
УДК 621.311.019.3

ПОКАЗАТЕЛИ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ СОСТАВЛЯЮЩИХ НОРМАТИВНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К СОВРЕМЕННЫМ УСЛОВИЯМ РАЗВИТИЯ ЕЭС РОССИИ

© 2022 г. Ю. Я. Чукреев¹, *, М. Ю. Чукреев¹

¹Институт социально экономических и энергетических проблем Севера ФИЦ Коми НЦ УрО РАН,
Сыктывкар, Россия

*e-mail: chukreev@iespn.komisc.ru

Поступила в редакцию 06.04.2022 г.

После доработки 14.06.2022 г.

Принята к публикации 16.06.2022 г.

Рассмотрены вопросы приемлемости использования существующей нормативной и методической базы при выработке управленческих решений по обоснованию составляющих нормативного резерва мощности применительно к схемам развития ЕЭС России. Приводится сравнение составляющих нормативного резерва мощности – оперативного и ремонтного, полученных для различного представления режимов электропотребления, используемых в различных нормативно-технических документах. Сравнение приводится как для принятых и утвержденных в России нормативных значений к показателям балансовой надежности, так и их европейских аналогов.

Ключевые слова: балансовая надежность, средства обеспечения надежности, нормативный показатель, резерв мощности, вероятностные показатели надежности

DOI: 10.31857/S0002331022050041

1. ЗАДАЧА ОЦЕНКИ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ, ПОКАЗАТЕЛИ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕ НАДЕЖНОСТЬ И ВЛИЯЮЩИЕ ФАКТОРЫ

Под балансовой надежностью (*adequacy*) в задаче перспективного планирования электроэнергетики понимается способность электроэнергетических систем (ЭЭС) обеспечивать совокупный спрос на электрическую энергию и мощность потребителей в пределах заданных ограничений на поставки энергоресурсов с учетом запланированных и обоснованно ожидаемых незапланированных перерывов в работе ее элементов, а также эксплуатационных ограничений. В соответствии с определением, к задачам оценки показателей балансовой надежности (ПБН) при управлении развитием ЭЭС относятся лишь те, *решение которых связано с необходимостью учета отказов системы* из-за аварийных повреждений оборудования и учета случайных отклонений нагрузок от планируемых значений (в приведенном выше определении – обоснованно ожидаемых незапланированных перерывов). Важно понимать, что случайные состояния, вызванные незапланированными перерывами, могут продолжаться несколько десятков суток (внеплановый ремонт оборудования), а глубина возможного дефицита мощности может достигать значительных величин, исчисляемых десятками ГВт (несколько крупных генераторов выходят в аварийный ремонт, например, Саяно-Шушенская ГЭС), пусть и с малой вероятностью их наступления.

Задача оценки показателей балансовой надежности в современных рыночных условиях развития электроэнергетической отрасли страны остается такой же актуальной, как и в условиях централизованного управления характерного для советского периода. С позиций необходимости применения ее для решения задачи синтеза надежности – оптимизации средств ее обеспечения – показатели балансовой надежности должны быть достаточно чувствительными к возмущениям [1]. В отечественных [2, 3, 4 и др.] и зарубежных публикациях [5, 6 и др.] этому наиболее полно отвечают вероятностные показатели:

– интегральные вероятности появления дефицита мощности территориальных зон (J_d) ЭЭС (за рубежом аналогом при определенных условиях является вероятность потери нагрузки (*Loss of Load Probability*) – *LOLP*);

– среднее число дней дефицита мощности (длительность потери нагрузки в сутках в год – *Loss of Load Expectation* – *LOLE* [6]);

– среднее число часов дефицита мощности в год (длительность потери нагрузки в часах в год – *Loss of Load Hours* – *LOLH* [6]).

Следует отметить, что произошедшие за последние 30 лет изменения в социально-экономическом развитии нашей страны и электроэнергетической отрасли в частности, практически не оказали влияния на методические основы создания модельно-программных комплексов оценки показателей балансовой надежности. Нельзя не отметить, что при оценке показателей балансовой надежности эти основы достаточно близки к применяемым за рубежом. Отличия касаются в основном информационной составляющей учитываемых факторов и случайных событий [7, 8].

Процесс определения показателей балансовой надежности ЭЭС основан на формировании случайных состояний генерирующей мощности и нагрузки для каждой зоны надежности и их оценки на предмет наличия в них дефицита мощности. Формирование случайных состояний генерирующей мощности, вызванных выводом оборудования во внеплановый (аварийный) ремонт, принято осуществлять методами статистического моделирования, а их оценку методами линейного или нелинейного программирования [4, 7, 8].

Представление режима электропотребления оказывает существенное влияние на показатели балансовой надежности многозонных ЭЭС. В отечественной практике, начиная с 80-х годов прошлого столетия, режим электропотребления представлялся одним суточным графиком нагрузки наиболее холодного периода года (обычно декабря) в предположении его действия для всех 250 рабочих дней года. Это отражено в нормативно-технических документах в виде методических указаний (МУ) или рекомендациях (МР) по проектированию развития энергосистем, утверждаемых Министерством энергетики страны [напр., 9].

В зарубежной практике в моделях обеспечения балансовой надежности режим электропотребления представляется либо почасовой хронологией изменения нагрузки в течение года, т.е. 8760 значениями (европейский показатель *LOLH*), либо только максимальными нагрузками 365 суток года (североамериканский показатель *LOLE*). Для условий представления режима электропотребления были приняты (в основном на экспертном уровне) соответствующие им нормативные значения показателей балансовой надежности (верхний индекс “н.”). Так, в странах Западной Европы $LOLH^n$ изменяется от 3 ч (Франция) до 8 ч в год (Ирландия) и в Северной Америке $LOLE^n = 0.1$ сут./год. В нашей стране с 80-х годов прошлого столетия по настоящее время действует нормативный показатель $J_d^n \approx 0.004$. Кстати, этот показатель в те годы имел технико-экономическое обоснование как для уровня концентрированной энергосистемы [2], так и многозонной ЭЭС [4]. В современных условиях принятое экономическое обоснование не приемлемо, но тем не менее значение этого показателя оставалось актуальным, и удовлетворяло потребителей и производителей электроэнергии.

При этом надо отметить, что это происходило при учете той исходной информации по режимам электропотребления, под которые этот критерий обосновывался в далекие 80-е годы прошлого столетия [9, 10].

Сопоставление приведенных выше отечественных и зарубежных нормативных показателей балансовой надежности возможно только сравнением полученных в результате их применения уровней оперативных резервов мощности в ЭЭС. Совершенно очевидно, что получение спектра исходной информации по режимам электропотребления, характерного для тех или иных критериев принятия решения, практически невозможно. При выполнении работы по обоснованию величины оперативного резерва мощности в объединенной ЭЭС (ОЭС) Дальнего Востока было выполнено сравнение нормативных показателей балансовой надежности J_d^H и $LOLE^H$ [11]. Исследователи располагали данными по уровню резервирования, полученному по применяемому в NERC программному комплексу (ПК) GE MARS¹. Результаты показали достаточно хорошее совпадение величин оперативного резерва мощности.

Напомним, что показатели балансовой надежности многозонной ЭЭС зависят в основном от следующих факторов и случайных событий [4, 7, 8]:

- модель расчетной схемы с выделенными территориальными зонами и связями их соединяющими;
- располагаемые мощности отдельных территориальных зон;
- структура генерирующих мощностей;
- плановые ремонты оборудования;
- снижение генерирующей мощности территориальных зон из-за аварийных повреждений агрегатов электростанций;
- регулярный и нерегулярный максимумы нагрузок территориальных зон и графики их изменения в разрезе года и суток;
- случайные отклонения и нерегулярные колебания нагрузки;
- запасы пропускной способности связей в нормальных и аварийных режимах между выделенными в модели расчетной схемы ЭЭС России территориальными зонами.

Представление в моделях оценки показателей балансовой надежности перечисленных факторов зависит от поставленных целей решения задачи обоснования балансовой надежности. Применительно к современным условиям развития ЭЭС России, на наш взгляд, таких целей с позиций обеспечения балансовой надежности три. Это выявление “узких” с позиций надежности мест, оценка возможности вывода генерирующего оборудования из эксплуатации и обоснование нормативного резерва мощности при разработке различных программ развития отрасли. Эти цели корреспондируются с приведенными в Национальном стандарте. Отметим, что в нем присутствуют и методические положения учета приведенных факторов для разработки соответствующего модельно-программного обеспечения.

Современные условия функционирования и развития ЭЭС России характеризуются не дефицитами мощности, как в 80-х годах прошлого столетия, а ее значительными избытками, интеллектуализацией энергосистем, особенно в части информационной обеспеченности и многими другими новациями. Изменения, произошедшие за более чем 30-летний период перестройки экономики России, настоятельно требуют рассмотрения вопросов конкретизации разработанных для периода централизованного управления энергетической отраслью нормативных значений к показателям балансовой надежности, влияющих на принятие перспективных решений по обоснованию резервов мощности территориальных зон ЭЭС России. Изменения в информационном наполнении задачи оценки показателей балансовой надежности, вызванные ин-

¹ Расчет вероятностных характеристик потери энергоснабжения в ЭЭС России в целом и ее частях с учетом известных на момент расчета планов развития генерирующих и сетевых мощностей. Проект методических указаний/Научный отчет компании “Charles River Associates”, Boston Massachusetts 02116, USA. 2009. 40 с.

теллектуализацией энергосистем, нашли отражение в разработанном специалистами АО “СО ЕЭС” Национальном стандарте (далее – Национальный стандарт) РФ². Это касается формирования моделей расчетных схем, форм представления режима электропотребления, учета температурного фактора и многого другого. В качестве нормативного показателя балансовой надежности в указанном стандарте предлагается использовать показатель балансовой надежности в виде интегральной вероятности бездефицитной работы энергосистемы. Причем в нем предлагается установление численного значения этого показателя нормативным правовым актом Правительства Российской Федерации или Министерства энергетики Российской Федерации. При этом совершенно очевидно, что это значение предварительно должно быть обосновано специалистами, занимающимися обозначенными проблемами в нашей стране.

В статье рассматриваются вопросы приемлемости использования принятых в прошлом веке нормативов к показателям балансовой надежности территориальных зон ЕЭС России в условиях дефицитности энергосистем для современных условий их избыточности. В современных условиях это актуально, потому что в соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ № 321 от 30.04.2021³ для оценки вывода генерирующего оборудования из эксплуатации должен применяться показатель вероятности бездефицитной работы энергосистемы, равный 0.996. Заметим, что именно такое значение этого показателя использовалось в условиях централизованного управления отраслью, правда, для обоснования величины резерва мощности. При этом, это значение было обосновано для условий, кардинально отличающихся от представленных в Национальном стандарте, особенно в части информационного наполнения задачи оценки показателей балансовой надежности. Актуальность этих вопросов определяется и с позиций обоснования составляющих нормативного резерва мощности (оперативного и ремонтного) в процедуре конкурентного отбора мощности⁴. При этом следует отметить, что определение показателей балансовой надежности для задач оценки вывода генерирующего оборудования из эксплуатации и обоснования нормативного резерва мощности практически не отличаются.

2. ИСТОРИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ В ЗАДАЧЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПЕРАТИВНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ

История вопроса применительно к нашей стране уходит в далекие 60-е годы прошлого столетия. В эти годы в обобщенной монографии И.М. Марковича [2] было приведено обоснование нормативного значения показателя балансовой надежности $J_{д}^H = 0.001$. Оно вошло в справочник по проектированию ЭЭС в редакции 1977 г. [12]. Следует отметить, что в отличие от западных нормативов отечественный нормативный показатель балансовой надежности имел свое технико-экономическое обоснование. Его значение зависело от соотношения удельных замыкающих затрат в генерирующую мощность ($z_{R_j}^{уд.}$) и удельных ущербов от ненадежности электроснабжения (y_0) – $J_{д}^H = z_{R_j}^{уд.}/(y_0 T_p)$.

² Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты балансовой надежности – нормы и требования. ГОСТ Р 58730-2019.

³ Приказ Министерства энергетики РФ № 321 от 30.04.2021. Об установлении нормативного уровня балансовой надежности для Единой энергетической системы России, используемого при оценке возможности вывода генерирующего оборудования из эксплуатации.

⁴ Положение о порядке определения величины спроса на мощность для проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и порядке определения плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах (группах зон) свободного потока электрической энергии (мощности), утвержденное Приказом Минэнерго России от 07.09.2010 № 431 (ред. от 17.08.2017).

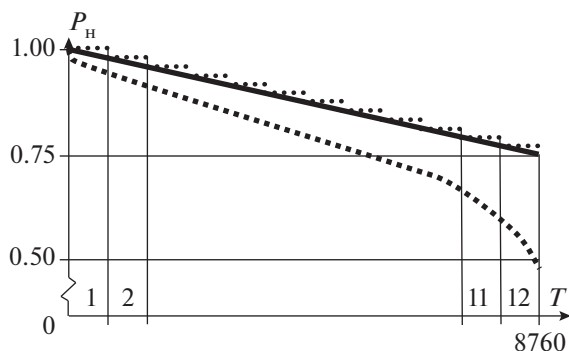


Рис. 1. Представление режима электропотребления.

В приведенном выражении в 60-е годы прошлого столетия значение $z_R^{\text{уд.}}$ принималось равными 5 руб./кВт, величина y_0 определялась отношением ВВП страны к объему выработанной электрической энергии и принималась равной 0.6 руб./кВт.ч. и, наконец, расчетный период времени (T_p) принимался равным одному году или 8760 ч. При таких соотношениях величина нормативного показателя балансовой надежности (J_d^H) оказывалась равной 0.001.

Важным в то время являлись два момента. Первый связан с вынужденным рассмотрением только концентрированных систем с упрощенными способами учета сетевых ограничений в ЭЭС и ЕЭС страны, в частности [10, 12, 13]. Второй, вытекающий из первого, связан с возможностью представления режима электропотребления графиком по продолжительности с 8760 значениями часовых изменений и с вписыванием в него величин капитальных и средних ремонтов генерирующего оборудования. При этом в работах [10, 13] рекомендовалось применение графика по продолжительности в виде трапеции с отношением минимальной нагрузки к максимальной от 0.7 до 0.75 (рис. 1, жирная линия). Реальные графики по продолжительности без вписывания в них капитальных ремонтов для разных ОЭС имели это отношение от 0.45 до 0.55 [10] (рис. 1, пунктирная кривая).

В 80-х годах прошлого столетия было предложено использовать в качестве нормативного показателя балансовой надежности величину J_d^H , равной 0.004 [9, 10, 13], а также Методические указания по проектированию развития энергосистем 1981 г. На наш взгляд основную роль в 4-х кратном увеличении нормативного показателя балансовой надежности J_d^H сыграл фактор изменившихся условий представления режима электропотребления. При этом в приведенных выше ссылках на литературу объяснение такого увеличения связывалось с изменением удельных затрат на ввод нового генерирующего оборудования с 5 до 22 руб./кВт.

Напомним, что эти годы характеризовались широким внедрением в практику проектирования вычислительных машин единой серии с достаточно высокой производительностью. Это способствовало развитию математических моделей оценки показателей балансовой надежности для многозонных ЭЭС [1, 4, 7, 8] и постепенному отказу от использования упрощенных подходов учета сетевых ограничений. В качестве территориальных зон ЕЭС страны выступали ОЭС, связанные между собой системообразующими линиями. Переход на многозонное представление расчетной схемы ЕЭС страны требовал многократного решения задачи оценки случайного состояния на

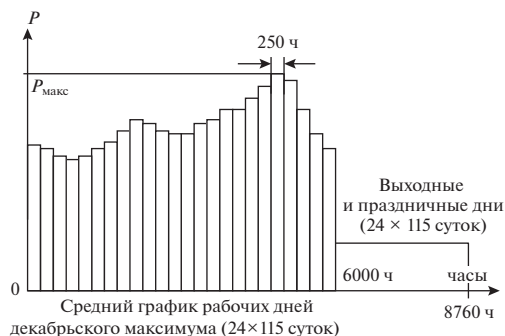


Рис. 2. Представление режима электропотребления в МУ 1981 г. и МР 2003 г.

предмет наличия дефицита мощности в отдельных ОЭС (так называемая задача распределения дефицита мощности) [4].

Решение задачи распределения дефицита мощности для всех 8760 ступеней графика нагрузки не представлялось возможным из-за больших затрат времени. Поэтому в методических указаниях 1981 г. и рекомендациях по проектированию развития энергосистем 2003 г. [9] представление режима электропотребления в задачах обоснования резервов мощности было изменено. Вместо годового графика предлагался усредненный суточный график декабря месяца с распространением его действия на 250 рабочих дней года (рис. 2). Такое изменение значительно (в 365 раз) снизило число учитываемых в моделях оценки показателей балансовой надежности, детерминированных ступеней графиков нагрузки.

Совершенно очевидно, что такая трансформация графиков нагрузки существенным образом повлияла на итоговые рассчитываемые вероятностные показатели балансовой надежности (J_d^h) в сторону их значительного увеличения. Использование нормативного показателя балансовой надежности $J_d^h = 0.001$ приводило бы к существенному **увеличению** (было снижению) величин оперативного резерва мощности в территориальных зонах (ОЭС) ЕЭС России. Увеличение нормативного показателя балансовой надежности до величины 0,004 при переходе на представление режима электропотребления в виде одного среднего суточного графика, длящегося 250 рабочих дней, позволил сохранить примерно те же величины оперативного резерва мощности, что и при использовании графика нагрузки по продолжительности и $J_d^h = 0.001$.

Кстати, можно предположить, что в упомянутом ПК GE MARS при определении показателей балансовой надежности в виде *LOLE* именно по этой причине учитывались не все часовые изменения нагрузки, а только их суточные максимумы. Это снизило количество детерминированных уровней с 8760 до 365. Европейский показатель *LOLN* учитывает все 8760 часовых изменений нагрузки. В основном это связано с ненужностью учета сетевых ограничений при оценке показателей балансовой надежности при рассмотрении какой-либо европейской страны, входящей в энергообъединения UCTE или NORDEL. Межгосударственные связи в моделях оценки показателей балансовой надежности стран Европы учитываются заданными значениями величин перетоков мощности для каждого временного интервала. Это позволяет рассматривать энергосистемы стран Европы концентрированными, что не требует решения задачи распределения дефицита мощности.

Современные условия развития вычислительной техники и цифровизация энергосистем открывают новые возможности представления режимов электропотребления

применительно к задачам обоснования балансовой надежности [14]. Так, в соответствии с отмеченным ранее Национальным стандартом, при оценке показателей балансовой надежности и обосновании оперативных резервов мощности потребление мощности в территориальных зонах ЕЭС России должно формироваться для каждого часа расчетного периода на основе ретроспективных данных за десятилетний период с учетом влияния температурного фактора. Можно сказать, что в настоящее время мы переходим на представление режима электропотребления в виде 8760 значений часовых изменений нагрузки в течение года, как это было в 60-е годы прошлого столетия. Это связано с развитием средств вычислительной техники, позволяющим рассматривать реальные графики нагрузок территориальных зон ЭЭС и решать задачу распределения дефицита мощности в приемлемое время.

3. ПРОБЛЕМЫ УЧЕТА, ВЛИЯЮЩИХ НА ОЦЕНКУ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ФАКТОРОВ

Современные условия цифровизации энергосистем позволяют более детально подойти к информационному наполнению задачи оценки балансовой надежности. Авторы статьи не располагают публикациями о возможности наполнения исходными данными программного обеспечения, которое бы отвечало разработанному Национальному стандарту и приведенным целям. Дадим свою характеристику учета некоторых факторов, приведенных в этом стандарте, с позиций обеспечения поставленных в нем целей оценки балансовой надежности.

Модель расчетной схемы ЕЭС России для решения задачи оценки показателей балансовой надежности (пп. 6.1–6.9 Стандарта надежности) в достаточной степени зависит от поставленных целей. Можно разработать модель расчетной схемы, состоящую из нескольких десятков зон надежности, отражающих в агрегированном виде актуализированную электрическую схему ЕЭС России, состоящую, как известно, из нескольких тысяч энергоузлов. Такая схема, безусловно, представляет интерес для выявления «узких» в аспекте надежности мест в ЕЭС России. С другой стороны, совершенно очевидно, что эти «узкие» места могут быть достаточно легко выявлены и на более низком территориальном уровне иерархии, при рассмотрении балансов мощности и надежности их обеспечения на уровне объединенных энергосистем (ОЭС), входящих в ЕЭС России. С позиций решения поставленных целей по обоснованию нормативного резерва мощности и возможности вывода генерирующего оборудования из эксплуатации, на наш взгляд, наиболее правильно осуществлять формирование модели расчетной схемы ЕЭС России на базе территориальных зон надежности в виде ОЭС. По таким территориальным разрезам имеется практически вся исходная информация в отчетных и прогнозируемых материалах АО «СО ЕЭС»⁵.

Режим электропотребления и случайные влияния на величину нагрузки температурного фактора, безусловно, необходимо учитывать. Они учитывались и в ранее разработанных методических указаниях и рекомендациях [9]. При этом в соответствии с Национальным стандартом (пп. 6.1–6.9) их учет требует обработки огромного спектра ретроспективной информации по всем зонам надежности и, что немаловажно, всем временным интервалам изменения нагрузки. Следует отметить, что формирование информации по режимам электропотребления, как и разработка модели расчетной схемы ЕЭС России в предлагаемом Национальном стандарте, могут быть выполнены только в специализированных организациях, имеющих доступ к информационным базам (службы АО «СО ЕЭС», АО «НТЦ ЕЭС» и др.). В представленных ниже экспериментальных расчетах авторы при формировании модели расчетной схемы ЕЭС России и наполнения ее информацией ограничиваются более простыми агрегированными моделями.

⁵ Сайт АО «СО ЕЭС».

Генерация характеризуется установленной мощностью генераторов электростанций. Их уровень соответствует отраслевой отчетности, предоставляемой генерирующими компаниями. При планировании развития ЭЭС и раньше и сегодня остается задача определения мощности электростанций и их структуры необходимой для надежного покрытия ожидаемого спроса нагрузки. В доперестроечный период в ЭЭС бывшего СССР существовала проблема дефицитов мощности, и определение составляющих нормативного резерва мощности осуществлялась обоснованием вводов новых мощностей. В этом случае в модели генерирующей мощности при оценке показателей балансовой надежности учитывались все возможные к несению нагрузки генераторы электростанций [4, 7, 8].

В современных условиях ЭЭС России характеризуется значительными избытками генерирующей мощности. Такое состояние требует при оценке показателей балансовой надежности учета не всех генераторов электростанций, а только прошедших в процедуре конкурентного отбора мощности для участия в покрытии планируемого спроса. В моделях генерирующей мощности это приведет к изменению функции распределения аварийного снижения мощности [4, 7]. В работе [15] показано, что учет структуры генерирующего оборудования под реально существующий спрос на мощность приводит к уменьшению оперативной составляющей нормативного резерва мощности по ЭЭС России на величину более 2 ГВт (1.8%). Это говорит о необходимости учета этого фактора при обосновании величины нормативного резерва мощности и возможности вывода генерирующего оборудования из эксплуатации.

В представленных в разделе 5 экспериментальных расчетах задача обоснования оперативного резерва мощности выполнена с учетом приведенных подходов к учету перечисленных факторов. При этом, для чистоты эксперимента, представление режима электропотребления не учитывает влияния ошибки его прогнозирования, вызванного температурными изменениями.

4. СОВРЕМЕННЫЕ АСПЕКТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕМОНТНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ

Для обоснования величины оперативного резерва мощности в рассмотренных в предыдущем разделе двух подходах предполагалось проведение капитальных и средних ремонтов только в периоды сезонных снижений нагрузки. Это учитывалось при формировании режима электропотребления (рис. 1). В силу дефицита генерирующей мощности, присущего для ЭЭС страны в то время, это было вполне обоснованным решением. Современные условия функционирования ЭЭС России характеризуются не дефицитностью генерирующей мощности, а ее значительной избыточностью. К тому же либерализация электроэнергетики позволяет сегодня генерирующим компаниям изменить подходы к проведению ремонтов по состоянию оборудования и планировать их, в том числе, с использованием материалов статистической отчетности.

Анализ ретроспективной информации о работе ЭЭС России⁶ за период 2012–2020 гг. позволил получить график изменений нагрузки по месяцам года с вписыванием в него всех видов ремонтов (рис. 3). Обращает на себя внимание значительная доля капитальных и средних ремонтов (6848 МВт или 4.56% от среднего декабрьского максимума нагрузки – 150339 МВт за рассматриваемый период), проводимых в осенне-зимний период. Такое наблюдалось и в условиях централизованного управления отраслью при дефицитности энергосистем, но не в таких объемах. Именно их незначительные объемы позволяли в условиях централизованного управления отраслью (раздел 3) при определении оперативного резерва мощности принимать эту составляющую в величине нормативного резерва мощности для декабря месяца нулевым значением. Декабрь месяц вы-

⁶ Отчеты о функционировании ЭЭС России за 2012–2020 гг., подготовленные в соответствии с “Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики” (утверждены постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823).

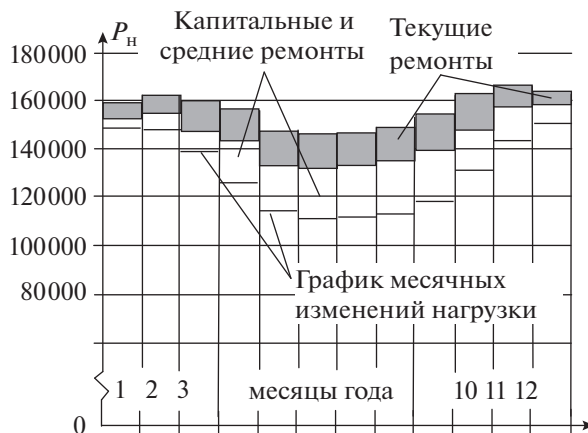


Рис. 3. График сезонных изменений нагрузки с вписанными ремонтами генерирующего оборудования.

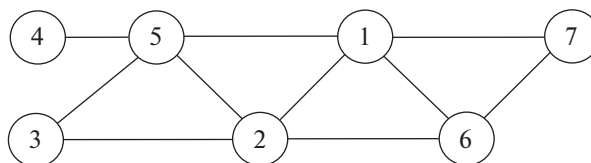


Рис. 4. Модель расчетной схемы ЕЭС России: 1 – ОЭС Урала; 2 – ОЭС Средней Волги; 3 – ОЭС Юга; 4 – ОЭС Северо-Запада; 5 – ОЭС Центра; 6 – Казахстана; 7 – ОЭС Сибири.

делялся ранее и выделяется в настоящее время, потому что именно к нему привязываются отчетные и перспективные балансы мощности. Следует отметить, что средняя мощность текущих ремонтов декабря месяца превышает капитальные и средние и составила за отчетный период 6967 МВт (4.64%).

Цифровизация энергосистем, наличие оперативно-измерительных комплексов позволяет сформировать 8760 дискретных уровней изменения нагрузки по всем территориальным зонам ЕЭС России. Однако в силу отсутствия у авторов статьи информации по режимам электропотребления в разрезе сезонов года в приведенных ниже экспериментальных расчетах для всех месяцев года использовались суточные графики только для декабря месяца [14]. Со значительной степенью уверенности можно сказать, что к большим погрешностям в оценке показателей балансовой надежности это не приведет. Объясняется это тем, что значительную долю (более 90%) в результирующий показатель балансовой надежности привносят три зимних месяца года. При этом декабрьский график изменения нагрузки более половины.

5. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РАСЧЕТЫ

Информация об установленной мощности и планируемому на 2022 г. максимуму нагрузки приводится в ежегодно выполняемой работе «Схема и программа развития ЕЭС» (далее – СиПР ЕЭС) на 7-летний период⁷. В расчетах использованы планируемые балансы мощности из работы СиПР ЕЭС на 2016–2022 гг. (табл. 1). Расчетная

⁷ Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденные постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823.

Таблица 1. Показатели из баланса мощности ЕЭС России в разрезе ОЭС (из работы СиПР ЕЭС на 2016–2022 гг.)

Показатели	Всего по ЕЭС	По ОЭС					
		Урал	Средняя Волга	Юг	Северо-Запад	Центр	Сибирь
Спрос на мощность (МВт), в том числе	183710	44520	19457	19319	20267	46106	34041
– совмещенный максимум нагрузки	155860	37390	17096	16831	15151	39266	30126
– нормативный резерв мощности	24990	6840	2351	2138	3206	6840	3615
– экспорт мощности	2860	290	10	350	1910	0	300
Покрывтие спроса (МВт), в том числе	220369	50642	28009	22888	23712	55377	39741
– установленная мощность	244237	53375	30119	25538	26276	56276	52653
– различного рода ограничения	23868	2733	2110	2650	2564	899	12912
Избыток (+) дефицит (–) генерирующей мощности, МВт/% к совм. макс. нагр.	36659	6122	8552	3569	3445	9271	5700
	23.5	16.4	50.0	25.0	22.7	23.6	18.9

схема ЕЭС России (рис. 4) и информационное наполнение задачи оценки показателей балансовой надежности получены при выполнении совместных исследований ИСЭ и ЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН с АО “СО ЕЭС”⁸. Как видим, расчетная схема ЕЭС России представляется территориальными зонами в виде объединенных ЭЭС (ОЭС). Следует отметить, что современные условия функционирования ЕЭС России, характеризующиеся значительным снижением электропотребления внутри ОЭС, привели к уменьшению влияния ограничений пропускных способностей связей на показатели балансовой надежности. В тех же случаях, когда влияние каких-то связей наблюдается, решение задачи обоснования резервов мощности, позволяет изменением составляющих оперативного резерва мощности в энергосистемах его устранить. Мало того, проведенные в обозначенной выше работе исследования показали на незначительное влияние ограничений пропускной способности связей между ОЭС на показатели балансовой надежности территориальных зон ЕЭС России. По этой причине в расчетах, представленных ниже, информация приводится для ЕЭС России в целом без выделения территориальных зон.

Представленный в табл. 1 баланс показывает на наличие достаточно больших избытков генерирующей мощности в ЕЭС России. При этом они не включают в себя предусмотренную величину нормативного резерва мощности [9], учет которой увеличит эти избытки еще на 17%. С учетом этого избыток мощности по ЕЭС России в целом составит более 40%, а с учетом ограничений по энергообеспеченности Сибирских ГЭС более 42% [16]. Эти избытки мощности необходимо учитывать при формировании состава генерирующего оборудования, так как их учет негативно сказывается на результатах обоснования величины оперативного резерва мощности в сторону его завышения (см. раздел 3 и [15]).

В табл. 2 представлены результаты определения оперативных резервов мощности (столбец 3) для применяемых в отечественной практике и за рубежом (раздел 1) нормативных значений вероятностных показателей балансовой надежности при различном представлении режима электропотребления (столбец 2).

Используемые в расчетах режимы электропотребления описаны в разделе 3 и обозначены в таблице римскими цифрами I–III. В столбцах 4–6 табл. 2 для этих форм представления режима электропотребления (I–III) приведены показатели балансовой

⁸ Отчет о НИР Обоснование нормативных значений составляющих полного резерва мощности в разрезе ОЭС и ЕЭС России в целом при планировании их развития./Сыктывкар, 2016 – 66 с. (Договор ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН с АО “СО ЕЭС”, № 926 от 22 сентября 2016 г.).

Таблица 2. Оперативный резерв мощности и показатели балансовой надежности при использовании различных способов представления режима электропотребления

Но- мер	Режим электропотребления, нормативный показатель балансовой надежности	Оперативный резерв, МВт/%	Показатели $J_d/LOLH$ для различного представления нагрузки (I, II, III)		
			I – трапеция	II – сутки/год	III – график года
1	2	3	4	5	6
1.	I. Трапеция, 8760 ступеней, $J_d^H = 0.001$	<u>5800</u> 3.72	0.00102 8.93	0.00471 41.3	0.00034 2.98
2.	II. Средние декабрьские сутки, 24 ступени по 250 ч, $J_d^H = 0.004$	<u>5900</u> 3.79	0.00088 7.7	0.00406 35.6	0.00030 2.63
3.	III. Годовой график часовых изменений, $J_d^H = 0.004$	<u>3450</u> 2.21	0.0141 123.5	0.04751 416.2	0.00402 35.2
4.	III. Годовой график часовых изменений, $LOLH^H = 4$ ч/год	<u>5600</u> 3.59	0.00140 12.3	0.00627 54.9	0.000454 3.98
5.	III. Годовой график часовых изменений, $LOLH^H = 3$ ч/год	<u>5850</u> 3.75	0.00101 8.85	0.00452 39.6	0.00034 2.98

надежности. В качестве них выступают интегральная вероятность появления дефицита мощности (J_d , числитель) и среднее число часов дефицита мощности в год ($LOLH$, знаменатель). Жирным шрифтом в каждом расчете выделено значение показателя балансовой надежности, соответствующее нормативному значению (J_d^H в расчетах под номерами 1–3 и $LOLH^H$ в расчетах под номерами 4–5).

Анализируя приведенные результаты можно констатировать, что величины оперативного резерва мощности во всех 5 расчетах, кроме 3-го, практически совпадают. Максимальные различия в этих вариантах составляют всего 0.2 процента (расчеты под номерами 2 и 4) по отношению к совмещенному максимуму нагрузки ЕЭС России (155860 МВт, табл. 1). При этом представление режима электропотребления для оценки показателей балансовой надежности в этих расчетах достаточно различается. В расчете 1 используется график по продолжительности в виде трапеции с 8760 ступенями, в расчетах 3–5 реальный график сезонных изменений с 8760 ступенями нагрузки. И, наконец, в расчете 2 – один среднесуточный декабрьский график нагрузки (24 ступени), длящийся 250 рабочих дней года. Совпадение результатов по величинам оперативного резерва мощности говорит о том, что величины применяемых нормативных вероятностных показателей балансовой надежности ($J_d^H = 0.001$ или 0.004 , $LOLH^H = 3$ или 4 ч) в большой степени зависят от использования того или иного подхода к формированию режима электропотребления территориальных зон ЭЭС.

Определенный интерес представляет сравнение отечественного нормативного показателя балансовой надежности $J_d^H = 0.004$, полученного при применении графика одних декабрьских суток (график II, расчет 2) и европейского (Франция) $LOLH^H = 3$ ч (реальный график III, расчет 5). Величине оперативного резерва мощности (5900 МВт), полученной в расчете 2, при выполнении нормативного показателя балансовой надежности $J_d^H = 0.004$, соответствуют европейские показатели $LOLH = 2.63$ ч или $J_d = 0.00030$ (столбец 6). И, наоборот, величине оперативного резерва мощности (5850 МВт), полученной по нормативной величине показателя балансовой надежности $LOLH^H = 3$ ч (расчет 5), соответствуют показатели $LOLH = 39.6$ ч или $J_d = 0.00452$ (столбец 5). Видно, что величины оперативных резервов мощности 5900 и 5850 МВт

(расчеты 2 и 5) достаточно близки. Примерное равенство наблюдается и в показателях балансовой надежности для расчета 5 – $J_d = 0.00452$ и принятого в нашей стране нормативного показателя $J_d^H = 0.004$. Это с определенной степенью уверенности позволяет сделать вывод о том, что при переходе в современных условиях к рассмотрению реального режима электропотребления с учетом сезонных снижений нагрузки (рис. 3) следует изменить и нормативный показатель балансовой надежности с величины $J_d^H = 0.004$ до значения $J_d^H = 0.0003$ (столбец 6 расчета 2).

Применение нормативного показателя балансовой надежности $J_d^H = 0.004$ при реальном представлении режима электропотребления характеризует расчет 3. Как видно, величина оперативного резерва мощности (3450 МВт, столбец 3) значительно (на 2450 МВт) ниже, полученного при применении используемого в Методических рекомендациях по проектированию развития энергосистем [9] режима электропотребления в виде одного графика декабря месяца, длящегося 250 рабочих дней года (расчет 2). Европейский показатель балансовой надежности в виде *LOLH* для этого расчета теряет смысл, так как принимает совершенно неудовлетворительное по отношению к его нормативной величине (3–8 ч) значение 35.6 ч. (столбец 5 расчета 2).

Представленные в табл. 2 результаты показывают, что предлагаемые в Национальном стандарте изменения по представлению режима электропотребления и современная информация по проведению ремонтов генерирующего оборудования требуют корректировки нормативного показателя балансовой надежности J_d^H с величины 0.004 до 0.0003. В этом случае величина оперативного резерва мощности остается такой же, что и при представлении режима электропотребления суточным графиком декабря месяца, длящимся 250 рабочих дней. При этом зарубежный показатель балансовой надежности *LOLH* приближается к нормативному значению 3 ч, принятому во Франции (столбец 6 расчета 2). Национальным стандартом предусматривается возможность корректировки нормативного показателя балансовой надежности посредством издания соответствующих нормативных документов Правительства РФ. Оставленный без изменений, в соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ № 321, нормативный показатель балансовой надежности $J_d^H = 0.004$ приводит при использовании режима электропотребления в виде годового графика изменения нагрузки (8760 ч) к значительному сокращению величины оперативного резерва мощности (более 1.5% по отношению к максимуму нагрузки, расчет 3 в табл. 2).

Вернемся к ремонтной составляющей нормативного резерва мощности, включающей в себя, с одной стороны, капитальные и средние ремонты, с другой – текущие ремонты. Средняя величина этой составляющей в соответствии с анализом ретроспективной информации 2012–2020 гг. (раздел 4) составила 9.2% от среднего совмещенного максимума нагрузки за этот период (рис. 3). На самом деле величина ремонтного резерва из-за необоснованной избыточности генерирующей мощности величиной 36659 МВт (23.5%, табл. 1) должна быть значительно ниже. Примем гипотезу о распространении пропорции превышения мощности над необходимой для покрытия спроса на корректировку ремонтной составляющей нормативного резерва мощности. Тогда получим величину этой составляющей в размере 10969 МВт [$0.092 \times 155860 \times (1-0.235)$] (7.04%). При этом капитальные и средние ремонты – 5437 МВт (3.49%), текущие 5532 (3.55%). В Методических рекомендациях по проектированию развития энергосистем [9] ремонтная составляющая нормативного резерва мощности составляла от 4 до 5% от совмещенного максимума нагрузки, причем практически все ремонты приходились на текущие.

Анализ ретроспективных данных о ремонтах генерирующего оборудования применительно к современным условиям с учетом реально работающего генерирующего

оборудования, выявленного в процедуре конкурентного отбора мощности, по текущим ремонтам примерно отражает ситуацию, сложившуюся при централизованном принципе управления отраслью. С капитальными и средними ремонтами идет превышение на более чем 2%. Это связано с отмеченными выше проблемами ремонтов по состоянию оборудования и влиянием избыточности энергосистем на проведение ремонтов в осенне-зимний период, что при дефицитности энергосистем практически не допускалось.

Применение рекомендованного в Национальном стандарте режима электропотребления в виде годового графика и утвержденного Минэнерго России нормативного значения показателя балансовой надежности в виде $J_d^H = 0.004$ приводит к величине оперативного резерва мощности 3450 МВт или 2.21%. В этом случае европейский показатель балансовой надежности теряет физический смысл и становится равным $LOLH = 35.2$ ч/год. Это просто несоизмеримо много и неприемлемо. При предлагаемом изменении нормативного показателя балансовой надежности со значения $J_d^H = 0.004$ на $J_d^H = 0.003$, величина оперативного резерва мощности составит 5900 МВт или 3.79% и показатель $LOLH = 2.63$ ч/год. Напомним, что в методических рекомендациях по проектированию развития энергосистем 2003 г. оперативная составляющая нормативного резерва мощности составляла от 7 до 8%. Примерно 4% в этой величине составляла доля так называемого нагрузочного резерва мощности, вызванного влиянием случайного изменения нагрузки от температуры (в расчетах не учитывается). В этом случае получается вполне приемлемая величина оперативного резерва мощности в 3–4%, которая согласуется с величиной 3.79% и не совсем с 2.21%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Используемые для обоснования оперативного резерва мощности территориальных зон ЕЭС России значения нормативных показателей балансовой надежности в виде интегральной вероятности появления дефицита мощности (J_d^H), обоснованные в далекие 80-е годы прошлого столетия для условий дефицитности энергосистем, безнадежно устарели. Это обусловлено как наблюдающейся в настоящее время значительной избыточностью ЕЭС России, так и расширением информационного наполнения задачи обеспечения балансовой надежности в условиях цифровизации отрасли, особенно в части учета режима электропотребления, предлагаемого в Национальном стандарте для решения задачи оценки показателей балансовой надежности ЕЭС России. На достаточно приближенной к реальности информационной базе показано, что учет отмеченных трансформаций в отрасли требует изменения существующего, утвержденного 30.04.2021 г. Приказом Министерства энергетики России, нормативного показателя балансовой надежности с величины 0.996 ($J_d^H = 0.004$) до 0.9997 ($J_d^H = 0.0003$).

2. Нормативные значения показателей балансовой надежности, применяемые в нашей стране и за рубежом для обоснования оперативно резерва мощности и ввода/вывода генерирующего оборудования объединений электроэнергетических систем, в значительной степени зависят от используемой формы представления режима электропотребления. Сравнение величин оперативного резерва мощности территориальных зон ЕЭС России, полученных при предложенном нормативном показателе балансовой надежности $J_d^H = 0.0003$ и европейским аналогом $LOLH^H = 3$ ч (Франция), показало на достаточную степень совпадения результатов.

3. При существующей избыточности генерирующей мощности в ЕЭС России использование отчетных данных о ремонтах генерирующего оборудования (особенно капитальных и средних) в осенне-зимний период приводит к необоснованному, как

минимум 2-х процентному по отношению к планируемому максимуму нагрузки, завышению их планируемых величин.

Статья написана в рамках НИОКТР 121072700045-1 “Методы и модели адаптации систем энергетики в современных условиях их функционирования и развития”.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. М.: Наука, 1986, 252 с.
2. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. М.: Энергия, 1969, 51 с.
3. Розанов М.Н. Управление надежностью электроэнергетических систем. М.: Наука, Сиб. Отделение, 1991, 208 с.
4. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995, 176 с.
5. Эдрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах / пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1983, 336 с.
6. Billinton R. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition / R. Billinton, R.N. Allan. New York and London: Plenum Press, 1996, 509 p.
7. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014, 207 с.
8. Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Надежность систем энергетики. Новосибирск: Наука, 2015, 224 с.
9. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г., № 281). М.: Минэнерго РФ, СО 153-34.20.118 2003.
10. Волькенау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1981, 320 с.
11. Чукреев Ю.Я. Сравнение отечественных и зарубежных вероятностных показателей балансовой надежности электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика, 2012, № 6. с. 27–38.
12. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергия, 1977, 288 с.
13. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергия, 1995, 352 с.
14. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю., Чупров В.С. Характеристики режима электропотребления применительно к задачам балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем результаты / Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 68. Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН, 2017, с. 328–337.
15. Чукреев Ю.Я. Влияние представления генерирующего оборудования и нагрузки на величину нормативного резерва мощности электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика, 2021, № 3. с. 27–38.
16. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Конкурентный отбор мощности: особенности, нормативное и информационное обеспечение // Известия РАН. Энергетика, 2021, № 2. с. 12–24.

Indicators of Balance Reliability to Justify the Power Normative Reserve Components in Relation to Modern Conditions for the Development UES of Russia

Yu. Iy. Chukreev^a, * and M. Yu. Chukreev^a

^a*Institute of Socio-Economic and Energy Problems of the North, FRC Komi Scientific Center, Ural Branch of RAS, Syktyvkar, Russia*

*e-mail: chukreev@iespn.komisc.ru

The issues of possibility using the existing regulatory and methodological base in the development of management decisions to substantiate the components regulatory power reserve components is in relation to the development schemes UES of Russia. A comparison of the regulatory power reserve components – operational and repair, obtained for various representations of the power consumption modes used in various regulatory and technical documents are given. Comparison is provided, both for adopted and approved regulatory values to indicators for the balance sheet reliability and their European analogues.

Keywords: reliability equipment, normative indicator, power reserve, probabilistic reliability indicators