**влияние нормативного резерва и спроса на мощность на**

**процесс обоснования генарирующих источников при**

**управлении развитием ЕЭС России**

**Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю.**

*Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера*

*Федерального исследовательского центра Коми НЦ УрО УрО РАН, г. Сыктывкар, Россия*

Планирование развития электроэнергетической отрасли во все времена сопряжено с формированием балансов мощности ЕЭС страны. В балансах мощности, формируемых в работе «Схема и программа развития ЕЭС страны на 7-летний период» (СиПР ЕЭС)[[1]](#footnote-1) имеется приходная и расходная части. Расходная часть баланса определяется спросом на мощность и включает в себя три составляющие: прогнозируемый максимум нагрузки, экспорт/импорт мощности и нормативный резерв мощности. Прогноз максимального часового потребления электрической энергии формируется на основе прогноза потребления мощности по территориям субъектам РФ для условий среднемноголетних температур наружного воздуха, применительно к декабрю месяцу. Нормативный (полный) резерв мощности зависит от множества факторов, в том числе и случайно обусловленных. Его обоснование базируется на решении задачи оценки показателей балансовой надежности для максимальной нагрузки декабрьских суток применительно к расчетной схеме ЕЭС России с выделением в ней территориальных зон надежности. Для этих целей применяются различные методические подходы и математические модели [1-4]. Величины нормативного (полного) резерва мощности приводятся в методических рекомендациях (МР) по проектированию развития энергосистем. Их последняя редакция [5] была утверждена Минэнерго России в далеком 2003 г. и требует своей актуализации.

Сегодня, в отличие от доперестроечного периода, ЕЭС России характеризуется значительными избытками мощности. Поэтому задача определения величины нормативного резерва мощности при перспективном планировании ЕЭС России должна рассматриваться совершенно в другой плоскости, связанной не с обоснованием ввода нового генерирующего оборудования, а выбора наиболее эффективного и впоследствии демонтажа физически и морально устаревшего оборудования. Задача обоснования вводов генерирующего оборудования в современных условиях осуществляются при решении задачи договоров поставки мощности (ДПМ). Выбор наиболее эффективного, в том числе с учетом решения задачи ДПМ, – в результате реализации конкурсных заявок при проведении процедуры конкурентного отбора мощности.

Реализация изменившихся условий функционирования энергосистем потребовало разработки Положения о порядке определения величины спроса на мощность[[2]](#footnote-2) и Правил оптового рынка[[3]](#footnote-3). Данные нормативные документы серьезно противоречат утвержденным Минэнерго России МР [5]. Это касается планового коэффициента резервирования мощности (1,17), прогнозного недоиспользования мощности, учета влияния температурного фактора и учета ограниченности производства электроэнергии гидроэлектростанциями в маловодные годы. Объяснение этого несоответствия, кроме факта некомпетентности специалистов, готовивших эти нормативные документы найти невозможно. К их подготовке и экспертизе, к сожалению, не были привлечены специалисты академической и вузовской науки, а также отраслевых Институтов, владеющих вопросами обеспечения балансовой надежности ЭЭС.

Следует отметить, что актуализация МР 2003 г. была предпринята еще в 2011 г., то есть практически сразу после начала работ по ежегодному выполнению работы СиПР ЕЭС и утверждения отмеченных выше нормативных документов. По заданию АО «СО ЕЭС» ОАО «Институт Энергосетьпроект» с привлечением специалистов научно-исследовательских институтов была выполнена новая редакция МР с учетом изменившихся условий[[4]](#footnote-4). В ней по инициативе заказчика работы АО «СО ЕЭС» были существенно завышены значения одной из составляющих нормативного резерва мощности – резерва на проведение плановых ремонтов оборудования. С запуском рынка мощности нормы продолжительности и периодичности ремонтов утратили нормативную роль. В современных условиях, величина снижения мощности из-за проведения плановых ремонтов в осенне-зимний период определяется возможностями энергокомпаний с учетом режимно-балансовой ситуации в энергосистеме. Это приводит к значительному возрастанию ремонтной составляющей по отношению к существовавшим до 2006 г. принципам ее формирования. В Европейской части ЕЭС – к двукратному с 4-5 % до 9-10 %, в ОЭС Сибири и вовсе, к трехкратному (с 4 % до 12 %). С учетом этого величины нормативных значений резерва мощности в разработанных новых МР были доведены до 20,5 % по ЕЭС России в целом и до 22 % – для ОЭС Сибири. В такой редакции они не были утверждены Минэнерго России. В начале 2018 г. Министерство вновь инициировало работу по порядку определения нормативного резерва мощности. К сожалению, работа в течение почти двухлетнего периода выполняется силами ИСЭМ СО РАН. При этом публично не обсуждается ни на НТС ЕЭС России, ни в каких-либо научно-практических изданиях.

В статье на основе анализа ретроспективной информации приводятся результаты отклонений планируемых величин максимальных нагрузок и производства электроэнергии на гидроэлектростанциях от их фактических значений. Рассматриваются детали выявленных в результате анализа упомянутых выше нормативных документов противоречий и их последствия при обосновании величины спроса на мощность и одной из ее составляющих – нормативного резерва мощности. Обосновываются методические принципы учета энергообеспеченности гидроэлектростанций с позиций обоснования средств резервирования. Приводятся практические результаты влияния выявленных несоответствий в упомянутых нормативных документах и наблюдаемых отклонений прогнозируемых параметров на величину спроса на мощность при проведении процедуры конкурентных отборов мощности.

**Литература**

1. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014, 207 с.

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

3. Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Надежность систем электроэнергетики. Новосибирск: Наука, 2015, 224 с.

4. Billinton, R. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition / R. Billinton, R.N. Allan. New York and London : Plenum Press, 1996. 509 p.

5. 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.

1. Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденные постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823. [↑](#footnote-ref-1)
2. 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 перетока электрической энергии (мощности), утвержденное Приказом Минэнерго России от 07.09.2010 № 431 (ред. от 17.08.2017). [↑](#footnote-ref-2)
3. Постановление Правительства РФ № 1172 от 27.12.2010 (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». [↑](#footnote-ref-3)
4. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем / ОАО «Институт «Энергосетьпроект», 2012 г. (одобрены НП «НТС ЕЭС», секция «Техническое регулирование в электроэнергетике» в июле 2012 г. [↑](#footnote-ref-4)