры для всей энергосистемы не всегда известны.

Для обеспечения устойчивости ЭЭС особенно в российских энергосистемах большую роль играет противоваарийная автоматика. В современных условиях эта тенденция усиливается в связи с внедрением новых устройств управления передачей электрической энергии, таких как FACTS. Надёжность работы данных устройств необходимо учитывать при анализе режимной надежности.

При моделировании режимов ЭЭС противоваарийную автоматику (ПАА) предлагается учитывать в виде обобщенных (идеальных) алгоритмов ПАА, задаваемых на интерпретируемом языке программирования. При аварийных событиях учитывается срабатывание ПАА и тем самым – обеспечение устойчивости ЭЭС с учетом действия ПАА.

Также при формировании списка возможных аварийных событий необходимо учитывать возможность отказа ПАА. Причем, вероятность отказа ПАА в целом достаточно низкая. Более вероятен отказ выдачи единичного управляющего воздействия, например часть нагрузки, заведенная под отключение, остается включенной [15].

Нахождение границы допустимой области режимов ЭЭС, определяемой ограничениями по режимной надежности, может выполняться с использованием оценки функции Ляпунова [16–18], однако получаемые оценки для сложных ЭЭС оказываются обычно далекими от необходимых и достаточных. Более точный, но локальный подход заключается в последовательном утяжелении режима [19 и др.], однако возникает проблема выбора пути утяжеления, которую во многом удается решить за счет определения слабых сечений схемы как направлений утяжеления режима. Полученная модель границы допустимой области режимов ЭЭС может быть аппроксимирована некоторой гиперповерхностью [20, 21].

Границы допустимой области предлагается также определять оптимизационными методами, зная свободные параметры режима, определяющие состояние системы [22]. Для поиска ближайшей точки S_k на границе допустимой области по отношению к исходной точке S_0 (в которой режим допустим) необходимо решить оптимизационную задачу:

$$f = |S_k - S_0|_{\text{®}} \min, \quad (5)$$

где S – множество свободных параметров режима ЭЭС.

На каждом шаге уменьшения целевой функции в процессе оптимизации можно определять частные производные собственных значений системы по свободным параметрам. Таким образом, можно оценивать чувствительность собственных значений и определять наиболее быстро приближающиеся из них к границе допустимой области.

Анализ чувствительности сети к возмущениям и формирование дополнительных возмущений. На каждом цикле расчета по методу Монте-Карло проводится контроль близости параметров режима по каждому элементу к допустимым границам. Близость к границе может быть задана эмпирически, так как точность задания границ чувствительности влияет только на требуемое число разыгрывания состояний по методу Монте-Карло. Если при расчете выявлено нарушение границы в каком-либо элементе, то отключается элемент с максимальным отклонением от допустимого диапазона и проводится дополнительный расчет N -х. При этом контролируется максимальное число одновременно отключенных элементов.

Вычисление показателей режимной надёжности ЭЭС. При оценке режимной надёжности ЭЭС методом статистических испытаний могут быть получены следующие показатели режимной надёжности.

Вероятность безотказной (бездефицитной) работы потребителей электроэнергии:

$$P_j^{\text{брп}} = 1 - \frac{1}{n_{\text{сум}}} \mathop{\text{â}}_{i=1}^m q_{ij}^{\text{деф}}, \quad j = \overline{1, J}, \quad (6)$$

где $n_{\text{сум}}$ – суммарное число испытаний (разыгрывание состояний) ЭЭС; $q_{ij}^{\text{деф}}$ – вероятность дефицита мощности в i -м испытании в j -м узле:

$$q_{ij}^{\text{деф}} = \begin{cases} 1, & \text{если } DN_{ij} > 0; \\ 0, & \text{если } DN_{ij} = 0, \end{cases} \quad (7)$$

где DN_{ij} – дефицит мощности в j -м узле в i -м испытании, МВт.

Математическое ожидание (м.о.) дефицита мощности у потребителей:

$$DN_j^{\text{деф}} = \frac{1}{n_{\text{сум}}} \mathop{\text{â}}_{i=1}^m DN_{ij}, \quad j = \overline{1, J}. \quad (8)$$

Двойственные оценки (вероятность выхода на границу) режимных параметров ЭЭС. В качестве режимных параметров используем коэффициент запаса устойчивости по активной мощности и по напряжению [23].

1. *Вероятность нарушения коэффициента запаса устойчивости по активной мощности:*

$$P_j^{\text{уам}} = 1 - \frac{1}{q_{\text{сум}}} \mathop{\text{â}}_{i=1}^m q_{ij}^{\text{уам}}, \quad (9)$$

где $q_{ij}^{\text{уам}}$ – вероятность нахождения коэффициента запаса устойчивости по активной мощности в границах допустимых (нормируемых) значений j -й линии электропередачи в i -м испытании:

$$q_{ij}^{\text{уам}} = \begin{cases} 1, & \text{если } K_{ij}^{\text{уам}} \geq K_{\text{нор}}^{\text{уам}}; \\ 0, & \text{если } K_{ij}^{\text{уам}} < K_{\text{нор}}^{\text{уам}}, \end{cases} \quad (10)$$

где $K_{ij}^{\text{уам}}$ – коэффициент запаса устойчивости по активной мощности в j -й линии электропередачи в i -м испытании; $K_{\text{нор}}^{\text{уам}}$ – принятый норматив коэффициента запаса устойчивости по активной мощности из [23].

2. *Вероятность нарушения коэффициента запаса по напряжению в узлах ЭЭС:*

$$P_j^{\text{ун}} = 1 - \frac{1}{n_{\text{сум}}} \mathop{\text{â}}_{i=1}^m q_{ij}^{\text{ун}}, \quad j = \overline{1, J}, \quad (11)$$

где $q_{ij}^{\text{ун}}$ – вероятность нахождения коэффициента запаса по напряжению в границах допустимых (нормируемых) значений в j -м узле в i -м испытании:

$$q_{ij}^{\text{ун}} = \begin{cases} 1, & \text{если } K_{ij}^{\text{ун}} \geq K_{\text{нор}}^{\text{ун}}; \\ 0, & \text{если } K_{ij}^{\text{ун}} < K_{\text{нор}}^{\text{ун}}, \end{cases} \quad (12)$$

где $K_{ij}^{\text{ун}}$ – коэффициент запаса устойчивости по напряжению в j -м узле в i -м испытании; $K_{\text{нор}}^{\text{ун}}$ – принятый норматив коэффициента запаса устойчивости по напряжению [23].

3. *Вероятность превышения максимально допустимого перетока мощности в контролируемом сечении:*

$$P_j^{\text{ппм}} = \frac{1}{n_{\text{сум}}} \mathop{\text{â}}_{i=1}^m q_{ij}^{\text{ппм}}, \quad (13)$$

где $q_{ij}^{\text{ппм}}$ – вероятность превышения максимально допустимого перетока мощности в j -й линии электропередачи в i -м испытании:

$$q_{ij}^{\text{ППМ}} = \begin{cases} 1, & \text{если } P_{ij}^{\text{ППМ}} \geq P_{\text{нор}}^{\text{ППМ}}; \\ 0, & \text{если } P_{ij}^{\text{ППМ}} < P_{\text{нор}}^{\text{ППМ}}, \end{cases} \quad (14)$$

где $P_{ij}^{\text{ППМ}}$ – расчетный переток активной мощности по j -й линии электропередачи в i -м испытании; $P_{\text{нор}}^{\text{ППМ}}$ – заданное максимально допустимое значение перетока активной мощности по j -й линии электропередачи.

4. Вероятность отклонения напряжения за допустимые значения в узлах ЭЭС:

$$P_j^{\text{ОН}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^m q_{ij}^{\text{ОН}}, \quad (15)$$

где $q_{ij}^{\text{ОН}}$ – вероятность отклонения напряжения за допустимые пределы в j -м узле в i -м испытании:

$$q_{ij}^{\text{ОН}} = \begin{cases} 1, & \text{если } U_{\text{нор min}} > U_{ij} \text{ или } U_{ij} > U_{\text{нор max}}; \\ 0, & \text{если } U_{\text{нор min}} \leq U_{ij} \leq U_{\text{нор max}}, \end{cases} \quad (16)$$

где U_{ij} – расчетное напряжение в j -м узле в i -м испытании; $U_{\text{нор max}}$, $U_{\text{нор min}}$ – заданные максимально и минимально допустимые значения напряжения в узлах ЭЭС.

5. Вероятность превышения допустимой токовой нагрузки линии:

$$P_j^{\text{ПТН}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^m q_{ij}^{\text{ПТН}}, \quad (17)$$

где $q_{ij}^{\text{ПТН}}$ – вероятность превышения максимально допустимой токовой нагрузки j -й линии электропередачи в i -м испытании:

$$q_{ij}^{\text{ПТН}} = \begin{cases} 1, & \text{если } I_{ij} > I_{\text{нор}}; \\ 0, & \text{если } I_{ij} \leq I_{\text{нор}}, \end{cases} \quad (18)$$

где I_{ij} – расчетная токовая нагрузка j -й линии электропередачи в i -м испытании; $I_{\text{нор}}$ – заданная максимальная допустимая токовая нагрузка j -й линии электропередачи.

Пример. Представленный подход реализован в комплексе АНАРЭС в дополнение к методу анализа надежности по критерию $n-1$.

Работа представленной методики оценки режимной надежности опробована на схеме 500 кВ Иркутской ЭЭС (рис. 2). По данной схеме выполнен расчет надежности по критерию $n-1$, а также расчет методом Монте-Карло.

Расчет методом Монте-Карло проводился с различным числом испытаний (от 300 до 10000). При практическом применении метода Монте-Карло в анализе надежности число испытаний может определяться по критерию стабильности результата при увеличении числа испытаний (рис. 3).

Сравнение расчета надежности методом Монте-Карло с расчетом надежности по критерию $n-1$ показано на рис. 4 на примере вероятности отклонения напряжения в узлах сети. Из представленного расчета видно, что расчет методом Монте-Карло позволяет выявить больше аварийных ситуаций, при которых нарушается устойчивость ЭЭС.

Заключение. Представленная методика оценки режимной надежности ЭЭС, основанная на методе статистических испытаний, может быть рекомендована к использованию в дополнение к оценке режимной надежности по критерию $n-1$, а также в направленном переборе $n-x$ с учетом коэффициентов чувствительности элементов сети на первичное возмущение.

Сбалансированное использование методики на основе статистических испытаний и направленного перебора $n-x$ с учетом коэффициентов чувствительности позволит достаточно полно анализировать режимную надежность электрической сети за минимально возможное время, что в конечном итоге приведет к повышению надежности электрообеспечения потребителей (уменьшению ущерба).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Терминологический** справочник по электроэнергетике. – М.: «КЕМ», 2008, 912 с.
2. **Манов Н.А., Чукреев Ю.Я.** Методы и модели исследования надежности электроэнергетических систем. – Сыктывкар, 2010, 292 с.
3. **Шепилов О.Н., Домышев А.В., Осак А.Б.** Блок «Надежность» в составе ПВК АНАРЭС-2000 (версия 2006 г.). – Сб. докладов Шестого научно-практического семинара «Современные программные средства для расчетов нормальных и аварийных режимов, надежности, оценивания состояния, проектирования электроэнергетических систем». – Новосибирск: ИДУЭС, 2006, с. 36–43.

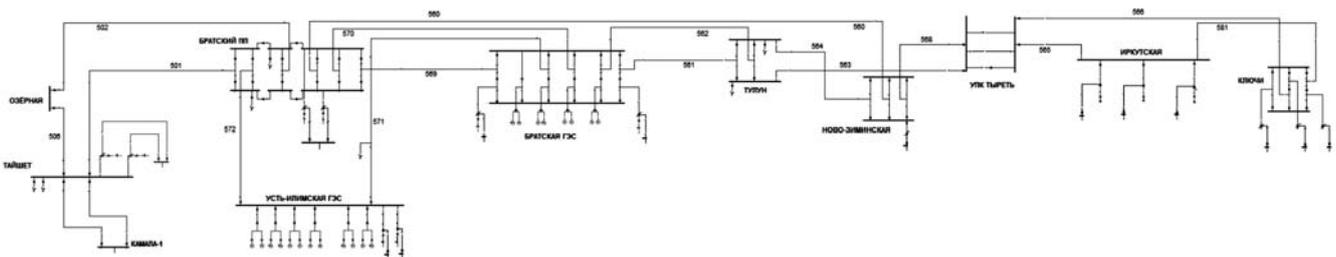


Рис. 2. Тестируемая схема ЭЭС

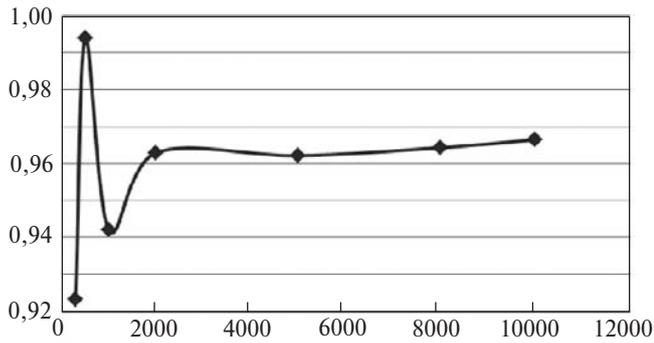


Рис. 3. Показатель надежность сети по критерию устойчивости в зависимости от числа испытаний

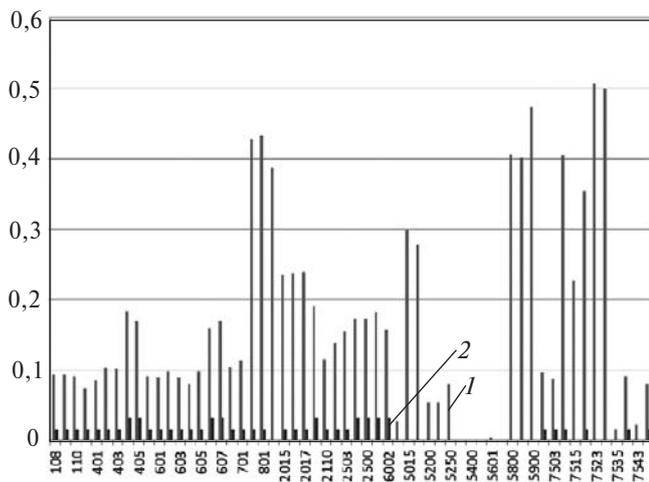


Рис. 4. Вероятность отклонения напряжения в узлах сети: 1 – метод Монте-Карло; 2 – $n-1$

4. Фам Чунг Шон, Воропай Н.И. Исследование режимной надежности систем электроснабжения с распределенной генерацией и учетом каскадных аварий. – *Электричество*, 2013, № 12, с. 13–21.

5. Common Information Model (CIM) : CIM 10 Version, EPRI, Palo Alto, CA, 2001, 1001976.

6. Ковалёв Г.Ф., Лебедева Л.М. Модель оценки надёжности электроэнергетических систем при долгосрочном планировании их работы. – *Электричество*, 2000, № 11, с. 17–24.

7. Надёжность систем энергетики и их оборудования/Под общей ред. Ю.Н. Руденко, в 4-х т. Т.1: Справочник по общим моделям анализа и синтеза надёжности систем энергетики. – М.: Энергоатомиздат, 1994, 480 с.

8. Cepeda J.C., Rueda J.L., Erlich I., Colome D.G. Recognition of post-contingency dynamic vulnerability regions: Towards smart grids. – *IEEE PES General Meeting, San Diego (USA)*, 22–27 July, 2012, 8 p.

9. Ernst D., Ruiz-Vega D., Pavella M., Hirsh P.M., Sobajic D. A unified approach to transient stability contingency filtering, ranking and assessment. – *IEEE Trans. Power Systems*, 2001, vol. 16, No. 1, 392–400 pp.

10. Yan Xu, Zhao Yang Dong, Lin Guan, Rui Zhang, Kit Po Wong, Fengji Luo. Preventive dynamic security control of power systems based on pattern discovery technique. – *IEEE Trans. Power Systems*, 2012, vol. 27, No. 3, 1236–1244 pp.

11. Miao He, Junshan Zhang, Vittal V. Robust online dynamic security assessment using adaptive ensemble decision – tree learning. – *IEEE Trans. Power Systems*, 2013, vol. 28, No. 4, 4089–4098 pp.

12. Kucuktezan C.F., Genc V.M.I. Dynamic security assessment of a power system based on probabilistic neural networks. – *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Gothenburg (Sweden)*, 11–13 October, 2010, 6 p.

13. Павелла М. От общей теории Ляпунова к практическому прямому методу анализа динамической устойчивости энергосистем. – *Электричество*, 2000, № 6, с. 14–26.

14. Лизалек Н.Н., Ладнова А.Н., Тоньшев В.Ф., Попова Е.Ю., Вторушин А.С. Оценка динамической устойчивости энергосистем на основе метода площадей. – *Изв. РАН. Энергетика*, 2013, № 1, с. 139–152.

15. Kai Jiang, Singh C. New Models and Concepts for Power System Reliability Evaluation Including Protection System Failures. – *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011, vol. 26, No. 4, 1845–1855 pp.

16. Al Marhoon H.H., Leevongwat I., Rastgoufard P. A practical method for power systems transient stability and security analysis. – *IEEE PES Transmission and Distribution Conf., Orlando (USA)*, 7–10 May, 2012, 6 p.

17. Weekesser T., Johansson H., Sommer S., Ostergaard J. Investigation of the adaptability of transient stability assessment methods to real-time operation. – *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Berlin (Germany)*, 14–17 October, 2012, 9 p.

18. Berizzi A., Besanger Y., Borgnetti A., Voropai N. Handbook of electrical power system dynamics: Modeling, stability, and control/Ed. by M. Eremia and M. Shahidepour. – New Jersey: John Wiley and Sons, 2013, 942 p.

19. Кучеров Ю.Н., Кучерова О.Н., Капоин К., Руденко Ю.Н. Надёжность и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС. Методы анализа: Европейское измерение. – Новосибирск: Наука, 1996, 380 с.

20. Makarov Yu.V., Pengwei Du, Shuai Lu, Nguyen N.B., Xinxin Guo, Burns J.W., Gronquist J.F., Pai M.A. PMU-based wide area security assessment: Concept, method, and implementation. – *IEEE Trans. Smart Grid*, 2012, vol. 3, No. 3, 1325–1332 pp.

21. Папков Б.В., Пашали Д.Ю. Надёжность и эффективность электроснабжения. – Уфа: Изд-во УГАТУ, 2005, 268 с.

22. Martinez-Crespo J., Usaola J., Fernandez J.L. Optimal security constrained power scheduling by Benders decomposition. – *Electric Power System Research*, 2007, vol. 77, No. 2, 739–753 pp.

23. СО 153-34.20.576-2003 (РД 34.20.576). Методические указания по устойчивости энергосистем. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004, 15 с.

[21.08.14]

Авторы: Домышев Александр Владимирович окончил энергетический факультет Иркутского государственного технического университета в 1998 г. Сотрудник института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН).

Крупенёв Дмитрий Сергеевич окончил энергетический факультет Иркутского государственной сельскохозяйственной академии в 2007 г. В 2011 г. защитил кандидатскую диссертацию «Методика декомпозиции и синтеза системной надёжности электроэнергетических систем» в ИСЭМ СО РАН. Сотрудник ИСЭМ СО РАН.

Estimating the Operational Reliability of Electric Power Systems Using the Monte-Carlo Method

A.V. DOMYSHEV and D.S. KRUPENEV

The problem of estimating the operational reliability of electric power systems (EPSs) is considered. A procedure is proposed for estimating the operational reliability using the Monte-Carlo method for forming the list of possible EPS states. An algorithm for estimating the operational reliability is proposed that uses parallel computations for taking into account irregular load fluctuations. For each of the obtained EPS states, its acceptability from the viewpoint of operating mode is checked, namely, the possibility of its existence, stability, and possibility of a dynamic transition are checked. The following indicators are proposed to be determined as a result of estimating the operational reliability: the probability of failure-free (deficit-free) operation of electricity consumers, mathematical expectation of undersupply of power to consumers, and dual estimates of operating parameters. The proposed procedure is implemented in the ANARES software system. A comparison between the proposed procedure and reliability analysis according to the N-1 criterion is shown.

Key words: electric power system, operating modes, reliability estimation, Monte-Carlo method, Gaussian distribution, exponential distribution

REFERENCES

1. **Terminologicheskii spravochnik po elektroenergetike** (Terminology Directory Power Engineering). Moscow, Publ. «KEM», 2008, 912 p.
2. **Manov N.A., Chukreyev Yu.Ya.** *Metody i modeli issledovaniya nadezhnosti elektroenergeticheskikh sistem* (Methods and Models for the Study of Reliability of Electric Power Systems). Syktyvkar, 2010, 292 p.
3. **Shepilov O.N., Domyshev A.V., Osak A.B.** *Sb. Dokladov VI nauchno-practicheskogo seminaru «Sovremennye programmnye sredstva dlya raschetov normal'nykh i avariinykh rezhimov, nadezhnosti otsenivaniya sostoyaniya, proektirovaniya elektroenergeticheskikh sistem»* (The «Reliability» block in the composition of the ANARES-2000 computation system (the 2006 version), in Modern Software Tools for Calculating Normal and Emergency Operating Modes and Reliability, and Estimating the State and Designing Electric Power Systems). Novosibirsk, Publ. IDUES, 2006, pp. 36–43.
4. **Fam Chung Shon, Voropai N.I.** *Elektrichestvo (Electricity)*, 2013, No. 12, 13–21 pp.
5. **Common Information Model (CIM): CIM 10 Version**, EPRI, Palo Alto, CA, 2001, 1001976.
6. **Kovalev G.F., Lebedeva L.M.** *Elektrichestvo (Electricity)*, 2000, No. 11, 17–24 pp.
7. **Nadezhnost' sistem energetiki i ikh oborudovaniya/Pod obshchei redaktsiyey Yu.N. Rudenko. 4 toma. Tom 1: Spravochnik po obshchim modelyam analiza i sinteza nadezhnosti sistem energetiki** (Reliability of Energy Systems and Their Equipment. A Handbook on General Models for Analyzing and Synthesizing the Reliability of Energy Systems). Moscow, Publ. Energoatomizdat, 1994, 480 p.
8. **Cepeda J.C., Rueda J.L., Erlich I., Colome D.G.** Recognition of post-contingency dynamic vulnerability regions: Towards smart grids. – IEEE PES General Meeting, San Diego, USA, July 22–27, 2012, 8 p.
9. **Ernst D., Ruiz-Vega D., Pavella M., Hirsh P.M., Sobajic D.** A unified approach to transient stability contingency filtering, ranking and assessment. – IEEE Trans. Power Systems, 2001, vol. 16, No. 1, 392–400 pp.
10. **Yan Xu, Zhao Yang Dong, Lin Guan, Rui Zhang, Kit Po Wong, Fengji Luo.** Preventive dynamic security control of power systems based on pattern discovery technique. – IEEE Trans. Power Systems, 2012, vol. 27, No. 3, 1236–1244 pp.
11. **Miao He, Junshan Zhang, Vittal V.** Robust online dynamic security assessment using adaptive ensemble decision – tree learning. – IEEE Trans. Power Systems, 2013, vol. 28, No. 4, 4089–4098 pp.
12. **Kucuktezan C.F., Genc V.M.I.** Dynamic security assessment of a power system based on probabilistic neural networks. – IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Gothenburg, Sweden, October 11–13, 2010, 6 p.
13. **Pavella M.** *Elektrichestvo (Electricity)*, 2000, No. 6, 14–26 pp.
14. **Lizalek N.N., Ladnova A.N., Tonyshev V.F.** ... *Izvestiya Rossiiskoi Akademii nauk. Energetika* (New of the Russian Academy of Sciences. Power Engineering), 2013, No 1, 139–152 pp.
15. **Kai Jiang, Singh C.** New Models and Concepts for Power System Reliability Evaluation Including Protection System Failures. – IEEE Transactions on Power Systems, 2011, vol. 26, № 4, 1845–1855 pp.
16. **Al Marhoon H.H., Leevongwat I., Rastgoufard P.** A practical method for power systems transient stability and security analysis. – IEEE PES Transmission and Distribution Conf., Orlando, USA, May 7–10, 2012, 6 p.
17. **Weekesser T., Johansson H., Sommer S., Ostergaard J.** Investigation of the adaptability of transient stability assessment methods to real-time operation. – IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe Berlin, Germany, October 14–17, 2012, 9 p.
18. **Berizzi A., Besanger Y., Borgnetti A., Voropai N.** Handbook of electrical power system dynamics: Modeling, stability, and control/Ed. by M. Eremia and M. Shahidepour. – New Jersey: John Wiley and Sons, 2013, 942 p.
19. **Kucherov Yu.N., Kucherova O.N., Kapoii K., Rudenko Yu.N.** *Nadezhnost' i effektivnost' funktsionirovaniya bol'shikh transnatsional'nykh elektroenergeticheskikh sistem. Methody analiza: Evropeiskoye izmereniya* (Operational Reliability and Performance Efficiency of Large Transnational Electric Power Systems. Analysis Methods: European Measurement). Novosibirsk, Publ. Nauka, 1996, 380 p.
20. **Makarov Yu.V., Pengwei Du, Shuai Lu, Nguyen N.B., Xinxin Guo, Burns J.W., Gronquist J.F., Pai M.A.** PMU-based wide area

security assessment: Concept, method, and implementation. – IEEE Trans. Smart Grid, 2012, vol. 3, No. 3, 1325–1332 pp.

21. **Papkov B.V., Pashali D.Yu.** *Nadezhnost' i effektivnost' elektroprivodnaya* (Reliability and Effectiveness of the Current Supply). Ufa, Publ. UGATU, 2005, 268 p.

22. **Martinez-Crespo J., Usaola J., Fernandez J.L.** Optimal security constrained power scheduling by Benders decomposition. – Electric Power System Research, 2007, vol. 77, No. 2, 739–753 pp.

23. **SO 153-34.20.576–2003** (RD 34.20.576). *Metodicheskiye ukazaniya po ustoychivosti energosistem.*

Authors: Domyshov Aleksandr Vladimirovich (Irkutsk, Russia) – Researcher of the Melent'yev Institute of Energy Systems, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (IES SB RAS).

Krupenev Dmitrii Sergeevich (Irkutsk, Russia) – Cand. Techn. Sci., Researcher of the IES SB RAS

security assessment: Concept, method, and implementation. – IEEE Trans. Smart Grid, 2012, vol. 3, No. 3, 1325–1332 pp.

21. **Papkov B.V., Pashali D.Yu.** *Nadezhnost' i effektivnost' elektroprivodnaya* (Reliability and Effectiveness of the Current Supply). Ufa, Publ. UGATU, 2005, 268 p.

22. **Martinez-Crespo J., Usaola J., Fernandez J.L.** Optimal security constrained power scheduling by Benders decomposition. – Electric Power System Research, 2007, vol. 77, No. 2, 739–753 pp.

23. **SO 153-34.20.576–2003** (RD 34.20.576). *Metodicheskiye ukazaniya po ustoychivosti energosistem.*