

---

---

УДК 621.311.019.3

## ВЛИЯНИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ И НАГРУЗКИ НА ВЕЛИЧИНУ НОРМАТИВНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

© 2021 г. Ю. Я. Чукреев\*

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

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

Поступила в редакцию 24.02.2021 г.

После доработки 23.04.2021 г.

Принята к публикации 26.04.2021 г.

Рассмотрены вопросы представления генерирующего оборудования и нагрузки при решении задачи обоснования аварийной составляющей оперативного резерва мощности в электроэнергетических системах и ЕЭС России. Приводится влияние принимаемого состава генерирующего оборудования, моделирования плановых ремонтов при различном представлении режима электропотребления на показатели балансовой надежности и величины резервов мощности применительно к территориальным зонам ЕЭС России.

*Ключевые слова:* генерирующее оборудование, показатели балансовой надежности, нормативный, аварийный и оперативный резервы мощности, режим электропотребления

**DOI:** 10.31857/S0002331021030043

### ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Преобразования, произошедшие в стране за последние три десятка лет, привели к значительным социально-экономическим изменениям, в том числе и в электроэнергетике. С конца столетия наблюдается значительное сокращение электропотребления и мощности. Это естественным образом отражается на вопросах обоснования развития электроэнергетической отрасли, которому в период перестройки практически не уделялось должного внимания. Только с 2010 г. возобновились работы по планированию развития ЕЭС России. Надо понимать, что произошедшие изменения в стране и в электроэнергетике, в частности, так или иначе должны отразиться на критериях принятия тех или иных управленческих решений.

В современных условиях, в отличие от доперестроечного периода, планируемые в ежегодно выполняемой силами АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» работе «Схема и программа развития ЕЭС страны на семилетний период» (далее – СиПР ЕЭС) балансы мощности имеют значительные избытки генерирующей мощности. Это, в совокупности со старением оборудования и введением механизма долгосрочных договоров на поставку мощности, является основной причиной существенного увеличения удельных показателей стоимости мощности в сравнении с зарубежной практикой. Российские показатели удельной стоимости 1 кВт установленной мощности почти в 2 раза превышают таковые в США, Европе и Китае.

Баланс мощности характеризуется приходной и расходной частями. Приходная часть – это установленная мощность за вычетом различного рода ограничений. В расходную часть, помимо планируемых с той или иной долей погрешности величин максимальной нагрузки и экспорта мощности, входит параметр нормативного резерва мощности. В зада-

цах планирования развития электроэнергетических систем он условно разделяется на три составляющие: ремонтный, оперативный и стратегический. Ремонтный резерв предназначен для компенсации снижения используемой в балансе мощности, связанной с выводом генерирующего оборудования в плановый ремонт (текущий, средний, капитальный). Оперативный резерв предназначен для компенсации внеплановых (аварийных) выводов в ремонт основного генерирующего оборудования и случайных изменений нагрузки, вызванных температурными колебаниями. Стратегический предназначен для компенсации нарушений баланса мощности из-за непредвиденных отклонений его составляющих от прогноза с учетом инерционности энергетического строительства. В современных условиях он не актуален в силу значительных избытков генерирующей мощности.

В условиях перехода электроэнергетической отрасли на рыночные отношения и высвободившейся в ЕЭС России генерирующей мощности задача обоснования величины нормативного резерва мощности при планировании развития ЕЭС России должна претерпеть существенные изменения. В первую очередь изменения должны коснуться задачи оценки показателей балансовой надежности, являющейся неотъемлемой частью обоснования величины нормативного резерва мощности. Причем это касается как методической части, так и, в большей степени, информационной. В статье рассматриваются вопросы влияния моделирования генерирующего оборудования на обоснование средств обеспечения балансовой надежности применительно к изменившимся, по сравнению с доперестроечным периодом, условиям функционирования и развития электроэнергетической отрасли.

#### ВЕРОЯТНОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ОПЕРАТИВНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ НОРМАТИВНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ В РАЗНЫХ СТРАНАХ

Согласно рекомендациям [1] число показателей балансовой надежности должно быть минимальным и в то же время достаточным для принятия управленческих решений; они должны иметь простой физический смысл и быть достаточно чувствительными к возмущениям. В отечественных [1–4 и др.] и зарубежных публикациях [5, 6 и др.] приведенным рекомендациям удовлетворяют:

- 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 в год (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 – *Loss of Load Hours* – *LOLH* [6]).

В отечественной практике широко используется показатель  $J_d$  [2, 3], который в отличие от *LOLP* определяется для всего множества возможных временных интервалов изменения нагрузки следующим выражением:

$$J_d = \sum_{i=1}^T Q_i \sum_{k=1}^N p_k (\bar{P}_{ik}^H - P_{ik}^H) = \sum_{i=1}^T \sum_{k=1}^N Q_i p_k (\bar{P}_{ik}^H - P_{ik}^H), \quad (1)$$

где  $Q_i = 1/T$  – вероятность детерминированной ступени графика нагрузки, обычно равная  $1/(24 \times 365)$ ;  $T$  – число ступеней графика нагрузки ( $24 \times 365 = 8760$  часовых изменений);  $\bar{P}_{ik}^H, P_{ik}^H$  – соответственно требуемая и обеспеченная имеющимися генерирующими мощностями и запасами пропускных способностей связей нагрузка  $k$ -го случайного состояния системы;  $p_k$  – вероятность  $k$ -го случайного состояния, в котором наблюдается дефицит мощности в рассматриваемой ОЭС или ее территориальной зоне, т.е. когда  $\bar{P}_{ik}^H > P_{ik}^H$ ;  $N$  – количество случайных состояний, моделируемых на  $i$ -м интервале изменения нагрузки.

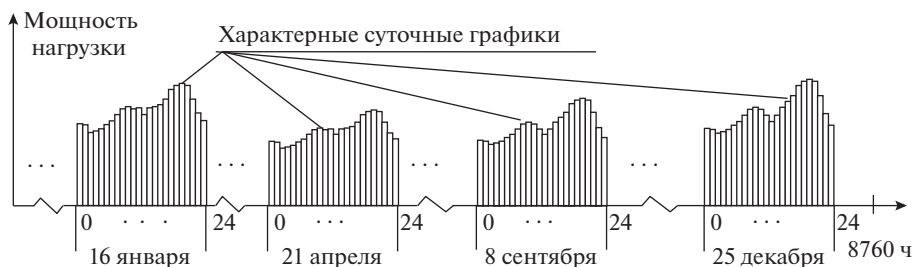


Рис. 1. Формы представления режима электропотребления часовыми суточными графиками 365 дней года.

Определение показателя балансовой надежности в виде  $J_d$  осуществляется путем моделирования случайных состояний генерирующей мощности, вызванных аварийными выходами оборудования, для каждого часа суточного изменения нагрузки (24 ступени) по всем 365 суткам года (рис. 1). Введение нормативных значений вероятностных показателей балансовой надежности при планировании развитием ЭЭС в нашей стране можно отнести к середине 60-х годов прошлого столетия. В работе [2] была строго показана взаимосвязь вероятностного показателя балансовой надежности  $J_d$  с экономической характеристикой – ущербом от недоотпуска электроэнергии, которая стала применяться в качестве норматива принятия решения по обеспечению балансовой надежности:

$$J_d^{\text{норм}} = 3_R^{\text{уд}} / (y_0 T). \quad (2)$$

В этом выражении удельные замыкающие затраты в генерирующую мощность ( $3_R^{\text{уд}}$ ) принимались равными 5 руб./кВт · год (был учет только амортизации и ремонтов), удельный ущерб ( $y_0$ ) определялся из отношения ВВП страны к объему выработанной электрической энергии и принимался равным 0.6 руб./кВт · ч. При таких соотношениях получился нормативный показатель  $J_d = 5 / (0.6 \times 8760) = 0.00095 \approx 0.001$  [2]. При этом важно отметить, что в математической модели оценки показателей балансовой надежности график электропотребления принимался в виде графика по продолжительности. Позже, в 80-х годах прошлого столетия, нормативное значение показателя балансовой надежности  $J_{d_j}^{\text{норм}}$  было принято величиной 0.004 (величина  $3_R^{\text{уд}}$  была изменена с 5 до 22 руб./кВт · год) [7]. Практически в этот же период времени была показана возможность распространения этого нормативного показателя на территориальные зоны многозонной ЭЭС [4]. Следует предположить, что переход на расчеты многозонных ЭЭС с целью сокращения временных затрат при использовании программных комплексов, привел к упрощенному представлению режимов электропотребления в виде распространения одного суточного графика нагрузки, характерного для декабря месяца (рис. 1, график декабря месяца), на весь год (подробно в разделе 4).

В зарубежной практике для оценки балансовой надежности в основном используются два вероятностных показателя – *LOLE* и *LOLH*. В силу того, что показатель *LOLE* достаточно сложно сравнить с показателями  $J_d$  и *LOLH*, далее остановимся только на показателе *LOLH*, который определяется выражением:

$$LOLH = \sum_{i=1}^T P_{i_{\text{час}}} Q_i \sum_{k=1}^N p_k (\bar{P}_{ik}^H - P_{ik}^H) = \sum_{i=1}^T P_{i_{\text{час}}} \sum_{k=1}^N Q_i p_k (\bar{P}_{ik}^H - P_{ik}^H) = T J_d, \quad [\text{ч/год}]. \quad (3)$$

В этом выражении  $P_{i\text{час}}$  — длительность  $i$ -го интервала в часах;  $T = 8760$  ч;  $Q_i = 1/T = 1/(24 \times 365)$ . Представление режима электропотребления в математических моделях для оценки этого показателя аналогично таковому при определении вероятностного показателя в виде интегральной вероятности появления дефицита мощности ( $J_d$ ) (рис. 1). При этом не следует путать получение показателя  $J_d$  для целей сравнения его с нормативным показателем надежности  $J_{d_j}^{\text{норм}}$ , когда рассматривается только один график суточного изменения нагрузки декабря месяца (на рис. 1 график декабря месяца справа) с распространением на все 250 рабочих дней года.

Показатель  $LOLH$  применяется в развитых странах Западной Европы. На экспертном уровне приняты определенные нормативные значения этого показателя [8]: Франция —  $LOLH = 3$  ч/год, Великобритания и Нидерланды —  $LOLH = 4$  ч/год, Ирландия —  $LOLH = 8$  ч/год, Скандинавские страны —  $LOLP = 0.001$ .

### СОСТАВ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

Генерирующая мощность электроэнергетической системы характеризуется установленной мощностью генераторов электростанций. Их уровень соответствует отраслевой отчетности, предоставляемой генерирующими компаниями. При планировании развития электроэнергетических систем и раньше и сегодня остается задача определения мощности электростанций и их структуры, необходимой для надежного покрытия ожидаемого спроса нагрузки. В доперестроечный период в ЕЭС бывшего СССР существовала проблема дефицитов мощности, и достижение требуемых величин нормативного резерва мощности осуществлялась за счет вводов мощностей, недостающих для покрытия имеющегося дефицита. В этом случае в модели генерирующей мощности при оценке показателей балансовой надежности учитывались все возможные к несению нагрузки генераторы электростанций [4, 9].

В современных условиях, как уже отмечалось, ЕЭС России характеризуется значительными избытками генерирующей мощности. Такое состояние требует учета при оценке показателей балансовой надежности и обосновании оперативной составляющей нормативного резерва мощности не всех генераторов, а только участвующих в покрытии нагрузки. Они определяются при проведении процедуры конкурентного отбора мощности. Тем самым наблюдается некое несоответствие. С одной стороны, для обоснования величины нормативного резерва мощности, а, следовательно, и спроса на мощность, необходимо знание состава генерирующего оборудования для покрытия нагрузки (спроса). С другой, этот состав может быть определен только в результате проведения процедуры конкурентного отбора мощности, в которой основой служит величина спроса на мощность.

Рассмотрим влияние различного набора состава генерирующего оборудования на средства обеспечения надежности. Для чистоты эксперимента обоснование оперативной составляющей нормативного резерва мощности проведем без учета ошибки прогноза нагрузки, вызванной температурным фактором. Другими словами, оценивается изменение только аварийной составляющей оперативного резерва мощности при вариации генераторов в составе используемого для покрытия спроса нагрузки генерирующего оборудования.

Совершенно очевидно, что изменение состава генерирующего оборудования за счет вывода неэффективно работающих агрегатов должно привести к изменению оперативного резерва мощности ( $R_{\text{оп}}$ ), рассчитанного для известного и неизменного состава оборудования. Величина этого изменения ( $\Delta R_{\text{оп}}$ ) зависит в первую очередь от математического ожидания (м.о.) среднестатистического значения аварийной составляющей выведенного оборудования. Примерное значение этого изменения можно определить выражением:

$$\Delta R_{\text{оп}} = R_{\text{оп}} - (P_{\text{уст}} - P_{\text{п.н.}})q_{\text{ав}}. \quad (4)$$

**Таблица 1.** Значения оперативного резерва мощности и их изменения при различных сценариях учета неиспользуемого генерирующего оборудования

Территориальная зона	Установленная мощность, МВт	Максимум нагрузки, МВт	Расчетный оперативный резерв мощности (“Орион-М”), МВт/%				Изменение оперативного резерва мощности ( $\Delta R_{оп.}$ ), МВт/%			
			1	2	3	4	по формуле (4)	2	3	4
ЕЭС России (без ОЭС Востока)	239948	155860	9837 6.31	5387 3.46	8672 5.56	7002 4.49	2695 1.73	4450 2.86	1165 0.75	2835 1.82
Европейская с Уралом	187919	125634	7410 5.90	4070 3.24	6550 5.21	5275 4.20	2008 1.60	3340 2.66	860 0.69	2135 1.70
ОЭС Сибири	52029	30126	2427 8.06	1317 4.37	2122 7.04	1727 5.73	692 2.30	1110 3.68	305 1.01	700 2.32

В этом выражении  $P_{уст}$  – установленная мощность электростанций, определяемая составом существующего оборудования;  $P_{п.н.}$  – мощность покрытия нагрузки, необходимая для достижения требуемого уровня балансовой надежности и равная сумме максимальной нагрузки ( $P_{макс}$ ) и значения  $R_{оп}$ ;  $q_{ав}$  – среднестатистическое значение аварийности выведенного и не участвующего в покрытии нагрузки генерирующего оборудования (в балансе мощности – это различного рода ограничения, избытки мощности, составляющие планового и стратегического резервов мощности).

Наиболее сложным является определение среднестатистического значения аварийности генерирующего оборудования, не участвующего в покрытии нагрузки. Большим подспорьем для адекватной реализации этого момента может стать использование ретроспективной информации о проведении долгосрочных отборов мощности, проводимых в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 27.12.2010. № 1172<sup>1</sup> (далее “Правила оптового рынка”). Однако такой информации в открытом доступе найти не удается.

Значения аварийной составляющей оперативного резерва мощности и их изменения при разных сценариях учета неиспользуемого генерирующего оборудования приведены в табл. 1. Результаты получены с использованием ПВК оценки показателей балансовой надежности и обоснования оперативного резерва мощности “Орион-М” [9]. Расчетная схема ЕЭС России (рис. 1) 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”<sup>2</sup> (далее – Отчет о НИР). В таблице 1 приведена информация об установленной мощности и максимуму нагрузки на 2022 г., отраженная в работе СиПР ЕЭС на 2016–2022 гг. Эта информация структурирована для двух ценовых зон, используемых при проведении процедуры конкурентного отбора мощности. Под цифрами понимаются следующие сценарии учета неиспользуемого генерирующего оборудования:

1 – на основе неизменности имеющегося избыточного состава генерирующего оборудования;

<sup>1</sup> Постановление Правительства РФ от 27.12.2010. № 1172 (ред. от 19.01.2018) “Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности”.

<sup>2</sup> 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.)

2 и 3 – с учетом аварийности выведенного оборудования в предположении выводов самых крупных по мощности генераторов (2) и самых мелких (3);

4 – с учетом аварийности выведенного генерирующего оборудования в предположении примерного равенства их относительных среднестатистических значений существующим величинам.

Результаты, представленные в табл. 1, показывают, что наличие в настоящее время достаточно больших избытков мощности в значительной степени искажают результаты обоснования нормативного резерва мощности. Даже в совершенно нереалистичном сценарии вывода самых мелких по мощности генераторов с незначительной аварийностью завышение величины оперативного резерва мощности превышает 0.75% от совмещенного максимума нагрузки энергосистемы (более 1 ГВт), в наиболее реалистичном (вероятном) сценарии – более 1.8% (более 2 ГВт). Это говорит о необходимости учета этого фактора или пересмотра принятых еще в конце прошлого столетия нормативных показателей обоснования оперативного резерва мощности в ЕЭС России [7, 10].

## ПЛАНОВЫЕ РЕМОНТЫ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

Вплоть до конца 80-х годов прошлого столетия в силу дефицита генерирующей мощности в ЕЭС бывшего СССР проведение плановых ремонтов оборудования осуществлялось в периоды сезонных снижений нагрузки. Это позволяло с достаточно большой степенью достоверности использовать для расчетов показателей балансовой надежности и обоснования средств ее обеспечения средний декабрьский суточный график нагрузки, длящийся весь год [2, 4], и тем самым существенно упростить модели генерирующей мощности и нагрузки при оценке показателей балансовой надежности.

С запуском в 2006 г. рынка мощности нормы продолжительности и периодичности плановых ремонтов, как и перспективные пятилетние планы ремонтов основного оборудования электростанций, утратили нормативную роль. Значительное сокращение электропотребления привело к появлению достаточных избытков мощности и улучшению режимно-балансовой ситуации в ЕЭС России. Введение правил оптового рынка электрической энергии (мощности) и финансовые возможности генерирующих компаний позволили увеличить объемы проведения капитальных и средних ремонтов и в осенне-зимний период. Это привело к изменению статистической отчетности об их проведении, в том числе и по декабрю месяцу, для которого, как правило, реализовывается баланс мощности в отчетных материалах, ежегодно представляемых АО «СО ЕЭС»<sup>3</sup> (далее – отчет АО «СО ЕЭС»).

Статистическая обработка ретроспективной информации о проведении плановых ремонтов генерирующего оборудования, представленных в отчетах АО «СО ЕЭС» за период с 2012 по 2019 гг., показала, что их среднее значение, применительно к декабрю месяцу, составило величину немного ниже 9% (8.97) по отношению к совмещенному максимуму нагрузки ЕЭС России (без ОЭС Дальнего Востока). При этом следует отметить, что 4% в этой величине составляют текущие ремонты, которые рекомендуется проводить независимо от периода времени. В доперестроечный (до 1990 г.) период картина с текущими ремонтами была примерно такой же. А вот проведение капитальных и средних ремонтов в периоды прохождения годового максимума были ограничены 2.5% мощности от совмещенного максимума нагрузки. Таким образом, в современных условиях составляющая плановых ремонтов на 2.5 процента превышает таковые в доперестроечный период функционирования ЕЭС страны.

<sup>3</sup> Отчеты о функционировании ЕЭС России за 2012–2019 гг., подготовленные в соответствии с «Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики» (утверждены постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823).

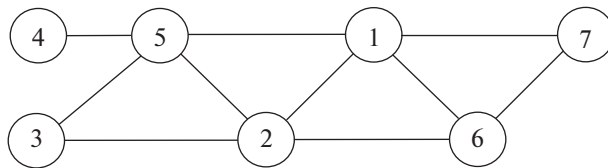


Рис. 2. Модель расчетной схемы ЕЭС России: 1 – ОЭС Урала; 2 – ОЭС Средней Волги; 3 – ОЭС Юга; 4 – ОЭС Северо-Запада; 5 – ОЭС Центра; 6 – Казахстан; 7 – ОЭС Сибири.

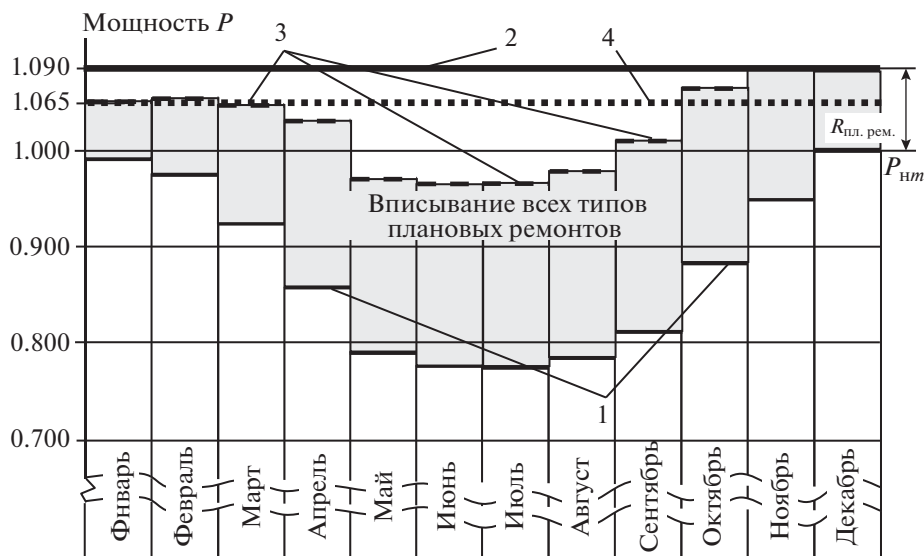


Рис. 3. Влияния учета плановых ремонтов генерирующего оборудования на обоснование оперативной составляющей нормативного резерва мощности.

На рисунке 3 показан годовой график сезонных (месячных) снижений нагрузки (линии 1), полученный в результате обработки ретроспективной информации по потреблению электроэнергии за 8-ми летний период, представленной в упомянутых выше отчетах АО “СО ЕЭС”. Видно, что изменения нагрузки по месяцам года достаточно значительные – июльский провал по отношению к декабрьскому максимуму как по мощности, так и по электроэнергии составляет примерно 25%.

Совершенно очевидно, что состав генерирующего оборудования, участвующего в покрытии нагрузки меняется от месяца к месяцу. Следовательно, в силу различной его аварийности, эти изменения влияют на показатели балансовой надежности и на средства ее обеспечения – резервы мощности. В моделях обеспечения балансовой надежности при планировании развития ЕЭС России изменения состава генерирующего оборудования от месяца к месяцу даже на краткосрочный период одного-двух лет осуществить крайне сложно в силу отсутствия такой информации в перспективных балансах мощности в отчетах АО “СО ЕЭС”. Это обстоятельство также способствовало учету плановых ремонтов генерирующего оборудования в каждом месяце года не снижением генерирующей мощности, а их добавкой к величине нагрузки. На рисунке 3 показано приращение нагрузки на составляющую проведения плановых ремонтов

( $R_{\text{пл. рем.}}$ ) по месяцам года (выделенная цветом зона). Получаемый в результате такого упрощения месячный график изменения нагрузки на рис. 3 выделен пунктирной линией 3.

С позиций обеспечения балансовой надежности увеличение нагрузки на величину плановых ремонтов генерирующего оборудования практически адекватно соответствующему уменьшению генерирующей мощности по сезонам года. Сплошной жирной линией (2) показан условный максимум нагрузки длящийся весь год, полученный в результате увеличения планируемого в балансе декабрьского максимума нагрузки ( $P_{\text{им}}$ ) на величину резерва мощности, необходимого для планового ремонта генерирующего оборудования ( $R_{\text{пл. рем.}}$ ). Именно такой неизменный график сезонной нагрузки применялся при обосновании оперативной составляющей нормативного резерва мощности в работе [2, 7].

Представленный рисунок наглядно демонстрирует, что использование годового графика нагрузки в виде декабрьских суток, длящихся весь год, в современных условиях не совсем корректно. После вписывания плановых ремонтов генерирующего оборудования наблюдается некоторая зона между линиями 1 и 3 на рис. 3. В методике [2, 7] такая зона присутствовала, но не в таком объеме. Условный максимум нагрузки, характеризующий этот случай, на рис. 3 изображен пульсирующей жирной линией 4. Объяснение такого стечения обстоятельств уже отмечалось. Это наличие в современных условиях функционирования ЕЭС России значительных избытков мощности. Это приводит к улучшению режимно-балансовой ситуации в ЕЭС России и возможности проведения капитальных и средних ремонтов в осенне-зимний период в больших, чем ранее, объемах.

## ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ УЧЕТА ПЛАНОВЫХ РЕМОНТОВ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ВЕЛИЧИНЫ НОРМАТИВНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ

Как уже было отмечено, отсутствие применительно к современным условиям научно обоснованных положений принятия решений по обеспечению балансовой надежности приводит к использованию нормативного показателя балансовой надежности в виде интегральной вероятности дефицита мощности ( $J_{\text{д}} = 0.004$  или  $\rho = 0.996$ ), принятого в 80-е годы прошлого столетия [2, 7, 10]. Анализ ретроспективной информации о проведении плановых ремонтов генерирующего оборудования, представленной в ежегодных отчетах АО “СО ЕЭС” и частично на рис. 3, несколько меняет представление об учете нагрузки в моделях обоснования средств обеспечения балансовой надежности. Она должна представляться не одним средним суточным графиком нагрузки декабря месяца, а, как минимум, хотя бы суточными графиками ее сезонных (месячных) снижений с учетом добавки составляющей плановых ремонтов генерирующего оборудования. Это вступает в некоторое противоречие с методическими подходами, применяемыми при обосновании нормативного показателя балансовой надежности (см. раздел 2).

Влияние представления плановых ремонтов генерирующего оборудования в модели оценки показателей балансовой надежности на обоснование средств ее обеспечения приведено в табл. 2. Результаты для различного учета плановых ремонтов приведены для описанной в разделе 3 модели расчетной схемы ЕЭС России (рис. 2). Следует отметить, что ошибка прогнозирования нагрузки, вызванная влиянием температурных колебаний зимнего периода времени, не учитывается. Вызвано это тем обстоятельством, что температурные колебания учитываются при определении спроса на мощность в процедуре конкурентного отбора мощности<sup>4</sup> изменением величины совмещенного максимума нагрузки.

<sup>4</sup> Сайт АО “СО ЕЭС” “Конкурентный отбор мощности”, [monitor.so-ups.ru](http://monitor.so-ups.ru).



**Таблица 2.** Аварийная составляющая оперативного резерва мощности при различном учете плановых ремонтов оборудования

Показатели	ЕЭС России без ОЭС Востока	Название ОЭС					
		Урал	Средняя Волга	Юг	Северо- Запад	Центр	Сибирь
Максимум нагрузки	155860	37390	17096	16831	15151	39266	30126
<b>При неизменности имеющегося избыточного состава оборудования (раздел 2, случай 1)</b>							
1. При использовании режима электропотребления (график 2 на рис. 2), МВт/%	9392 6.03	2295 6.14	-160 -0.94	1062 6.31	1517 10.01	2502 6.37	2177 7.23
2. При использовании режима электропотребления (график 3 на рис. 2), МВт/%	7337 4.71	1795 4.80	-125 -0.73	827 4.91	1182 7.80	1957 4.98	1702 5.65
Показателей балансовой надежности							
$LOLH$ , ч/год	11.546	4.964	4.961	4.967	4.968	4.960	4.948
$J_D$ , о.е.	0.00133	0.00057	0.00057	0.00057	0.00057	0.00057	0.00056
<b>С учетом аварийности выведенного генерирующего оборудования (раздел 2, случай 4)</b>							
3. При использовании режима электропотребления (график 2 на рис. 2), МВт/%	6372 4.09	1665 4.18	-110 -0.64	722 4.29	1027 6.78	1697 4.32	1472 4.89
4. При использовании режима электропотребления (график 3 на рис. 2), МВт/%	4523 2.90	1165 3.12	-75 -0.44	502 2.98	717 4.73	1187 3.02	1027 3.41
Показателей балансовой надежности							
$LOLH$ , ч/год	11.661	4.640	4.640	4.640	4.640	4.640	4.639
$J_D$ , о.е.	0.00133	0.00053	0.00053	0.00053	0.00053	0.00053	0.00053

Анализ результатов показывает, что моделирование плановых ремонтов путем изменения нагрузки по месяцам года (график 3 на рис. 3) приводит к существенному сокращению аварийной составляющей оперативного резерва мощности. В случае учета всего состава генерирующего оборудования (раздел 3) это сокращение составляет 1.3% (расчеты 1 и 2). Если же учитывать реальный состав оборудования, то сокращение составит 1.2% по ЕЭС России в целом (расчеты 3 и 4). В принципе, эти результаты были ожидаемы. Обусловлено это в том числе и тем обстоятельством, что обоснование аварийной составляющей оперативного резерва мощности во всех расчетах осуществлялось на основании выполнения в территориальных зонах расчетной схемы ЕЭС России (рис. 2) нормативного показателя балансовой надежности  $\rho = 0.996$ .

Следует напомнить, что обоснование величины нормативного показателя было выполнено для определенного режима электропотребления – неизменного суточного графика нагрузки, длящегося все рабочие дни года [2, 7, 9]. Реализация такого подхода осуществлена при подготовке в середине 90-х годов прошлого столетия методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем (далее – МР 2003 г.). Их утверждение Минэнерго России было осуществлено только в 2003 г. [10]. В этом нормативно-техническом документе (НТД) рекомендовано значение нормативного резерва мощности величиной 17% для Европейской части (с ОЭС Урала) ЕЭС России и 12% – для ОЭС Сибири. Следует отметить, что в МР 2003 г. ремонтная составляющая нормативного резерва мощности во всех территориальных зонах ЕЭС России не превышала 6.5%, что на 2.5% меньше существующего ее среднего значения ( $R_{пл. рем.} = 8.97\%$ ). Оперативная составляющая нормативного резерва мощности в МР 2003 г. не превы-

шала величины 9.5%, в ОЭС Сибири из-за низкой аварийности энергоблоков ГЭС – менее 7%.

При этом следует отметить, что 9.5% и 7% оперативного резерва мощности для разных территориальных зон ЕЭС России были получены с учетом ошибки прогнозирования нагрузки, вызванной влиянием температурного фактора. Остальная часть нормативного резерва мощности (от 17% для Европейской части и 12% для ОЭС Сибири) приходилась на стратегический резерв мощности (от нулевой величины процента в ОЭС Сибири до 2% в ОЭС Центра), который в современных условиях не актуален и может приниматься нулевым значением.

Учет ошибки прогнозирования максимальной нагрузки, который осуществлялся при обосновании резервирования в МР 2003 г., увеличивает оперативную составляющую нормативного резерва мощности примерно на 3.5% (9.5 – 6.03, расчет 1, табл. 2) при учете всего состава оборудования и на 4.4% (9.5 – 4.09, расчет 3, табл. 2) при учете только реально работающего оборудования. Из этого можно сделать один достаточно важный вывод. Учет в моделях обоснования нормативного резерва мощности ошибки прогнозирования нагрузки, вызванной неопределенностью изменения температуры увеличивает оперативную составляющую полного резерва мощности почти на столько же, насколько увеличивается совмещенный максимум нагрузки при определении величины спроса на мощность в процедуре конкурентного отбора мощности. Конкретно эта величина примерно составляет 4% от совмещенного максимума нагрузки. Отказ от учета ошибки прогнозирования, помимо значительного упрощения информационного наполнения задачи обоснования нормативного резерва [11], открывает возможности сравнения применяемых в нашей стране нормативов показателей балансовой надежности с таковыми, используемых в странах Западной Европы.

Таким образом, можно с определенной степенью достоверности констатировать, что в современных условиях функционирования ЕЭС России, характеризующихся достаточно большими избытками генерирующей мощности нормативный резерв мощности должен примерно составлять величину  $8.97 + 4.09 \approx 13.1\%$  от совмещенного максимума нагрузки. При этом величина плановых ремонтов ( $R_{\text{пл. рем.}}$ ) вполне может быть сокращена как минимум на 1.5–2%. Принятие оперативного резерва величиной 4.09% (расчет 3), а не 2.9% (расчет 4) на данном этапе исследований связано с тем, что нормативный показатель балансовой надежности  $J_{dj}^{\text{норм.}} = 0.004$  был обоснован под рассмотренные в расчете 3 условия представления нагрузки с учетом реального не избыточного состава генерирующего оборудования. Расчеты 1 и 2 этим правилам не совсем отвечают. С учетом этих обстоятельств величина нормативного резерва мощности может быть принята величиной равной максимум 13% и минимум 11.5% от совмещенного максимума нагрузки, представленного в балансах мощности в программных документах СиПР ЕЭС.

С учетом изменившихся условий представления генерирующего оборудования и режима электропотребления в задаче оценки показателей балансовой надежности становятся актуальными проведение исследований по обоснованию нормативных значений при обосновании оперативной составляющей нормативного резерва мощности, в том числе опираясь на зарубежный опыт решения подобных задач. В разделе 2 было показано, что показатели балансовой надежности в виде *LOLH* определяются для условий представления режима электропотребления в виде часовых изменений режима электропотребления в течение всех 8760 ч года. В отчетах АО “СО ЕЭС” информации о таком представлении режима электропотребления получить не представляется возможным. Тем не менее с определенной степенью достоверности можно использовать формы суточных графиков декабрьских суток территориальных зон ЕЭС России, полученных в упомянутом выше Отчете о НИР, и распространить их на дру-

гие месяцы года с учетом известного снижения максимальной нагрузки в этих месяцах (рис. 3, пунктирная линия 3).

Показатели балансовой надежности в виде  $LOLH$  и  $J_d$ , рассчитанные на основе использования графика сезонных снижений (на рис. 3 пунктирная линия 3) приведены в табл. 2. При получении этих показателей балансовой надежности в качестве величин оперативного резерва мощности использовались значения, полученные в расчетах 1 и 3 для условий использования суточного декабрьского графика нагрузки, длящегося 250 рабочих дней года, а режим электропотребления представлялся в виде сезонных снижений нагрузки (как в расчетах 2 и 4). Для обоих приведенных расчетов во всех территориальных зонах ЕЭС России результаты показателей балансовой надежности  $LOLH$  и  $J_d$  колеблются в пределах 4.64–4.97 ч/год и 0.00053–0.00057 соответственно. Эти значения достаточно приближены к нормативным значениям, принятым в странах Западной Европы, конкретно в Великобритании и Нидерландах (4 ч/год). Представленные результаты сравнения согласуются с результатами, представленными в работе [12]. Они еще раз показывают, что принятый в нашей стране нормативный показатель балансовой надежности ( $J_{dj}^{\text{норм}} = 0.004$ ), обоснованный для упрощенного представления режима электропотребления и реального состава генерирующего оборудования (отсутствие избытков мощности) [2, 4], согласуется с принятыми нормативными показателями в странах Западной Европы [8]. Следует отметить, что он согласуется и с предлагаемыми изменениями отечественного нормативного показателя балансовой надежности [13, 14], но только в случае изменения представления режима электропотребления.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Наличие значительных избытков мощности, вызванных снижением электропотребления в 90-е годы прошлого столетия, требует пересмотра, участвующего в покрытии нагрузки состава генерирующего оборудования. Не учет этого фактора приводит к завышению оперативной составляющей нормативного резерва мощности по ЕЭС России в целом от 0.7 до 2.8% от совмещенного максимума нагрузки. В наиболее реалистичном (вероятном) сценарии вывода из баланса генерирующего оборудования завышение составляет более 1.8% (более 2 ГВт).

2. Правила оптового рынка и финансовые возможности генерирующих компаний в совокупности с улучшением режимно-балансовой ситуации в ЕЭС России (значительное снижение электропотребления) позволили проводить капитальные и средние ремонты генерирующего оборудования в осенне-зимний период. Это существенно нарушило введенные в доперестроечный период упрощения о представлении режима электропотребления в моделях оценки показателей балансовой надежности и средств ее обеспечения одним суточным графиком, длящимся все рабочие дни года. В современных условиях необходимо пересмотреть методические принципы оценки показателей балансовой надежности и выработать новые подходы к их нормированию при обосновании средств обеспечения надежности в условиях наличия значительных избыточных генерирующих мощностей.

## 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. Чукуреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995, 176 с.

5. *Эндрени Дж.* Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: Пер. с англ. / Под ред. Ю.Н.Руденко. М.: Энергоатомиздат, 1983. 336 с.
6. *Billinton R., Allan R.N.* Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition. New York and London, Plenum Press, 1996. 509 p.
7. *Волькенгау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д.* Экономика формирования электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1981, 320 с.
8. *Кучеров Ю.Н., Федоров Ю.Г.* Развитие нормативного и методического обеспечения надежности сложных энергосистем и энергообъединений в условиях либерализованной энергетики // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2010. № 6. С. 2–11.
9. *Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю.* Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014, 207 с.
10. 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.
11. *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.
12. *Чукреев Ю.Я.* Сравнение отечественных и зарубежных вероятностных показателей балансовой надежности электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика, 2012. № 6. С. 27–38.
13. *Волков Э.П., Баринов В.А.* Методические принципы обоснования развития электроэнергетики России в условиях ее либерализации // Изв. АН. Энергетика, 2006. № 3. С. 3–19.
14. *Баринов В.А., Маневич А.С., Лисицын Н.В.* Перспективы развития ЕЭС России // Вести в электроэнергетике. 2012. № 2. С. 3–6.

### **The Influence Presentation of Generating Equipment and Load on the Value of Standard Power Reserve Electric Power Systems**

**Yu. Ya. Chukreev\***

*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*

Considered are the issues of generating equipment and load presentation when solving the problem of justifying the emergency component operational power reserve in electric power systems and the UES of Russia. The influence received composition of generating equipment, modeling planned repairs with different representations power consumption regime on the indicators of balance reliability and value of power reserves in relation to the territorial zones UES of Russia is given.

*Keywords:* generating equipment, indicators of balance reliability, regulatory, emergency and operational power reserves, power consumption mode