

Оценка балансовой надежности электроэнергетических систем методами теории рисков

БУДОВСКИЙ В.П.

Рассмотрена методика оценки балансовой надежности электроэнергетической системы с использованием понятия «ожидаемого дефицита» мощности.

Ключевые слова: энергосистема, дефицит мощности, балансовая надежность, риск

A procedure for estimating the balance reliability of an electric power system using the notion of expected shortage of power capacity is considered.

Key words: power system, shortage of power capacity, balance reliability, risk

Надежность ЭЭС зависит от многих факторов, главными из которых являются [1 – 5]:

- схемы выдачи и передачи мощности;
- запасы энергоресурсов (топливо для ТЭС и вода для ГЭС);
- характеристики оборудования;
- уровни резервов;
- планирование и организация ремонтов;
- диспетчерское управление;
- системы автоматического режимного и противоаварийного управления.

Универсальных методов решения проблемы анализа надежности ЭЭС во всей совокупности перечисленных факторов не существует. Проблема надежности интуитивно понятна всем, однако ее формальное описание и решение представляют очень сложную задачу.

Рассмотрим *балансовую надежность*, под которой понимается способность энергосистемы обеспечивать совокупную потребность в электрической мощности и энергии потребителей с учетом ограничений в виде плановых и неплановых отключений элементов энергосистемы, ограничений на поставку энергоресурсов [6].

Данная задача приобретает в последнее время все большую актуальность, так как связана с определенными гарантиями выполнения диспетчерского графика нагрузки, сформированного АТС в результате торгов на спотовом рынке и передаваемого для реализации Системному оператору (СО).

Вместе с тем, деятельность СО связана с постоянным выбором того или иного решения в условиях риска, поскольку:

не существует абсолютной надежности используемого в электроэнергетике оборудования; всегда имеется, несмотря на все принятые меры и затраченные средства, отличная от нуля вероятность возникновения отказа оборудования, способного привести к негативным последствиям в энергосистеме, нарушению баланса активной мощности и возникновению ее дефицита;

электроэнергетическая система, представляющая кибернетическую человеко-машинную большую систему с чрезвычайно сложным комплексом различных взаимосвязанных процессов, имеет определенный порог чувствительности к определенным видам воздействия (отказы генерирующего оборудования, отключения линий электропередачи, ложные действия устройств релейной защиты и автоматики, ошибки диспетчерского персонала и др.), т.е. существует некоторая граница воздействий, за которой нарушается нормальное функционирование энергосистемы, и возникает дефицит активной мощности.

При анализе риска предпринимаются попытки ответить на три основных вопроса [7]: что может выйти из строя; с какой вероятностью это может произойти; каковы последствия этого события.

Впервые понятие риска было сформулировано для экономических задач в известной работе [8]. Риск – это деятельность, связанная с преодолением неопределенности в ситуации неизбежного выбора, в процессе которой имеется возможность количественно и качественно оценить вероятность достижения предполагаемого результата, неудачи и отклонения от цели.

Сопоставление приведенных определения балансовой надежности и понятия риска позволяет сделать вывод о возможности проводить оценку балансовой надежности по значению риска возникновения дефицита активной мощности в энергосистеме. Чем выше риск возникновения дефицита активной мощности, тем ниже балансовая надежность энергосистемы.

Введем общую математическую модель принятия решений при неопределенности. Рассмотрим некоторое множество состояний природы или сценариев развития событий:

$$S = \{S_0, S_1, \dots, S_j, \dots, S_m\}. \quad (1)$$

Один, и только один, из этих возможных сценариев в будущем реализуется.

В теории выбора на основе субъективных вероятностей лицо, принимающее решение (ЛПР), приписывает каждому сценарию S_j субъективную вероятность реализации — число $q_j \in [0,1]$. Таким образом ЛПР оценивает степень возможности отдельных сценариев и делает выбор на основе своей оценки.

В ряде случаев отдельным сценариям приписываются не субъективные вероятности, а некоторые обобщенные веса π_j . Этот подход не требует оценки вероятностей, ЛПР прямо приписывает сценариям веса в соответствии с представлением об их значимости. В ряде ситуаций такой подход кажется разумным, так как позволяет избавиться от ограничений вероятностной интерпретации. Например, в некоторых системах экспертных оценок основой для построения весов является не возможность (вероятность) сценариев, а степень уверенности группы экспертов в том, что какой-то параметр примет значение в определенном интервале. Как частный случай, веса могут быть равны вероятностям — статистическим или субъективным.

Полезно для дальнейшего установить классификацию понятий по степени их все большей обобщенности.

Физические (статистические) вероятности понимаются как реальные вероятности событий. Они могут быть определены статистическим методом, т.е. путем оценивания частот или путем расчета шансов в случайном эксперименте.

Субъективные (интуитивные) вероятности определяются как оценки субъектом вероятностей будущих событий. Они могут быть определены даже тогда, когда физические вероятности неопределимы. Будем считать, что если ЛПР известны физические вероятности, то субъективные вероятности будут равны им.

Субъективные веса не имеют смысла вероятностей. Они имеют обобщенный смысл показателей значимости отдельных сценариев. Если ЛПР известны физические вероятности, веса не обязательно равны им.

Возможные варианты принятых решений описываются функциями f_1, f_2, \dots на множестве сценариев S . Эти функции принимают значения в некотором множестве результатов, которое, в принципе, может быть очень сложным, многокритериальным. Будем считать для простоты, что речь идет об агрегированных показателях; тогда результаты выбора решения f описываются числовыми значениями $f(S_1), f(S_2)$ (для диспетчерского управления можно их рассматривать как требуемый резерв мощности). При реализации состояния природы

(сценария) S_i выбранный вариант решения приводит к результату $f(S_i)$.

Пусть случайный сценарий (состояние природы) S_i генерируется с вероятностью q_i . Тогда результаты принятых решений $f(S_i)$ тоже окажутся случайными и имеющими вероятности q_i .

Оценка выбранного решения может быть выполнена с использованием «модели взвешивания» результатов по весам сценариев [9]:

$$V(f) = \sum_i v(f(S_i))q_i, \quad (2)$$

где v — некоторая функция оценки последствий результатов.

Если в качестве $f(S_i)$ принять дефицит активной мощности в энергосистеме $P_{\text{дефи}}$ при реализации сценария S_i , вероятность которого q_i , то данное выражение можно использовать для определения значения риска в зависимости от выбранного диспетчером решения и интерпретировать как «ожидаемый дефицит» мощности:

$$V(f) = \sum_i vP_{\text{дефи}}q_i. \quad (3)$$

При использовании выражения для «ожидаемого дефицита» мощности можно учесть тот факт, что стоимость дефицита увеличивается по мере его роста, так как при ликвидации дефицита вначале отключаются менее ответственные потребители, а по мере роста дефицита все более ответственные.

В качестве примера можно установить следующую шкалу оценки последствий:

Дефицит $P_{\text{дефи}}$, МВт	до 200	200–400	400–600	600–1200
Оценка последствий v , за МВт	-1	-2	-4	-8

В существующей в настоящее время практике используют гораздо более простые модели учета неопределенности — в детерминированные (неслучайные) параметры моделей вводят поправки на риск. В понятиях сценариев это означает использование только одного сценария, «поправленного на риск». Эти поправки учитывают возможные отклонения параметров модели в неблагоприятную сторону.

В настоящее время такой подход широко применяется в электроэнергетике, когда возможные отклонения расчетных параметров в неблагоприятную сторону учитываются соответствующим коэффициентом запаса (поправкой на риск). В качестве примера можно привести выбор:

уставок релейной защиты;

предела передаваемой мощности по условиям устойчивости;

максимально допустимого тока линии электропередачи по условию нагрева проводов; резерва мощности и т.д.

Однако в условиях бурного роста сложности электроэнергетических систем последствия аварийных событий становятся все более значительными [10], что требует разработки более точных и надежных методов оценки риска принимаемых диспетчером решений.

В проблематике анализа балансовой надежности можно выделить ряд задач, значительно различающихся сложностью и представляющих самостоятельный интерес. К ним относятся задачи анализа надежности только генерирующей подсистемы; в зарубежной практике эта задача обозначается как задача первого иерархического уровня — HL1 [2], генерирующей и передающей подсистем HL2 и генерирующей, передающей и распределительной подсистем одновременно HL3. Следует заметить, что последняя задача в настоящее время практически не разработана.

С другой стороны, задачи анализа надежности различаются способами представления нагрузки [11–13]. Последняя может варьироваться от простейшей модели, когда предполагается, что нагрузка равна своему ожидаемому максимуму на протяжении исследуемого интервала, до наиболее подробной, т.е. хронологической почасовой модели нагрузки с учетом случайных колебаний, вызванных неточностями прогноза. Первое предположение, конечно, грубое, однако получаемые в этом случае «абсолютные значения» показателей надежности вполне могут оказаться полезными, поскольку позволяют сравнивать различные альтернативы не только качественно, но и количественно.

В большинстве реальных энергосистем вся нагрузка не может быть сведена к одному узлу, а использование генерирующей мощности в различных узлах системы ограничено пропускной способностью сети.

В нашей стране и за рубежом разработан ряд математических моделей [11–16], которые позволяют определять показатели надежности ЭЭС (вероятности перерыва электроснабжения, недоотпуск электроэнергии, ущерб, различные индексы надежности) при заданной структуре системы, резервах, пропускной способности межсистемных связей и т.д. Однако использование этих моделей для оценки балансовой надежности в оперативном цикле управления энергосистемой связано с большим объемом вычислений, что требует разработки специальных методов оперативного анализа балансовой надежности.

В статье рассмотрен метод определения риска возникновения дефицита активной мощности для

модели энергосистемы с постоянной нагрузкой и учетом ограничений на пропускную способность линий электропередачи.

Рассмотрим обобщенную модель рассредоточенной энергосистемы:

система имеет n концентрированных узлов;

в каждом узле имеется набор генераторов $NP_i^m = \{P_{i,1}, P_{i,2}, \dots, P_{i,j}, \dots, P_{i,m}\}$ с показателями надежности в виде коэффициентов готовности $NH_i^m = \{\eta_{i,1}, \eta_{i,2}, \dots, \eta_{i,j}, \dots, \eta_{i,m}\}$;

нагрузка узла в рассматриваемый момент времени P_i^H ;

балансовый переток мощности P_{ij} между узлами i и j ;

вероятности отказов линий электропередачи q_{ij} ;

предел передаваемой мощности линий электропередачи P_{ij}^n .

Исходно все узлы сбалансированы по мощности, т.е. суммарная мощность станций узла вместе с поступающим балансовым потоком из других узлов равна нагрузке узла в рассматриваемый момент времени.

Каждый узел i рассматривается как самостоятельная концентрированная система, генерирующая мощность которой складывается из мощности собственных генераторов $\sum_{j=1}^m P_{i,j}$ и мощности балансовых перетоков $\sum_{j=1, j \neq i}^n P_{ij}$, поступающих из

смежных узлов. Потоки мощности из соседних энергосистем будем эквивалентировать узлами без нагрузки и генераторами бесконечной мощности.

Построение функции распределения дефицита мощности требует проведения серии расчетов режима электрической сети энергосистемы. Для этой цели воспользуемся «моделью постоянного тока», которая используется для оценочного расчета установившегося режима электрической сети, для сравнения вариантов этой сети при отключении линий и блоков [17]. Математическая модель для расчета дефицита мощности в неоднородной распределенной энергосистеме будет иметь вид:

$$P_{def} = \sum_{i=1}^n P_i^H = \max \sum_{i=1}^n P_i; \quad (5)$$

$$b_{ii} \delta_i - \sum_{i \neq j} b_{ij} \delta_j = \sum_{k=1}^m P_{i,k} - P_i; \quad (6)$$

$$P_{ij} - b_{ij} (\delta_i - \delta_j) = 0; \quad (7)$$

$$-P_{ij}^n \leq P_{ij} \leq P_{ij}^n, \quad (8)$$

где b_{ij} — элементы матрицы узловых проводимостей.

Решение задачи по расчету дефицита мощности возможно в рамках линейного программирования; данная модель позволяет получить это значение дефицита при различных сочетаниях отключенного генерирующего оборудования и линий электропередачи, а вероятность данного режима определится с использованием методики [18].

На рис. 1 приведена схема простейшей распределенной неоднородной энергосистемы: узел 1 имеет три генератора по 500 МВт с коэффициентом готовности $\eta = 0,007$, нагрузка 300 МВт; узел 2 — один генератор 500 МВт с $\eta = 0,007$, нагрузка 400 МВт; узел 3 — балансирующий; предельный переток по линиям: $P_{31} = 200$ МВт ($\eta = 0,02$), $P_{32} = 600$ МВт ($\eta = 0,02$), $P_{21} = 400$ МВт ($\eta = 0,01$); проводимости ветвей: $b_{12} = 100$, $b_{13} = 150$, $b_{23} = 450$.

Распределение вероятностей дефицита в энергосистеме, приведенной на рис. 1, при указанных исходных параметрах примет вид рис. 2, а. Риск дефицита электрической мощности, определенный по методу (2) «ожидаемого дефицита», с учетом шкалы оценки последствий, приведенной ранее,

$$V(f_0) = \sum P_{\text{деф}0i} q_{0i} v_i = -0,157. \quad (9)$$

Видно, что при работе всех линий риск дефицита достаточно низок, а следовательно, надежность исходной схемы высокая за счет взаимного резервирования источников электроэнергии в сети.

Вывод в ремонт или аварийное отключение линии 21 приводит к изменению функции распределения дефицита мощности в сети (см. рис. 3, а). При этом риск дефицита будет

$$V(f_{21}) = \sum P_{\text{деф}21i} q_{21i} v_i = -3,337, \quad (10)$$

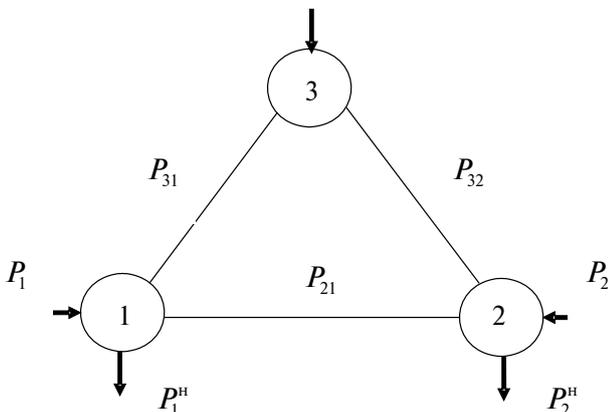


Рис. 1. Схема простейшей распределенной энергосистемы

что в 20 раз превышает оценку риска нормальной схемы, следовательно, при выводе в ремонт линии 21 требуется ввод в работу резервных генераторов в узле 1 для снижения риска дефицита мощности до приемлемых значений.

Необходимо иметь в виду, что отключение линии и генераторов при их повреждении происходит не «самостоятельно», а с помощью устройств релейной защиты (УРЗ), которые могут работать неправильно. При этом следует учитывать, что УРЗ подвержены отказам трех типов:

отказ в работе (нарушение работоспособности УРЗ, при котором она не сможет отключить поврежденный элемент энергосистемы при КЗ в зоне защиты);

неселективное срабатывание защиты (имеет место при КЗ вне зоны защиты при условии, что отклонение параметров настройки защиты превышает допустимые пределы);

ложное срабатывание защиты, обусловленное внутренним повреждением УРЗ.

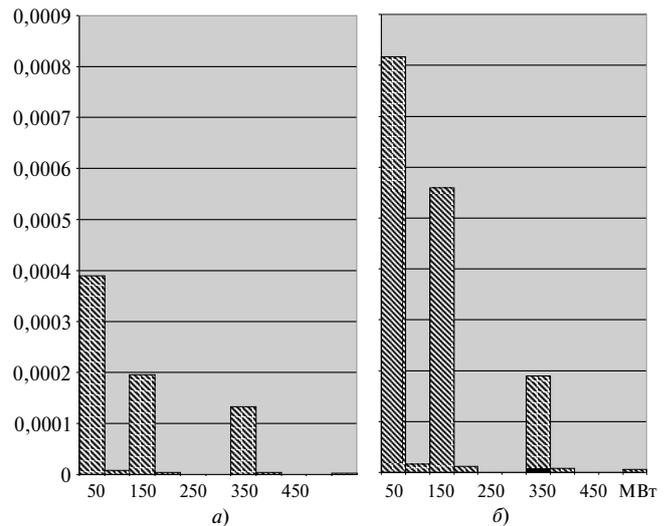


Рис. 2. Распределение вероятностей дефицита мощности в простейшей энергосистеме: а — без учета надежности УРЗ; б — с учетом надежности УРЗ

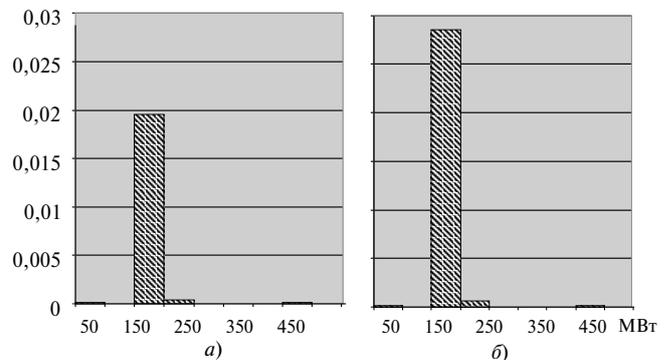


Рис. 3. Распределение вероятностей дефицита мощности в простейшей энергосистеме при выводе в ремонт линии 21: а — без учета надежности УРЗ; б — с учетом надежности УРЗ

Перечисленные виды отказов являются отказами 1, 2 и 3-го рода соответственно.

Влияние надежности УРЗ на вероятность отключения линий и генераторов энергосистемы можно оценить с использованием логико-вероятностных методов [19], математическая сущность которых заключается в использовании функций алгебры логики (ФАЛ) для аналитической записи условий работоспособности системы и разработке строгих способов перехода от ФАЛ к вероятностным функциям (ВФ), объективно выражающим безотказность этой системы.

Вероятностная функция определяет вероятность истинности ФАЛ. Те ФАЛ, которые допускают непосредственный переход к ВФ заменой логических переменных вероятностными, а логических операций — соответствующими арифметическими операциями, являются формами перехода к замещению (ФПЗ).

В настоящее время известно несколько форм перехода к полному замещению. Так, ФАЛ, записываемые в совершенной дизъюнктивной нормальной форме (СДНФ), ортогональной ДНФ (ОДНФ) или в форме неповторной ФАЛ в базе «конъюнкция — отрицание», являются ФПЗ [19].

С ростом сложности систем логико-вероятностный метод становится единственным аналитическим методом, позволяющим решить указанные задачи.

Отражающая условие отключения ВЛ ФАЛ имеет вид:

$$\bar{X}_{ВЛ} = (\bar{x}_{ВЛ} \cap x_{рз}) \cup (x_{ВЛ} \cap \bar{x}_{лож}), \quad (11)$$

где $x_{ВЛ}$ — работоспособное состояние ВЛ; $\bar{x}_{ВЛ}$ — отказ ВЛ; $x_{рз}$ — работоспособное состояние УРЗ; $\bar{x}_{лож}$ — ложная работа УРЗ (имеются в виду отказы всей совокупности устройств управления выключателями, приводящие к ложному отключению линий).

Отражающая условия отключения двух смежных линий ФАЛ имеет вид:

$$\begin{aligned} \bar{X}_{ВЛ}^2 = & (\bar{x}_{ВЛ1} \cap \bar{x}_{ВЛ2} \cap x_{рз}) \cup (x_{ВЛ1} \cap \bar{x}_{ВЛ2} \cap \bar{x}_{изл1}) \cup \\ & \cup (x_{ВЛ2} \cap \bar{x}_{ВЛ1} \cap \bar{x}_{изл2}) \cup (x_{ВЛ1} \cap \bar{x}_{ВЛ2} \cap \bar{x}_{отк2}) \cup \\ & \cup (x_{ВЛ2} \cap \bar{x}_{ВЛ1} \cap \bar{x}_{отк1}), \end{aligned} \quad (12)$$

где $\bar{x}_{отк1}$ — отказ работы УРЗ основной ВЛ (имеются в виду отказы всей совокупности устройств управления выключателями и самих выключателей,

приводящие к отказам отключения линий); $\bar{x}_{изл1}$ — излишняя работа УРЗ основной ВЛ.

Поскольку приведенные выражения являются ФПЗ, выражение для вероятности отключения ВЛ с учетом надежности УРЗ будет иметь вид:

$$Q_{ВЛ} = (q_{ВЛ} p_{рз}) + (p_{ВЛ} q_{лож}), \quad (13)$$

где $q_{ВЛ}$ — вероятность отказа ВЛ; $p_{ВЛ}$ — вероятность исправного состояния ВЛ; $q_{лож}$ — вероятность ложной работы УРЗ; $p_{рз}$ — вероятность правильного функционирования УРЗ.

А вероятность отключения двух смежных ВЛ с учетом надежности УРЗ

$$\begin{aligned} Q_{ВЛ}^2 = & (q_{ВЛ1} q_{ВЛ2} p_{рз}) + (p_{ВЛ1} q_{ВЛ2} q_{изл1}) + (p_{ВЛ2} q_{ВЛ1} q_{изл2}) + \\ & + (p_{ВЛ1} q_{ВЛ2} q_{отк2}) + (p_{ВЛ2} q_{ВЛ1} q_{отк1}), \end{aligned} \quad (14)$$

где $q_{изл1}$ — вероятность излишней работы УРЗ на смежной ВЛ; $q_{отк1}$ — вероятность отказа в работе УРЗ на основной ВЛ.

Следует учитывать, что $p_{рз} = 1 - q_{изл} - q_{лож} - q_{отк}$.

С учетом изложенных соображений функции распределения дефицита в простейшей энергосистеме (рис. 1) будут иметь вид рис. 2,б и 3,б. Риск дефицита мощности с учетом надежности УРЗ:

в нормальной схеме

$$V^{P3}(f_0) = \sum P_{деф0i} Q_{0i} v_i = -0,290; \quad (15)$$

при выводе в ремонт линии 2I

$$V^{P3}(f_{21}) = \sum P_{деф1i} Q_{1i} v_i = -4,863. \quad (16)$$

При проведении расчетов принято $q_{изл} = 0,02$; $q_{лож} = 0,01$; $q_{отк} = 0,002$ [13].

Видно, что реальная надежность УРЗ, аппаратуры управления выключателями и самих выключателей приводит к увеличению риска дефицита мощности в нормальной схеме в 2 раза, а при выводе в ремонт линии 2I — приблизительно в 1,5 раза.

Выводы. 1. Высокая цена неправильно принятого диспетчерского решения требует разработки точных и надежных методов оценки риска принимаемых диспетчером решений. Значение риска в зависимости от выбранного диспетчером решения может оцениваться «ожидаемым дефицитом» активной мощности в энергосистеме.

2. Использование метода «ожидаемого дефицита» мощности позволяет оценить риск в различ-

ных состояниях сети энергосистемы, а следовательно, и ее балансовую надежность.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Баринов В.А., Волков Г.А., Маневич А.С.** Проблемы обеспечения надежности ЕЭС России в условиях развития конкурентных отношений в электроэнергетике. — Электрические станции, 2005, №8.
2. **Кучеров Ю.Н., Кучерова О.М., Капойи Л., Руденко Ю.Н.** Надежность и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС. Методы анализа: Европейское измерение. — Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма ФАН, 1996.
3. **Китушин В.Г.** Надежность энергетических систем. — М.: Высшая школа, 1984.
4. **Арзамасцев Д.А., Обоскалов В.П.** Расчет показателей структурной надежности энергосистем. — Свердловск: УПИ им. С.М.Кирова, 1986.
5. **Обоскалов В.П.** Надежность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем. — Екатеринбург: УГТУ—УПИ, 2002.
6. **СТО 17330282.27.010.001—2008.** Электроэнергетика. Термины и определения. — Стандарт РАО «ЕЭС России», 17.06.2008.
7. **ГОСТ Р 51901—2002.** Управление надежностью. Анализ риска технологических систем. — Принят и введен в действие Постановлением Госстандарта России от 7 июня 2002 г. № 236-ст.
8. **Knight F.** Risk, Uncertainty and Profit. — Boston: Houghton Mifflin, 1921.
9. **Ларичев О.И.** Теория и методы принятия решений. 2-е изд. — М.: Логос, 2002.
10. **Алексеев Б.А.** Системные аварии и меры по их предупреждению. — Электрические станции, 2005, №4.
11. **Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б.** Надежность и резервирование в электроэнергетических системах. Методы исследования. — Новосибирск: Наука, 1974.
12. **Розанов М.Н.** Надежность электроэнергетических систем. — М.: Энергия, 1974.
13. **Непомнящий В.А.** Учет надежности при проектировании энергосистем (надежность и качество). — М.: Энергия, 1978.
14. **Doby Y.C.** A probabilistic model for an overall study of power transmission network supply reliability. — Proc. of PSCC, 1972.
15. **Billinton R., Singh C.** Static generating capacity reliability evaluation. — Proc. of PSCC, 1972.
16. **Hall J.D., Ringlee R.J., Wood A.J.** Frequency and duration methods for power system reliability calculation. Part 1. Generation, system model. — IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 1968, vol. PAS-87, №9.
17. **Липес А.В., Окуловский С.К.** Расчеты установившихся режимов электрических систем на ЦВМ. — Свердловск: УПИ, 1986.
18. **Будовский В.П.** Риск дефицита мощности энергосистемы. — Электричество, 2009, №8.
19. **Рябинин И.А., Черкесов Г.Н.** Логико-вероятностные методы исследования надежности структурно-сложных систем. — М.: Радио и связь, 1981.

[26.07.10]

Автор: Будовский Валерий Павлович окончил факультет автоматики и телемеханики Куйбышевского политехнического института в 1975 г. В 1987 г. защитил кандидатскую диссертацию в Уральском политехническом институте, кафедра автоматизированных электроэнергетических систем. Руководитель центра тренажерной подготовки персонала ОАО «Системный оператор единой энергетической системы».

* * *

Вниманию предприятий, организаций, НИИ, вузов России и зарубежных фирм!

Журнал «Электричество» предоставляет свои страницы для

- РЕКЛАМЫ ИЗДЕЛИЙ отечественных предприятий и зарубежных фирм в области энергетики, электротехники, электроники, автоматики
- ПУБЛИКАЦИИ ОБЪЯВЛЕНИЙ о научных симпозиумах, конференциях, совещаниях, семинарах
- ДРУГОЙ ИНФОРМАЦИИ, соответствующей тематике журнала

Сообщаем, что журнал поступает к зарубежным подписчикам во многих странах мира. Напоминаем наш адрес: 101000 Москва, Главпочтамт, а/я 648.

Тел./факс (7-495)362-7485