

ЭНЕРГЕТИКА



Научная статья

УДК 622.69.019.3:620.9.338.9

<https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-2-245-259>

Методы учета надежности поставки первичных энергоресурсов на электростанции при анализе надежности электроэнергетических систем

Татьяна Владимировна Дзюбина^{1✉}, Ковалёв Геннадий Федорович²,
Крупенёв Дмитрий Сергеевич³

¹⁻³ Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия

¹tvleo@isem.irk.ru

²kovalev@isem.irk.ru

³krupenev@isem.irk.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3093-4483>

Резюме. Целью данной работы является обоснование различных подходов (поузлового, системного и оценочного) к оценке надежности электроэнергетических систем с учетом надежного снабжения топливом электрических станций при проведении анализа их соответствия объектам и задачам исследования. Для оценки надежности как электроэнергетических, так и газоснабжающих систем используется метод статистических испытаний (метод Монте-Карло). Для расчета дефицита мощности в электроэнергетических системах – метод внутренних точек, для расчета минимума затрат в газоснабжающих системах – метод Басакера – Гоуэна. Для расчета показателей надежности этих систем применяются методы теории вероятностей: расчет рядов распределения вероятностей, теоремы сложения и умножения вероятностей. Для расчета рядов распределения случайных состояний систем топливоснабжения и электроснабжения при исследовании предлагаемых подходов (поузлового, системного и оценочного) использовалась схема независимых испытаний на основе формулы Бернулли, а также теоремы сложения и умножения и вероятностей, метод композиции рядов распределения. Все подходы (поузловой, системный и оценочный) к оценке надежности электроэнергетических систем, с учетом надежного снабжения топливом электрических станций, апробированы на примерах: «поузловой» и «системный» – на условных примерах топливоснабжающих и электроэнергетических систем, а «оценочный» – на расчетных схемах системы газоснабжения и энергосистемы Северо-Западного федерального округа. Предложено несколько методических подходов – «поузловой», «системный» и «оценочный». Для расчетов надежности покрытия нагрузки энергетических систем следует использовать подходы, отталкиваясь от технологических особенностей рассматриваемых систем и структурной схемы их соединений, а также целесообразность их применения в плане точности получаемых результатов, затрат времени на исследование, сложности поиска и подготовки исходных данных и форм их представления в модели.

Ключевые слова: топливоснабжающая система, электроэнергетическая система, комплексное исследование, обеспеченность электростанций топливом, показатели надежности

Благодарности: Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0003) Программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП «Высокотемпературный контур» (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

Для цитирования: Дзюбина Т. В., Ковалёв Г. Ф., Крупенёв Д. С. Методы учета надежности поставки первичных энергоресурсов на электростанции при анализе надежности электроэнергетических систем // iPolytech Journal. 2022. Т. 26. № 2. С. 245–259. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-2-245-259>.

Reliability methods for delivery of primary energy resources at a power plant during a reliability audit of electric energy systems

Tatiana V. Dzyubina^{1✉}, Gennady F. Kovalev², Dmitry S. Krupenev³

¹⁻³ Melentiev Energy Systems Institute of the Siberian branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia

¹tvleo@isem.irk.ru

²kovalev@isem.irk.ru

³krupenev@isem.irk.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3093-4483>

Abstract. Various approaches (nodal, system and estimation) to assessing the reliability of electric power systems, including the effectiveness of fuel supply, are compared and evaluated. A method of statistical testing (Monte Carlo method) is used to assess the reliability of electric power and gas supply systems. For calculating power shortages in electric power systems, the internal points method was used; in order to calculate minimum costs in gas supply systems, the Basaker-Gowan method was used. To calculate the reliability indicators of these systems, probability theory methods were employed, including calculation of probability distribution series, addition and multiplication theorems. Independent tests based on the Bernoulli formula, addition and multiplication theorems, as well as the composition method of distribution series, were used to calculate the distribution series of random states for fuel and electricity supply systems when examining the proposed approaches (nodal, system and estimation approaches). All approaches (nodal, system and estimation) to assessing the reliability of electric power systems, including reliable fuel supply to electric power plants, were evaluated using the following examples: "nodal" and "system" using nominal examples of fuel-supply and electric power systems, as well as "evaluation" using the computational schemes of gas supply and power systems of the North-West Federal District. It is recommended to apply approaches depending on the technological characteristics of the given systems and their connection structure for calculating the base-load provision reliability of energy systems, as well as their feasibility regarding the accuracy of the obtained results, time consumption and the complexity of the data search, preparation and presentation in the model.

Keywords: fuel supply system, electric power system, integrated study, power plant fuel status, reliability indicators

Acknowledgements: The research was carried out under the State Assignment Project (no. FWEU-2021-0003) of the Fundamental Research Program of the Russian Federation for the period 2021-2030 with the use of the resources of the High-Temperature Circuit Multi-Access Research Center (Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation, Project no 13.MARC.21.0038).

For citation: Dzyubina T. V., Kovalev G. F., Krupenev D. S. Reliability methods for delivery of primary energy resources at a power plant during a reliability audit of electric energy systems. *iPolytech Journal*. 2022;26(2):245-259. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-2-245-259>.

ВВЕДЕНИЕ

Комплексное исследование надежности электроэнергетической системы (ЭЭС) предполагает оценку обеспеченности ее всеми видами ресурсов, в частности, наиболее актуальным является обеспеченность первичными энергоресурсами: топливом (газ, уголь, мазут и др.) для тепловых электростанций (ТЭС), водой в водохранилищах для гидроэлектростанций, ядерным материалом для атомных электростанций.

Из всех видов топлива для ТЭС в силу своей экологичности, экономичности и доступности наиболее актуальным является природный газ. Его доля в общем объеме топлива составляет в настоящее время по некоторым региональным ЭЭС до 70–90%⁴.

После 2030 г. генерация электричества на газе должна вырасти, по прогнозам специалистов, в 1,9 раза [1, 2], а в мировом энергетическом балансе доля газа должна возрасти к 2040 г. до 24%⁵ [3]. При этом газ, в отличие от других видов топлива, не может запасаться на электростанциях.

В связи с вышеизложенным, авторы провели исследования надежности газоснабжающих (ГСС) и электроэнергетических систем при их совместной работе [4–6].

Вопросы интеграции (совместного функционирования) систем электро-, газо- и теплоснабжения также нашли отражение в отечественных и зарубежных работах [7–15]. Если в [7–10] рассматриваются модели [7, 9, 10] и методы [8] для решения задач опти-

мального потокораспределения для интегрированных систем электро- и газоснабжения для одного или нескольких периодов времени [9, 10], то в [11] предлагается распределенная система управления для таких систем.

В работе [9] предлагается смешанный подход целочисленного и линейного программирования к оптимизации планирования развития систем передачи природного газа и электричества. Этот подход учитывает неисправности вида $N - 1$ как в системе природного газа, так и в электроэнергетической системе. Обращается внимание на повышенную опасность появления аварийных ситуаций в системе природного газа, которые ставят под угрозу безопасность всей интегрированной энергосистемы. К недостаткам работы следует отнести ограниченность рассмотрения непредвиденных событий уровнем $N - 1$ случайностей.

Более широкая постановка приведена в работах [13, 14], где речь идет о функционировании интегрированной энергетической системы, состоящей из электро-, газо- и теплоснабжающих систем. Работа [13] представляет метод унифицированной идентификации и определения местоположения неисправностей с использованием анализа больших данных. Здесь понятие «неисправность» не включает в себя понятие «частичного отказа», как принято в теории надежности. В работе [14] рассматривается влияние аварийной ситуации на газопроводе на топливоснабжение источников электро- и теплоэнергии. Близкой по тематике можно считать работу [15], где рассматривается влияние газоснабжающей системы на надежность электроэнергетической системы.

Комплексный анализ надежности ЭЭС с учетом надежности системы снабжения электростанций топливом может осуществляться двумя способами [4, 6, 15]:

- 1) сначала оценивается надежность топливоснабжающей системы (ТСС), затем осуществляется учет последствий ее отказов на надежность ЭЭС;

- 2) рассматривается совместная работа ТСС и ЭЭС путем моделирования отказов в обеих системах на основе стохастического

разыгрывания.

Авторами был предложен и апробирован «системный» подход – осуществлен анализ надежности газоснабжающей системы Северо-Западного федерального округа (СЗФО) и надежности электроэнергетической системы данного ФО [4–6]. Здесь же был продекларирован и «поузловой» подход, хотя исследования по нему не проводились.

В исследованиях по «системному» подходу комплексный анализ надежности совместной работы ГСС и ЭЭС осуществлялся первым способом, т.е. сначала моделировалась работа ГСС и оценивалась ее надежность, а затем моделировалось функционирование ЭЭС с учетом последствий отказов в ГСС. Для этих целей использовались математические модели анализа надежности сложных ГСС [16] и ЭЭС [17].

В публикациях авторов, посвященных оценке надежности ЭЭС с учетом надежности ГСС, а именно – с учетом надежного снабжения газом электрических станций (ЭС), работающих на газе, не всегда обосновывается правомерность применения той или иной методики с позиции точности отображения технико-экономических свойств исследуемых объектов в расчетной модели⁵ [4–6]. Поэтому научной новизной данной работы являются следующие положения:

- 1) рассмотрение методик с анализом их соответствия объектам и задачам исследования, а также целесообразности их использования в отношении затрат времени на расчеты надежности, сложности подготовки исходных данных, наличия необходимых данных и форм их представления в модели;

- 2) учет частичных отказов [18, 19];

- 3) более широкая постановка задачи – рассматривается не только снабжение станций, работающих на газе, но и на любом другом виде топлива (уголь, мазут и др.), т.е. сначала анализируется надежность топливоснабжающей системы с учетом ее особенностей, а затем оценивается ее влияние на надежность электроснабжения;

- 4) более подробное рассмотрение «поузловое» и «системное» подходов по сравнению с [5, 6], а также предлагается третий, «оценочный», подход.

Проведен сравнительный анализ нескольких способов расчета надежности ЭЭС с учетом надежности ТСС.

Если говорить об отличии исследований надежности по соответствующим подходам, то «поузловой» подход подразумевает сначала оценку надежности топливоснабжающего узла, который обслуживает конкретный узел ЭЭС. Здесь рассматриваются два подхода: 1) эталонный и 2) с использованием коэффициента снабжения. Эталонный – это самый затратный в отношении расчетов способ, дающий наиболее точные результаты. При «системном» подходе оценивается надежность всей ТСС в целом, а не отдельного ее узла, и происходит расчет надежности ЭЭС двумя способами: с учетом корректировки 1) аварийности генерирующего оборудования ЭЭС или 2) ряда распределения генерирующей мощности. При «оценочном» подходе рассчитываются интервалы показателя надежности ЭЭС – вероятности бездефицитного снабжения потребителей электроэнергией. Нижняя граница получается после оценки надежности узлов ТСС и ЭЭС путем перемножения соответствующих вероятностей, а верхняя – выявляется при абсолютно надежной работе ТСС.

Для расчетов надежности покрытия нагрузки энергетических систем следует выполнять расчеты, отталкиваясь от технологических особенностей рассматриваемых систем и структурной схемы их соединений.

Наиболее универсальным представлением случайных величин является закон распределения (функция или ряд) в наиболее подробной форме (с достаточно большим числом ступеней). Поэтому все исследуемые в работе модели сравниваются с этим эталонным представлением.

ПОУЗЛОВОЙ ПОДХОД

Учет надежности ТСС при расчете надежности ЭЭС в случае «поузлового» подхода осуществляется путем учета надежности в зависимости от аварийности оборудования системы, непосредственно снабжаю-

щей топливом определенный узел ЭЭС.

Анализ надежности ТСС производится в предположении ее независимой работы от ЭЭС (иногда это не так, но данный вопрос здесь не рассматривается). В результате анализа надежности топливоснабжающей системы с учетом ее особенностей находится ряд распределения вероятностей ее работоспособного состояния – $p(Q)$, по нему определяются основные показатели ее надежности, в том числе вероятность удовлетворения спроса потребителей топливом или бездефицитного снабжения потребителей, а также математическое ожидание (м.о.) и среднеквадратическое отклонение (с.к.о.) фактической производительности. Зная их, можно анализировать надежность совместного функционирования составляющих энергоснабжающей системы. Это можно сделать двумя способами.

Способ 1. Эталонный расчет предполагает перемножение исходного ряда распределения работоспособного состояния генерирующего оборудования электрических станций, работающих на определенном виде топлива, на соответствующий ему ряд $p(Q)$.

Способ 2. Используется вероятность обеспечения топливом (коэффициент снабжения) p^T . Вероятность работоспособного состояния генерирующей мощности $p^Г$ электростанции пересчитывается по формуле:

$$p^{ГТ} = p^Г \cdot p^T.$$

И на ее основе строится скорректированный исходный ряд распределения генерации электроэнергии для анализа надежности узла ЭЭС с учетом надежности ТСС, т.е. в дальнейших расчетах надежности ЭЭС применяются скорректированные значения.

Сравнение результатов расчетов по «узловому» методу проводилось на упрощенном тестовом примере, но с учетом всех существенных факторов, влияющих на интегральную надежность электроснабжения потребителей.

⁵ Чельцов М. Б., Воропай Н. И., Илькевич Н. И., Ковалев Г. Ф., Савельев В. А., Славин Г. Б. [и др.]. Надежность систем энергетики: сборник рекомендуемых терминов. М.: ИАЦ «Энергия», 2007. 192 с.

Для расчета рядов распределения случайных состояний систем топливоснабжения и электроснабжения использовалась схема независимых испытаний на основе формулы Бернулли [20]:

$$P_n(m) = C_n^m p^m q^{n-m}; \quad C_n^m = \frac{n!}{m!(n-m)!};$$

$$0! = 1; n = 1 \times 2 \dots n, \quad (1)$$

где $q = 1 - p; m = 0, 1, 2, \dots, n$; $P_n(m)$ – вероятность того, что из n агрегатов m находится в работоспособном состоянии с соответствующей суммарной мощностью $\sum_{i=0}^m P_i$; p, q – вероятности работоспособного и неработоспособного состояний каждого из n агрегатов; $p + q = 1$; P_i – единичная мощность агрегата.

Данные ряды распределения могут быть также представлены и в результате обработки статистических (отчетных) данных функционирования соответствующего оборудования.

Рассмотрим предлагаемую методику на примерах.

Способ 1. Имеется система топливоснабжения, представленная десятью объектами с производительностью 100 МВт каждый и вероятностью работоспособного состояния 0,9 каждого объекта, т.е. $P^T = 100$, $n = 10$, $p^T = 0,9$, $q^T = 0,1$. По формуле Бернулли (1) рассчитан ряд распределения вероятностей случайных состояний системы топливоснабжения – P_i^T . При этом математическое ожидание и среднеквадратическое отклонение фактической производительности ТСС, соответственно, равны:

$$M[P^T] = 852,32 \text{ МВт}; \dots \sigma[P^T] = 300,92 \text{ МВт}.$$

Таблица 1. Ряд распределения вероятностей нагрузки
Table 1. Load probability distribution series

| № п/п Показатели | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| P_i^H , МВт | 100 | 200 | 300 | 400 | 500 | 600 | 700 | 800 |
| p_i^H | 0,105 | 0,110 | 0,115 | 0,120 | 0,125 | 0,130 | 0,145 | 0,15 |

Примечание. Условие нормировки выполняется: $\sum p_i = 1, 0$.

По данным располагаемой мощности электрических станций, состоящих из девяти агрегатов мощностью 100 МВт и с вероятностью работоспособного состояния 0,85, т.е.

$P^T = 100$, $n = 9$, $p^T = 0,85$, $q^T = 0,15$, рассчитан ряд распределения вероятностей располагаемой мощности ЭС, при этом м.о. и с.к.о., соответственно, равны:

$$M[P^T] = 765,005 \text{ МВт}; \quad \sigma[P^T] = 106,94 \text{ МВт}.$$

Ряд распределения нагрузки, требующей покрытия, считается заданным и представлен в табл. 1.

При этом м.о. и с.к.о. нагрузки, соответственно, равны:

$$M[P^H] = 477 \text{ МВт}. \quad \sigma[P^H] = 229,28 \text{ МВт}.$$

Схема соединения системы топливоснабжения, электроэнергетической системы и нагрузки (Н) в плане надежности является последовательной: ТСС → ЭЭС → Н.

Обычно проблема определения надежности электроснабжения решается для однозначно заданной производительности каждой из систем, входящих в схему (ТСС, ЭЭС, Н), и вероятности обеспеченности этой производительности. Здесь же рассматривается ряд распределения различных производительностей и соответствующих им вероятностей, что более соответствует реальным условиям функционирования систем. Потому что, таким образом, учитываются частичные отказы системы электроснабжения и неполное покрытие нагрузки.

Располагаемая мощность ТСС принимается больше располагаемой мощности ЭЭС, а мощность ЭЭС больше максимальной мощности нагрузки с учетом необходимости резервирования ($1000 > 900 > 800$).

С учетом схемы соединения следует получить обобщенный ряд распределения рас­полагаемой мощности ТСС и ЭЭС и умножить его на ряд распределения нагрузки. И по результирующему ряду распределения можно определить показатели надежности энергоснабжения исследуемой схемы.

Обобщенный ряд распределения характеризует возможности совместной работы систем топливо- и электроснабжения с учетом собственной надежности их функционирования.

Для формирования обобщенного ряда распределения требуется привлечение технологического анализа исследуемого сложного объекта. Естественно, что выходным и в данном смысле основным звеном является ЭЭС. Поэтому при осуществлении композиции (перемножении) рядов распределения производительностей ТСС и ЭЭС обобщенные значения производительности берутся из соотношения $P^O = \min(P^T, P^E)$, т.е. выбираются минимальные значения в соответствии со схемой соединения.

По результатам этого анализа и формируется окончательный обобщенный ряд.

Композиция обобщенного ряда распределения вероятностей производительностей совместного функционирования систем топливо- и электроснабжения с рядом распределения нагрузки (см. табл. 1) дает результирующий ряд распределения вероятностей покрытия этой нагрузки (табл. 2), позволяющий получить точные (эталонные) показатели надежности. Значения производительности, идущей на покрытие нагрузки, определяются в соответствии с технологическими особенностями системы из соотношения: $P^H = \min(P^O, P^H)$. Вероятности каждого из случайных состояний покрытия нагрузки показывают степень обеспеченности этой нагрузки энергоснабжающей ее системой.

Из табл. 2 следует, что покрытие переменной нагрузки осуществляется с вероятностью 0,9081549 равной сумме вероятностей покрытия всех значений нагрузки. И, следовательно, отказ в покрытии будет происходить с вероятностью

$$p_1^H = 0,0918 = 1,0 - 0,9082. \quad (2)$$

Способ 2. Ниже приводится расчет с использованием коэффициента снабжения топливом p^T каждого генератора системы и вероятности работоспособного состояния p^E со значениями, принятыми в предыдущем расчете ($p^T = 0,9$; $p^E = 0,85$). Принимаем, что с учетом обеспеченности генерирующих блоков топливом вероятность их работоспособного состояния имеет значение

$$p^{TE} = p^E \cdot p^T = 0,9 \cdot 0,85 = 0,765.$$

Для расчета ряда распределения случайных значений располагаемой генерирующей мощности использовалась формула Бернулли (1).

Композиция этого ряда с рядом нагрузки (см. табл. 1) дает результирующий ряд распределения покрытия нагрузки, табл. 3. Из табл. 3 следует, что покрытие нагрузки осуществляется с вероятностью 0,9999989 равной сумме вероятностей покрытия всех отличных от нуля значений нагрузки. И, следовательно, отказ в покрытии будет происходить с вероятностью

$$p_1^H = 0,0000021 = 1,0 - 0,9999989. \quad (3)$$

Сравнивая результаты, полученные на основе данных табл. 2 (эталонный ряд распределения, выражение (2)) и табл. 3 (ряд распределения на основе коэффициента снабжения топливом, выражение (3)), следует сделать вывод, что имеет место существенная погрешность при использовании данной методики. Следовательно, эту методику вряд ли целесообразно рекомендовать, несмотря на упрощение расчетов.

Еще менее точные результаты будут получены, если вместо рядов распределения состояний ТСС, ЭЭС и нагрузки используются математические ожидания производительностей:

$$M[P^T] = 852,32 \text{ МВт}; \quad M[P^E] = 765,055 \text{ МВт}; \quad M[P^H] = 477 \text{ МВт}.$$

Таблица 2. Ряд распределения вероятностей покрытия нагрузки
Table 2. Load coverage probability distribution series

| Показатели \ № п/п | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|--------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| P_i^{Π} , МВт | 0 | 100 | 200 | 300 | 400 | 500 | 600 | 700 | 800 |
| p_i^{Π} | 0,0918 | 0,1050 | 0,1100 | 0,1150 | 0,1200 | 0,1243 | 0,1255 | 0,1239 | 0,0845 |

Примечание. Условие нормировки выполняется: $\sum p_i = 1, 0$.

Таблица 3. Ряд распределения вероятностей покрытия нагрузки с учетом табл. 6
Table 3. Distribution series of load coverage probabilities taking into account table 6

| Показатели \ № п/п | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|--------------------|----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| P_i^{Π} , МВт | 0 | 100 | 200 | 300 | 400 | 500 | 600 | 700 | 800 |
| p_i^{Π} | $0,21 \cdot 10^{-5}$ | 0,1050 | 0,1106 | 0,1191 | 0,1361 | 0,1630 | 0,1764 | 0,1389 | 0,0507 |

Примечание. Условие нормировки выполняется: $\sum p_i = 1, 0$.

Из приведенных математических ожиданий можно заключить, что энергоснабжение нагрузки будет осуществляться абсолютно надежно, с вероятностью 1,0. Данное предположение не подтвердилось. Даже для нашего тестового примера полученные значения с.к.о. дают такой разброс случайных величин, что при их экстремальных (конечных) значениях энергоснабжение нагрузки будет осуществляться ненадежно.

На основании выполненного исследования можно сделать вывод, что для расчетов надежности покрытия нагрузки энергетических систем следует выполнять расчеты, отталкиваясь от технологических особенностей рассматриваемых систем, структурной схемы их соединений, при этом избегая (для целей сокращения объемов расчетов) различных приемов необоснованного упрощения исходной схемы, ее параметров и методик вычисления.

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД

В случае «системного» подхода при расчете надежности узлов ЭЭС учитывается надежность ТСС, рассчитанная для ТСС в целом. То есть сначала оценивается надежность топливоснабжающей системы: вычисляются вероятности бездефицитного снабжения потребителей топливом, тем самым

оценивается надежность его поставки на электрические станции, работающие на данном виде топлива.

Учет надежности работы ТСС при анализе надежности электроснабжения потребителей в ЭЭС можно осуществить двумя способами:

Способ 1. Корректировка аварийности генерирующего оборудования [4, 6]. Вычисленные показатели надежности топливоснабжения потребителей по узлам i , а именно: вероятности бездефицитного снабжения потребителей топливом p_i^T учитываются до вычисления рядов распределения генерирующей мощности. Сначала пересчитываются аварийности генерирующего оборудования электрических станций данного узла i , работающих на данном виде топлива. Для этого вычисляются вероятности безотказной работы оборудования электрических станций, работающих на данном виде топлива, $p_i^{\Gamma} = 1 - q_i^{\Gamma}$, которые затем умножаются на соответствующие поузловые показатели надежности ТСС p_i^T , т.е. $p' = p_i^{\Gamma} \cdot p_i^T$. Далее вычисляются скорректированные аварийности оборудования электрических станций: $q' = 1 - p'$. И на их основе вычисляются ряды распределения генерирующей мощности или работоспособного состояния агрегатов на ЭС.

Способ 2. Корректировка рядов распределения генерирующей мощности. Вычисленные показатели надежности топливоснабжения потребителей по узлам i , а именно: вероятности бездефицитного снабжения потребителей топливом p_i^T учитываются после вычисления рядов распределения генерирующей мощности или работоспособного состояния агрегатов на электрических станциях путем умножения вычисленных рядов на соответствующий ряд $(1 - p_i^T; p_i^T)$.

В результате этих двух способов получают исходные данные для математической модели оценки надежности ЭЭС с учетом надежности снабжения этих электростанций топливом.

Сравнение способов учета надежности ТСС при «системном» подходе проводилось на условном примере: ЭС содержит 5 агрегатов ($n = 5$), каждый мощностью 800 МВт с одинаковой аварийностью $q^T = 0,03$. Вероятность бездефицитной работы ТСС равна $p^T = 0,9$.

Согласно 1-му способу корректировки аварийности генерирующего оборудования, пересчитывается аварийность генерирующего оборудования ЭС с учетом надежности работы ТСС. Для этого вычисляем исходную и скорректированную вероятности безотказной работы:

$$p^T = 1 - q^T = 1 - 0,03 = 0,97;$$

$$p' = p^T \cdot p^T = 0,97 \cdot 0,9 = 0,873.$$

Скорректированная аварийность оборудования будет рассчитана:

$$q' = 1 - p' = 1 - 0,873 = 0,127.$$

Рассчитаем новый ряд распределения работоспособного состояния ЭС со скорректированной аварийностью оборудования с помощью формулы Бернулли. Полученный ряд распределения работоспособного состояния генерирующего оборудования с учетом вероятности бездефицитной работы ТСС представлен в табл. 4.

При этом м.о. и с.к.о. фактической производительности равны $M[P^1] = 3492$ МВт и $\sigma[P^1] = 596,64$ МВт, соответственно.

Согласно 2-му способу корректировки рядов распределения генерирующей мощности, рассчитывается ряд распределения работоспособного состояния ЭС на основе схемы независимых испытаний с помощью формулы Бернулли при $n = 5, q = 0,03, p = 1 - q = 0,97, m = 0, 1, 2, \dots, 5$.

Для учета влияния работы ТСС на надежность ЭС полученный ряд распределения умножаем на соответствующий ряд $(1 - p^T, p^T) = (0,1; 0,9)$ и вычисляем ряд распределения работоспособного состояния генерирующего оборудования с учетом вероятности бездефицитной работы ТСС. Результаты представлены в табл. 5. При этом м.о. и с.к.о. фактической производительности равны $M[P^2] = 3492$ МВт и $\sigma[P^2] = 1199,46$ МВт, соответственно.

Таблица 4. Ряд распределения вероятностей работоспособного состояния генерирующего оборудования с учетом работы топливоснабжающей системы, способ 1А

Table 4. Probability distribution series of the operational state of generating equipment taking into account the fuel supply system operation, method 1A

| Показатели \ № п/п | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|-------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|--------|--------|--------|
| Количество агрегатов в работе | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Мощность, МВт | 0 | 800 | 1600 | 2400 | 3200 | 4000 |
| Вероятность, p_i^1 | $0,3304 \cdot 10^{-4}$ | $0,1136 \cdot 10^{-2}$ | $0,1561 \cdot 10^{-1}$ | 0,1073 | 0,3688 | 0,5071 |

Примечание. Условие нормировки выполняется: $\sum p_i = 1,0$.

Таблица 5. Ряд распределения вероятностей работоспособного состояния генерирующего оборудования с учетом работы топливоснабжающей системы, способ 2

Table 5. Probability distribution series of the operational state of generating equipment taking into account the fuel supply system operation, method 2

| Показатели \ № п/п | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|-------------------------------|-----|------------------------|------------------------|------------------------|--------|--------|
| Количество агрегатов в работе | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Мощность, МВт | 0 | 800 | 1600 | 2400 | 3200 | 4000 |
| Вероятность, p_i^2 | 0,1 | $0,3536 \cdot 10^{-5}$ | $0,2286 \cdot 10^{-3}$ | $0,7393 \cdot 10^{-2}$ | 0,1195 | 0,7729 |

Примечание. Условие нормировки выполняется: $\sum p_i = 1, 0$.

Сравнивая результаты расчетов двух способов учета надежности ТСС для оценки балансовой надежности ЭЭС (см. табл. 4 и 5), можно видеть, что первый способ, более точно учитывающий специфику систем, показывает меньшую надежность, чем второй, упрощенный способ. М.о. производительностей равны, с.к.о. в первом случае меньше, что говорит о большей однородности данных. Можно заключить, что первый способ, учитывающий технологию процесса, является более предпочтительным.

ОЦЕНОЧНЫЙ МЕТОД

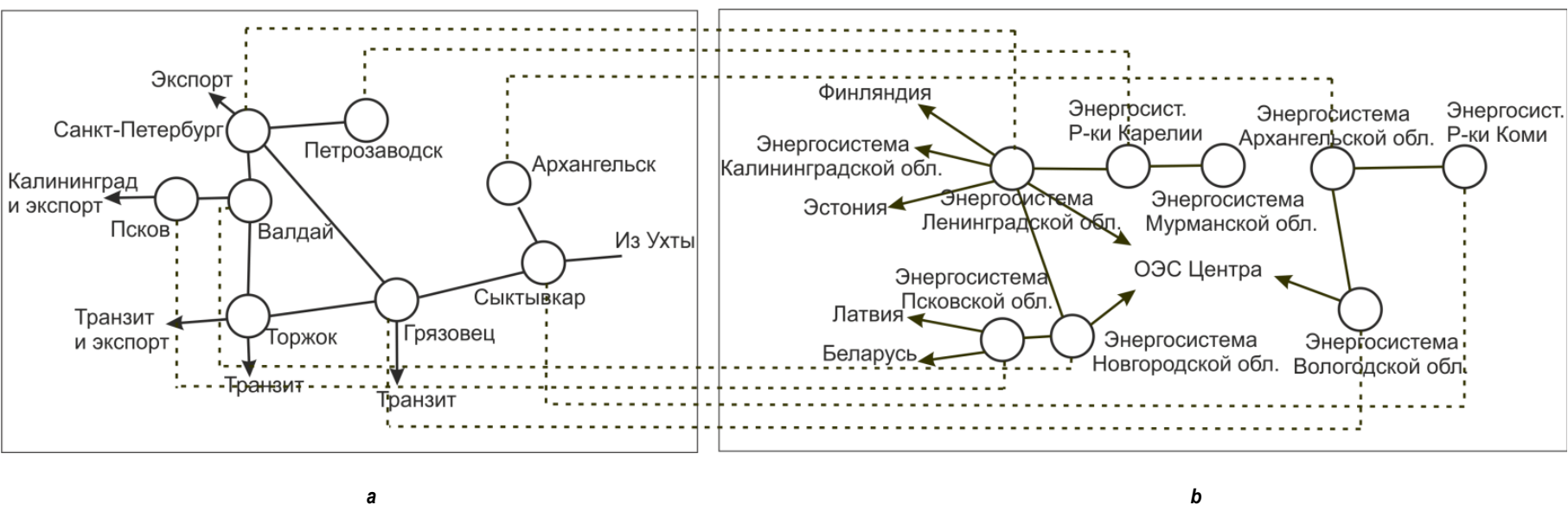
Для оценки интервала поузловых показателей надежности ЭЭС, а именно – нижней и верхней границ вероятности бездефицитного снабжения потребителей электроэнергией, сначала производится анализ надежности ТСС. В результате вычисляются показатели надежности топливоснабжения потребителей по всем узлам i , а именно: вероятности бездефицитного снабжения потребителей топливом p_i^T ; $i = \overline{1, I}$, где I – число расчетных узлов-потребителей в системе. Аналогично можно вычислить поузловые показатели надежности ЭЭС – вероятности бездефицитного снабжения потребителей электроэнергией при абсолютной надежности ТСС (или без учета ненадежной работы ТСС) – p_i^T . Тогда вероятность электроснабжения потребителей с учетом надежности ТСС p_i^{TT} рассчитывается как $p_i^{TT} = p_i^T p_i^T = \mathcal{P}_i'$. Эту величину

можно рассматривать как нижнюю границу \mathcal{P}_i' поузлового показателя надежности электроснабжения потребителей p_i^{TT} . На самом деле поузловые показатели надежности ЭЭС с учетом работы ТСС будут выше нижней границы за счет проявления системного эффекта взаимопомощи внутри ЭЭС. Верхняя граница поузлового показателя будет при $p_i^T = 1$, т.е. считаем, что система топливоснабжения абсолютно надежна или ее надежность не учитывается при анализе надежности ЭЭС, $p_i^{TT} = 1$ $p_i^T = \mathcal{P}_i''$. Очевидно, что вероятность электроснабжения потребителей с учетом надежности ТСС будет находиться в диапазоне от нижней границы \mathcal{P}_i' до верхней \mathcal{P}_i'' , т.е. $\mathcal{P}_i' \leq p_i^{TT} \leq \mathcal{P}_i''$.

Исследования по апробации интервальной оценки поузловых показателей надежности ЭЭС проводились для энергосистемы СЗФО [5, 6]. В качестве топливоснабжающей системы рассматривается газоснабжающая система. Энергосистема СЗФО была выбрана потому, что доля генерирующей мощности энергосистемы СЗФО, использующая газ в качестве первичного энергоресурса, составляет около 70% от суммарной генерирующей мощности⁵.

На рисунке представлены расчетные схемы системы газоснабжения и энергосистемы СЗФО, пунктирной линией отмечены функциональные связи данных систем [5].

⁵Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2014–2020 годы. Приказ № 495 от 01.08.2014. М., Минэнерго России.



Расчетные схемы газоснабжающей системы (a) и электроэнергетической системы (b) Северо-Западного федерального округа с функциональными связями
Design diagrams of the gas supply system (a) and the electric power system (b) of the North-Western Federal District with functional connections

Для оценки надежности ГСС и ЭЭС использовались математические модели анализа надежности соответствующих систем, разработанные авторами [16, 17]. В результате оценки надежности ГСС СЗФО были получены показатели надежности газоснабжения потребителей по узлам – вероятности удовлетворения спроса потребителей газом или бездефицитного снабжения потребителей газом $p_i^{\text{ГСС}}$ [5, 6], представленные в табл. 6, столб. 1 и 2.

Также была оценена надежность электроэнергетической системы СЗФО как без учета надежности снабжения электростанций газом, так и с учетом надежности газоснабжения электростанций, а именно: вычислены вероятности бездефицитного снабжения потребителей электроэнергией ($p_i^{\text{ЭЭС}}$) по узлам [5, 6]. Результаты расчетов приведены в табл. 6, столб. 3, 4 и 6.

Для расчета нижней границы поузловых показателей надежности электроснабжения потребителей СЗФО были совмещены узлы ГСС и ЭЭС (см. рисунок и табл. 6). Так, например, нижняя граница для узла ЭЭС Республика Карелия (что соответствует узлу в схеме ГСС – Петрозаводск) была получена как $p_i' = p_i^{\text{ГСС}} \cdot p_i^{\text{ЭЭС}} = 0,9352 \cdot 0,9929 = 0,9285$ (см. столбец 5 табл. 6).

Анализ результатов расчета подтверждает теоретическое предположение, что вероятность электроснабжения потребителей с учетом надежности ГСС, рассчитанная как $\Phi_i' = p_i^{\text{ГСС}} \cdot p_i^{\text{ЭЭС}}$, является нижней границей поузлового показателя надежности электроснабжения потребителей (см. столбец 5 табл. 6).

Позуловые показатели надежности ЭЭС с учетом работы ГСС, рассчитанные в соответствии с «системным» подходом (см. столбец 6 табл. 6), оказались выше нижней границы за счет проявления системного эффекта взаимопомощи при функционировании ЭЭС.

«Узловой» и «системный» подходы рассчитывают надежность ЭЭС на основе точечного или дискретного показателя надежности, получаемого в виде одного конкретно-

го числа, что может приводить к ошибкам при принятии решения. «Оценочный» подход дает интервальную оценку показателя, которая является более объективной и сводит к минимуму ошибки при расчетах.

В практическом плане применения предлагаемых методов анализа надежности топливоснабжения электрических станций можно заключить, что каждый последующий подход (поузловой, системный, оценочный) предоставляет улучшенные оценки по учету надежности топливоснабжения электрических станций. Поэтому их применение может быть обосновано горизонтом планирования работы энергосистем и неопределенностью исходной информации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Вопросы обеспечения надежности энергоснабжения потребителей в современных условиях эксплуатации энергосистем становятся все более актуальными. Одним из основных факторов, наряду с высоким износом оборудования во многих системах энергетики, является вопрос обеспеченности их всеми видами ресурсов. В частности, при комплексном исследовании [21] надежности ЭЭС актуальным является обеспеченность их первичными энергоресурсами – топливом для тепловых электростанций: газ, уголь, мазут и др.

2. Предложено несколько методических подходов – «поузловой», «системный» и «оценочный» – для оценки надежности электроэнергетических систем с учетом надежности топливоснабжения. Эти подходы позволяют с разной степенью точности провести учет надежности топливоснабжения при оценке надежности электроснабжения при планировании работы и прогнозировании развития энергосистем.

3. Все подходы апробированы на примерах: «поузловой» и «системный» – на условном примере энергосистемы, а «оценочный» – на расчетных схемах системы газоснабжения и энергосистемы СЗФО.

4. Сравнивая различные подходы к оценке надежности ЭЭС с учетом надежности ГСС, можно видеть, что:

1) при «узловом» подходе 1-й способ с

использованием рядов распределения вероятностей располагаемых мощностей и нагрузки дает более точные результаты по сравнению со 2-м упрощенным способом с использованием коэффициента снабжения;

2) «системный» подход удобен, когда оценивается надежность узлов всей ТСС, при этом 1-й способ (корректировка аварийности генерирующего оборудования) дает более точные результаты по сравнению со 2-м способом (корректировка рядов распределения генерирующего оборудования);

3) «оценочный» подход позволяет получить интервальную оценку такого показателя надежности, как вероятность бездефицитного снабжения потребителей электроэнергии всех узлов ЭЭС.

5. Каждый последующий из предложен-

ных подходов к учету надежности ТСС при оценке надежности ЭЭС улучшает предыдущий. «Поузловой» подход позволяет оценить надежность ЭЭС в первом приближении и дает наиболее грубые оценки, он может быть использован при долгосрочном планировании развития ЭЭС. «Системный» подход позволяет оценить надежность ЭЭС с учетом надежности ТСС более комплексно по сравнению с предыдущим за счет своего системного эффекта. «Оценочный» подход в отличие от двух первых подходов, где вычисляются точечные или дискретные показатели надежности, дает интервальную оценку, которую возможно и целесообразно использовать при решении задач не только перспективного развития, но долгосрочного планирования работы ЭЭС.

Таблица 6. Показатели надежности электроэнергетической системы Северо-Западного федерального округа
Table 6. Reliability indicators of the electric power system of the North-Western Federal District

| № | Название узлов в системах | | | Вероятности бездефицитного снабжения потребителей электроэнергии, $P_i^{\text{ЭЭС}}$ | | |
|---|---------------------------|---------------------------------------------------------------------------|------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|
| | ГСС | Вероятность бездефицитного газоснабжения потребителей, $P_i^{\text{ГСС}}$ | ЭЭС | без учета надежности ГСС $P_i'' = P_i^{\text{ЭЭС}}$; ($P_i^{\text{ГСС}} = 1$) (верхняя граница) | с учетом надежности ГСС («поузловой» подход) $P_i' = P_i^{\text{ГСС}} \cdot P_i^{\text{ЭЭС}}$ (нижняя граница) | с учетом надежности ГСС («системный» подход) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | |
| 1 | Петрозаводск | 0,9352 | ЭЭС Республики Карелия | 0,9929 | 0,9285 | 0,9876 |
| 2 | Сыктывкар | 0,9971 | ЭЭС Республики Коми | 0,9990 | 0,9961 | 0,9990 |
| 3 | Архангельск | 0,9971 | ЭЭС Архангельской обл. | 0,9999 | 0,9970 | 0,9999 |
| 4 | Грязовец | 0,9950 | ЭЭС Вологодской обл. | 0,9999 | 0,9950 | 0,9999 |
| 5 | Санкт-Петербург | 0,9692 | ЭЭС Ленинградской обл. | 0,9999 | 0,9692 | 0,9999 |
| 6 | Валдай | 0,9950 | ЭЭС Новгородской обл. | 0,9999 | 0,9949 | 0,9999 |
| 7 | Псков | 0,9773 | ЭЭС Псковской обл. | 0,9986 | 0,9759 | 0,9973 |
| 8 | Торжок | 0,9950 | ЭЭС Мурманской обл. | 0,9978 | 0,9978 | 0,9978 |

Примечания: ГСС – газоснабжающая система; ЭЭС – электроэнергетическая система.
* Нет связи с ГСС.

Список источников

1. Баринов В. А., Барон Ю. Л., Батенин В. М., Безруких П. П., Бушуев В. В., Волков Э. П. [и др.]. Энергетика России: взгляд в будущее. Обосновывающие материалы к Энергетической стратегии России на период до 2030 года. М., 2010. [Электронный ресурс]. URL:

http://www.energystategy.ru/editions/demo/demo_ES-2030_2011.pdf (11.09.2021).

2. Бушуев В. В., Мастепанов А. М., Куричев Н. К., Белогорьев А. М., Громов А. И. Мировая энергетика–2050 (Белая книга) / под ред. В. В. Бушуева, В. А. Ка-

ламанова. М.: ИД «Энергия», 2011. 360 с.

3. Федун Л., Сонин Ф. Перспективы развития мировой и российской энергетики: сценарии до 2050 года // Энергетическая политика. 2022. <https://energypolicy.ru/perspektivy-razvitiya-mirovoj-i-rossijskoj-energetiki-scenarii-do-2050-goda/neft/2022/13/18/> (11.09.2021).
4. Ковалёв Г. Ф., Крупенёв Д. С., Дзюбина Т. В. Комплексный подход к оценке балансовой надежности электроэнергетических систем с учетом надежного снабжения электростанций газом // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2015. № 9. С. 140–145.
5. Ковалёв Г. Ф., Крупенёв Д. С., Дзюбина Т. В. Взаимосвязь между снабжением электростанций газом и надежным функционированием электроэнергетической системы // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2015. № 10. С. 195–200.
6. Krupenev D. S., Kovalev G. F., Dzyubina T. V. Assessment of electric power system adequacy considering reliability of gas supply to power plants // Energy Systems Research. 2018. Vol. 1. No. 1. P. 21–28. <https://doi.org/10.25729/esr.2018.01.0002>.
7. An Seungwon, Qing Li, Gedra T. W. Natural gas and electricity optimal power flow // IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (Dallas, 7–12 September 2003). Dallas: IEEE, 2003. Vol. 1. P. 138–143. <https://doi.org/10.1109/TDC.2003.1335171>.
8. Liu Cong, Shahidehpou M., Wang Jianhui. Coordinated scheduling of electricity and natural gas infrastructures with a transient model for natural gas flow // Chaos. 2011. Vol. 21. P. 025102. <https://doi.org/10.1063/1.3600761>.
9. Chaudry M., Jenkins N., Strbac G. Multi-time period combined gas and electricity network optimization // Electric Power Systems Research. 2008. Vol. 78. Iss. 7. P. 1265–1279. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2007.11.002>.
10. Clegg S., Mancarella P. Integrated electrical and gas network modeling for assessment of different power-and-heat options // Power Systems Computation Conference. 2014. <https://doi.org/10.1109/PSCC.2014.7038405>.
11. Arnold M., Negenborn R. R., Andersson G., De Schutter B. Distributed control applied to combined electricity and natural gas infrastructures // First International Conference on Infrastructure Systems and Services: Building

Networks for a Brighter Future. 2008. <https://doi.org/10.1109/INFRA.2008.5439653>.

12. Zhang Yao, Hu Yuan, Ma Jin, Bie Zhaohong. A mixed-integer linear programming approach to security-constrained cooptimization expansion planning of natural gas and electricity transmission systems // IEEE Transactions on Power Systems. 2018. Vol. 33. Iss. 6. P. 6369–6378. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2832192>.
13. Zhong Junjie, Li Yong, Cao Yijia, Sidorov D., Panasetsky D. A uniform fault identification and positioning method of integrated energy system // Energy Systems Research. 2018. Vol. 1. No. 3. P. 14–24. <https://doi.org/10.25729/esr.2018.03.0002>.
14. Voropai N., Stennikov V., Senderov S., Barakhtenko E., Voitov O., Ustinov A. Modeling of integrated energy supply systems: main principles, model, and applications // Journal of Energy Engineering. 2017. Vol. 143. Iss. 5. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)EY.1943-7897.0000443](https://doi.org/10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000443).
15. Correa-Posada C. M., Sanchez-Martin P. Security-constrained optimal power and natural-gas flow // IEEE Transactions on Power Systems. 2014. Vol. 29. Iss. 4. P. 1780–1787. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2299714>.
16. Илькевич Н. И., Дзюбина Т. В., Калинина Ж. В. Многоуровневое моделирование развития систем газоснабжения. Новосибирск: Наука, 2014. 217 с.
17. Ковалёв Г. Ф., Лебедева Л. М. Надежность систем электроэнергетики / отв. ред. Н. И. Воропай. Новосибирск: Изд-во «Наука», 2015. 224 с.
18. Гуринович В. Д., Дзюбина Т. В., Добровольская Т. В., Домышев А. В., Дьяков А. Ф., Илькевич Н. И. Надежность систем энергетики: проблемы, модели и методы их решения. Новосибирск: Наука, 2014. 284 с.
19. Baker J., Brunner H., Sinclair J., Uhlen K. ENARD: International collaboration in electricity networks R&D // 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. 2009. Part 1. <https://doi.org/10.1049/cp.2009.0644>.
20. Вентцель Е. С. Теория вероятностей. 4-е изд., стер. М.: Изд-во «Наука», 1969. 564 с.
21. Воропай Н. И. Системные исследования в энергетике: ретроспектива научных направлений СЭИ–ИСЭМ. Новосибирск: Наука, 2010. 686 с.

References

1. Barinov V. A., Baron Yu. L., Batenin V. M., Bezrukih P. P., Bushuev V. V., Volkov E. P., et al. Russian energy sector: a look into the future. Substantiating materials for the Energy Strategy of Russia for the period up to 2030. Moscow, 2010. Available from: http://www.energystrategy.ru/editions/demo/demo_ES-2030_2011.pdf [Accessed 11th September 2021]. (In Russ.).
2. Bushuev V. V., Mastepanov A. M., Kurichev N. K., Belogor'ev A. M., Gromov A. I. *World Energy–2050 (White Book)* / eds. V. V. Bushueva, V. A. Kalamanova. Moscow: Energiya; 2011, 360 p. (In Russ.).
3. Fedun L., Sonin F. Development prospects of global and Russian energy sector: scenarios for the period up to

2050. *Energeticheskaya politika*. 2022. <https://energypolicy.ru/perspektivy-razvitiya-mirovoj-i-rossijskoj-energetiki-scenarii-do-2050-goda/neft/2022/13/18/> [Accessed 11th September 2021]. (In Russ.).
4. Kovalyov G. F., Krupenyov D. S., Dzyubina T. V. An integrated approach to electric power system adequacy assessment in terms of reliable gas supply to power plants. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tehnikeskogo universiteta = Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2015;9:140–145. (In Russ.).
5. Kovalyov G. F., Krupenev D. S., Dzyubina T. V. Interrelation between power plant gas supply and reliable electric power system operation. *Vestnik Irkutskogo gosudar-*

stvennogo tekhnicheskogo universiteta = *Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2015;10:195-200. (In Russ.).

6. Krupenev D. S., Kovalev G. F., Dzyubina T. V. Assessment of electric power system adequacy considering reliability of gas supply to power plants. *Energy Systems Research*. 2018;1(1):21-28. <https://doi.org/10.25729/esr.2018.01.0002>.

7. An Seungwon, Qing Li, Gedra T. W. Natural gas and electricity optimal power flow. In: *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*. 7–12 September 2003, Dallas. Dallas: IEEE; 2003, vol. 1, p. 138-143. <https://doi.org/10.1109/TDC.2003.1335171>.

8. Liu Cong, Shahidehpou M., Wang Jianhui. Coordinated scheduling of electricity and natural gas infrastructures with a transient model for natural gas flow. *Chaos*. 2011;21:025102. <https://doi.org/10.1063/1.3600761>.

9. Chaudry M., Jenkins N., Strbac G. Multi-time period combined gas and electricity net-work optimization. *Electric Power Systems Research*. 2008;78(7):1265-1279. <https://doi.org/10.1016/j.eprsr.2007.11.002>.

10. Clegg S., Mancarella P. Integrated electrical and gas network modeling for assessment of different power-and-heat options. In: *Power Systems Computation Conference*. 2014. <https://doi.org/10.1109/PSCC.2014.7038405>.

11. Arnold M., Negenborn R. R., Andersson G., De Schutter B. Distributed control applied to combined electricity and natural gas infrastructures. In: *First International Conference on Infrastructure Systems and Services: Building Networks for a Brighter Future*. 2008. <https://doi.org/10.1109/INFRA.2008.5439653>.

12. Zhang Yao, Hu Yuan, Ma Jin, Bie Zhaohong. A mixed-integer linear programming approach to security-constrained cooptimization expansion planning of natural gas and electricity transmission systems. In: *IEEE Trans-*

actions on Power Systems. 2018;33(6):6369-6378. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2832192>.

13. Zhong Junjie, Li Yong, Cao Yijia, Sidorov D., Panasetsky D. A uniform fault identification and positioning method of integrated energy system. *Energy Systems Research*. 2018;1(3):14-24. <https://doi.org/10.25729/esr.2018.03.0002>.

14. Voropai N., Stennikov V., Senderov S., Barakhtenko E., Voitov O., Ustinov A. Modeling of integrated energy supply systems: main principles, model, and applications. *Journal of Energy Engineering*. 2017;143(5). [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)EY.1943-7897.0000443](https://doi.org/10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000443).

15. Correa-Posada C. M., Sanchez-Martin P. Security-constrained optimal power and natural-gas flow. In: *IEEE Transactions on Power Systems*. 2014;29(4):1780-1787. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2299714>.

16. Il'kevich N. I., Dzyubina T. V., Kalinina Zh. V. *Multi-level modeling of gas supply system development*. Novosibirsk: Nauka; 2014, 217 p. (In Russ.).

17. Kovalyov G. F., Lebedeva L. M. *Reliability of electric power systems* / ed. N. I. Voropaj. Novosibirsk: Nauka; 2015, 224 p. (In Russ.).

18. Gurinovich V. D., Dzyubina T. V., Dobrovol'skaya T. V., Domyshv A. V., D'yakov A. F., Il'kevich N. I. *Reliability of energy systems: Problems, models and methods for solving them*. Novosibirsk: Nauka; 2014, 284 p. (In Russ.).

19. Baker J., Brunner H., Sinclair J., Uhlen K. ENARD: International collaboration in electricity networks R&D. In: *20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*. 2009;1. <https://doi.org/10.1049/cp.2009.0644>.

20. Ventcel' E. S. *Probability Theory*. Moscow: Nauka; 1969, 564 p. (In Russ.).

21. Voropaj N. I. *Systemic research in the energy sector: a retrospective of the research areas of SEI – ISEM*. Novosibirsk: Nauka; 2010, 686 p. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Дзюбина Татьяна Владимировна,
кандидат технических наук, доцент,
старший научный сотрудник Отдела
трубопроводных систем энергетики,
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия

Ковалёв Геннадий Федорович,
доктор технических наук, профессор,
ведущий научный сотрудник,
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия

Крупенёв Дмитрий Сергеевич,
кандидат технических наук,
старший научный сотрудник,
заведующий Лабораторией надежности
топливо- и энергоснабжения,
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Tatiana V. Dzyubina,
Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,
Senior Researcher of the Department
of Pipeline Energy Systems,
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,
130, Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia

Gennady F. Kovalev,
Dr. Sci. (Eng.), Professor,
Leading Researcher,
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,
130, Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia

Dmitry S. Krupenev,
Cand. Sci. (Eng.),
Senior Researcher,
Head of the Laboratory of Fuel and Energy Supply Reliability,
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,
130, Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia

Вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Contribution of the authors

The authors contributed equally to this article.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests

The authors declare no conflicts of interests.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 26.01.2022; одобрена после рецензирования 14.03.2022; принята к публикации 17.06.2022.

Information about the article

The article was submitted 26.01.2022; approved after reviewing 14.03.2022; accepted for publication 17.06.2022.