

УТВЕРЖДЕНО
Первым заместителем
Председателя Правления
ОАО «СО ЕЭС»

Н.Г. Шульгиновым

23 августа 2011 года

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
к генерирующему оборудованию участников оптового рынка
(вступают в силу с 01 сентября 2011 г.)

МОСКВА

2011

6.3.1. Определение плановой максимальной мощности.....	31
6.3.2. Требования к определению плановой максимальной мощности и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования	34
6.4. Требования к максимальной мощности, заявляемой участниками оптового рынка при подаче ценовых заявок для участия в конкурентном отборе на сутки вперед	34
6.5. Требования к определению максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и минимальной мощности включенного генерирующего оборудования.....	35
6.6. Требования к соблюдению нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования	36
6.7. Требования к определению скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании изменения потребления.....	37
7. Требования к обмену телеинформацией	37
Список сокращений и обозначений	39
Список регламентирующих документов	40
Приложение 1	42
Приложение 2	49
Приложение 3	63
Приложение 4	74
Приложение 4.1	75
Приложение 5	80
Приложение 6	89
Приложение 7	100

1. Общие положения

1.1. Область применения

Настоящие Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка (далее *Технические требования*) разработаны и утверждены ОАО «СО ЕЭС» (далее СО) в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности (далее Правила оптового рынка) [1].

Технические требования устанавливают обязательные требования, предъявляемые к генерирующему оборудованию участников оптового рынка электрической энергии и мощности (далее оптового рынка) в целях подтверждения выполнения условий поддержания генерирующего оборудования в состоянии готовности к выработке электрической энергии (далее готовность генерирующего оборудования) и определения объема мощности, фактически поставленного на оптовый рынок.

Положения настоящих *Технических требований* распространяются на всех участников оптового рынка, владеющих на праве собственности или ином законном основании генерирующим оборудованием, независимо от расположения на территориях, которые объединены в ценовые или неценовые зоны оптового рынка (далее ценовые или неценовые зоны), участвующих в отношениях по обращению генерирующей мощности в соответствии с Правилами оптового рынка (далее – поставщики мощности), СО и коммерческого оператора оптового рынка (далее – КО).

Технические требования к генерирующему оборудованию тепловых электростанций (далее ТЭС), гидроэлектростанций (далее ГЭС) и гидроаккумулирующих станций (далее ГАЭС) должны соответствовать требованиям Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [10] (далее ПТЭ).

Технические требования к генерирующему оборудованию атомных электростанций (далее АЭС) должны соответствовать требованиям Регламентов безопасной эксплуатации АЭС [11].

Проверка соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка настоящим *Техническим требованиям* осуществляется в соответствии с Порядком установления соответствия генерирующего оборудования участников

оптового рынка техническим требованиям (далее *Порядок установления соответствия*), утверждаемым СО.

Технические требования и Порядок установления соответствия размещаются в открытом доступе на Интернет-сайте СО.

Перечень определений, используемых в настоящих *Технических требованиях* и *Порядке установления соответствия*, приведен в Приложении 1.

1.2. Требования, определяющие готовность генерирующего оборудования

Генерирующее оборудование признается готовым к выработке электрической энергии, если:

1. СО подтверждено, что обеспечена возможность использования генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее ОПРЧ);
2. СО подтверждено, что обеспечена возможность использования генерирующего оборудования при регулировании реактивной электрической мощности, т.е. обеспечено предоставление диапазона регулирования реактивной мощности;
3. СО подтверждено, что обеспечена возможность использования генерирующего оборудования во вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности (далее вторичное регулирование), если это оборудование расположено на ГЭС, а также использования при автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности (далее АВРЧМ), если это оборудование расположено на ГЭС установленной мощностью более 100 МВт;
4. участником оптового рынка обеспечена работа генерирующего оборудования в соответствии с заданным СО технологическим режимом работы, включая соблюдение минимального и максимального почасовых значений мощности, параметров маневренности генерирующего оборудования, в том числе скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при участии в суточном регулировании и времени включения в сеть генерирующего оборудования, а также иных параметров в соответствии с Правилами оптового рынка (далее способность к выработке электроэнергии);
5. СО подтверждено, что в отношении генерирующего оборудования участником оптового рынка выполнены технические требования к системе обмена

технологической информацией с автоматизированной системой СО (далее СОТИАССО).

2. Требования к предоставлению информации

2.1. Предоставление участниками оптового рынка данных по генерирующему оборудованию

В соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8] участники оптового рынка обязаны представлять СО условно постоянные данные по генерирующему оборудованию.

В целях подтверждения представленной участниками оптового рынка информации по генерирующему оборудованию СО имеет право запросить соответствующие обосновывающие документы: паспортные данные, проектную документацию, технические обоснования, результаты испытаний, уведомления заводов изготовителей, заключения специализированных организаций и т.д.

В соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8] в случае изменения информации о параметрах генерирующего оборудования, участники оптового рынка обязаны в течение трех рабочих дней направить СО соответствующее уведомление с приложением обосновывающих документов.

В случае полного либо частичного непредставления участниками оптового рынка данных по генерирующему оборудованию, соответствующих уведомлений и подтверждений, СО использует имеющуюся в его распоряжении информацию.

Данные по генерирующему оборудованию, в том числе должны включать в себя:

- паспортные данные по каждой единице генерирующего оборудования;
- номинальную мощность каждой единицы генерирующего оборудования;
- тип турбин (марка);
- допустимые технический минимум и максимум нагрузки каждой единицы генерирующего оборудования по активной мощности и регулировочный диапазон в процентах от номинальной мощности;
- допустимый диапазон работы каждой единицы генерирующего оборудования по реактивной мощности (P – Q диаграмма);

- номинальные значения скорости набора и скорости сброса нагрузки единиц генерирующего оборудования.
- статизм и зону нечувствительности по частоте регуляторов скорости турбин;
- статизм и зону нечувствительности частотных корректоров регуляторов мощности (при наличии);
- результаты последних тепловых испытаний генерирующего оборудования в графической или табличной форме;
- настройку ограничителя минимального возбуждения с приведением технических обоснований принятой настройки;
- настройку защиты ротора при перегрузке ротора током возбуждения с приведением технических обоснований принятой настройки;
- иные данные, корректирующие допустимый диапазон работы оборудования по реактивной мощности.
- данные последних испытаний генерирующего оборудования ГЭС по допустимым скоростям набора/ сброса нагрузки;
- данные, корректирующие допустимый диапазон работы генерирующего оборудования ГЭС и всей гидроэлектростанции по активной мощности;
- информацию о наличии группового регулятора активной мощности (далее ГРАМ, возможное наименование: центральный задатчик активной нагрузки – ЦЗАН), количестве подключаемого к нему генерирующего оборудования, статических и динамических настройках ГРАМ, ЦЗАН;
- и иные данные предоставляемые по требованию СО в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*.

2.2. Предоставление данных коммерческим оператором

Для целей подтверждения готовности генерирующего оборудования и определения объема мощности, фактически поставленного на оптовый рынок, в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8], КО предоставляет СО следующие данные:

- ценовые заявки на планирование объемов производства в отношении ГТП генерации, ГТП импорта или объекта управления, представленного

4. не допускать нарушения технологической устойчивости оборудования при аварийных отклонениях частоты (других ограничений в тракте СПР не допускается).

Генерирующее оборудование, участвующее в нормированном первичном регулировании частоты (далее НПРЧ) с заданным резервом первичного регулирования, в режимах энергосистемы, когда величина требуемой первичной мощности превышает заданный первичный резерв, должно обеспечивать выдачу первичной мощности во всем диапазоне регулирования, ограниченном только допустимостью режимов работы оборудования.

Дополнительная (сверх заданного первичного резерва) первичная мощность выдается в рамках требований к ОНРЧ.

Для единиц генерирующего оборудования, не имеющих возможности участия в ОНРЧ по техническим причинам или в связи с особенностями режимов работы такого оборудования, участник оптового рынка может заявить о неготовности, в том числе временной, к участию в ОНРЧ данного генерирующего оборудования.

Вынужденные временные отступления от режима участия в ОНРЧ и периоды неготовности, в том числе временной, к участию в ОНРЧ должны быть в установленном порядке оформлены соответствующими заявками на вывод генерирующего оборудования из ОНРЧ с указанием причины и сроков вывода-ввода.

3.1. Требования к участию ТЭС в ОНРЧ

В соответствии с ПТЭ готовое к общему первичному регулированию частоты генерирующее оборудование должно удовлетворять следующим основным требованиям:

- совокупность основного и вспомогательного оборудования, технологической автоматики энергоблока, электростанции, используемые режимы их эксплуатации должны позволять в пределах установленного регулировочного диапазона нагрузок поддерживать диапазон первичного регулирования (далее ДПР) величиной до 20% номинальной мощности;
- при однократном изменении мощности турбоагрегата (далее ТА) в пределах ДПР на $\pm 10\%$ номинальной под воздействием регулятора частоты вращения (далее АРС) переходный процесс должен укладываться в границы, указанные в

Методических рекомендациях по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты (Приложение 2), а новая заданная мощность должна поддерживаться основным, вспомогательным оборудованием и технологической автоматикой энергоблока, электростанции неограниченное время;

- быстродействие ОПРЧ генерирующего оборудования в пределах ДПР $\pm 10\%$ номинальной мощности должно обеспечивать выдачу не менее чем 50% требуемой первичной регулирующей мощности за первые 15 секунд после возникновения отклонения частоты и полностью за 5 – 7 минут;

(Динамика выдачи первичной мощности для ТЭС различного типа представлена на рис 1 и рис 2.)

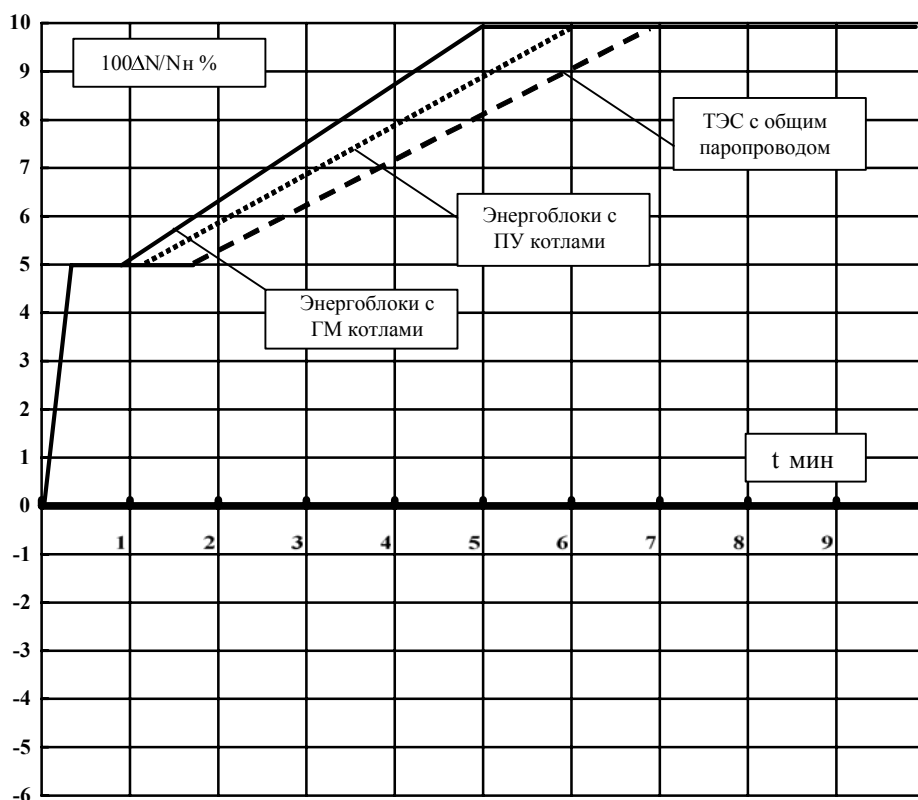


Рис.1 Динамика выдачи первичной мощности ТЭС при скачкообразном снижении частоты

турбиной – с динамической блокировкой его действия при изменении частоты), РН (турбинный регулятор положения регулирующих клапанов – с динамической блокировкой его действия при изменении частоты).

1.б) На ТЭС с общим паропроводом:

- главный регулятор (с сигналом по давлению пара в общем паропроводе), управляющий нагрузкой группы котлов, участвующих в ПРЧ;
- САР, обеспечивающие нагрузку котла (котлов очереди) – АР топлива, АР питания, АР общего воздуха, АР разрежения.

2) Отключены регуляторы, препятствующие действию регулятора скорости турбины – РД и РН, если они не входят в состав САУМ по п. 1.а)².

3) Оперативно должна быть задана зона нечувствительности частотных корректоров автоматических регуляторов частоты и мощности блоков, не превышающая величину зоны нечувствительности регуляторов скорости турбины³.

4) Дополнительно должен быть осуществлен контроль:

- степени неравномерности системы регулирования турбины (степень неравномерности не должна превышать 5%, а местная степень неравномерности в диапазоне нагрузок 15 – 100% номинальной не должна превышать 6%).
- отсутствия дополнительной зоны нечувствительности в характеристике парораспределения турбины, в частности, в области скользящего давления на блоках 300 МВт с турбинами типа ЛМЗ;
- исключения режима работы турбины при полностью открытых регулирующих клапанах в режиме скользящего давления при частичных нагрузках.

3.2 Требования к участию ГЭС в ОПРЧ

ОПРЧ на ГЭС должно обеспечиваться действием регуляторов частоты вращения (далее РЧВ) как при групповом, так и при индивидуальном регулировании гидроагрегатов, с максимальным быстродействием.

² Ключи выбора режима работы оборудования должны находиться в положении «Ручное управление».

³ Исключения возможны при наличии обоснований по согласованию с филиалами СО соответствующей операционной зоны.

ГРАМ не должен препятствовать действию РЧВ по отклонению частоты; работа ГА на групповом регулировании без частотного корректора (ЧК) не допускается.

С целью сохранения эффективности ОПРЧ, при наличии на ГЭС ГРАМ, должен быть предусмотрен быстросрабатывающий автоматический перевод ГА на индивидуальное регулирование для случаев разделения ГЭС на части, выделения одного или нескольких ГА на изолированную нагрузку, при неисправностях ГРАМ. Например, при фиксации резкого расхождения заданий ГА от РЧВ и от ГРАМ.

В ОПРЧ должны участвовать ГА всех ГЭС, включая участвующие в НПРЧ. Технические параметры ГЭС участвующей в ОПРЧ:

- зона нечувствительности не более 0,15 Гц (при одновременном участии в НПРЧ нечувствительность определяется системными требованиями по НПРЧ; неучастие в НПРЧ осуществляется вводом в РЧВ всех ГА и в ЧК ГРАМ «мертвой» зоны до $\pm 0,075$ Гц);
- статизм регулирования частоты по мощности в пределах 4,5 – 6%;
- точность измерения частоты не хуже 0,01 Гц;
- точность отработки заданий по мощности не хуже $\pm 1\%$ от $P_{ном}$;
- при скачкообразном отклонении частоты на величину, превышающую более чем в два раза зону нечувствительности, за первые 15 секунд должно быть выдано не менее 70% первичной мощности с последующей выдачей всей требуемой первичной мощности за 1 минуту;
- время непрерывной выдачи требуемой первичной мощности как при неизменном отклонении частоты, так и в следящем за частотой режиме не должно ограничиваться.

При отклонениях частоты, превышающих зону нечувствительности, ГЭС должна выдавать требуемую первичную мощность в пределах имеющегося на данный момент времени диапазона автоматического регулирования.

При участии ГЭС в НПРЧ часть первичной мощности, превышающая заданный резерв НПРЧ, должна выдаваться в соответствии с требованиями к ОПРЧ.

Участие в ОПРЧ предполагает приоритет РЧВ каждого ГА перед заданием от ГРАМ, что необходимо для эффективности ОПРЧ при любой возможной схеме разделения ГЭС.

Проверка готовности генерирующего оборудования ГЭС к участию в ОПРЧ должна осуществляться в соответствии с *Методическими рекомендациями по проверке готовности ГЭС к первичному регулированию частоты* (Приложение 3).

3.3 Требования к участию АЭС в ОПРЧ

Требования к участию АЭС в ОПРЧ не распространяются на генерирующее оборудование АЭС с типами реакторов РБМК и БН, введенными в промышленную эксплуатацию до 2000 года.

Для АЭС с типами реакторов ВВЭР, введенными в промышленную эксплуатацию до 2009 года, требования к участию АЭС в ОПРЧ не распространяются до 01 января 2016г.

Оборудование и технологическая автоматика АЭС должны обеспечивать:

- несение заданной графиками средней нагрузки энергоблоков при нормальной частоте ($50 \pm 0,05$ Гц);
- динамическую стабилизацию режима работы турбоагрегата энергоблока действием системы автоматического регулирования (САР) турбины при переходных процессах в энергосистеме при настройке САР (динамической и статической) согласно ТУ на турбину (ГОСТ);
- участие энергоблока в общем первичном регулировании частоты при аварийных отклонениях частоты в соответствии с предусмотренными техническими условиями характеристиками САР турбоагрегата и в пределах диапазона автоматического регулирования мощности реактора;
- сохранение технологической устойчивости энергоблока при чрезмерных аварийных отклонениях частоты путем удержания устойчивого режима работы реактора при участии в первичном регулировании частоты в аварийных условиях, при условии обеспечения требований *Регламентов безопасной эксплуатации АЭС* [11].

Технические параметры энергоблока АЭС, участвующего в ОПРЧ:

- зона нечувствительности САР турбины не более 0,15 Гц;

- диапазон отклонения мощности энергоблока от текущего значения при участии в ОПРЧ от +2% до -8 % номинальной мощности;
- время участия в ОПРЧ - до нормализации частоты (до возврата частоты в заданную зону нечувствительности первичного регулятора);
- скорость изменения мощности энергоблока при участии в ОПРЧ – не более максимально допустимой для внепланового регулирования согласно требованиям *Регламентов безопасной эксплуатации АЭС* [11].

4. Требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка в части предоставления диапазона регулирования реактивной мощности

Диапазон регулирования реактивной мощности каждой единицы генерирующего оборудования устанавливается СО в виде графических зависимостей допустимой реактивной мощности генерирующего оборудования от активной мощности, соответствующих табличных форм или расчетных выражений (аналитических зависимостей) на основании данных, представленных участниками оптового рынка, в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*.

Диапазон регулирования реактивной мощности каждой единицы генерирующего оборудования при фиксированной величине активной мощности ограничен допустимыми минимальным и максимальным значениями реактивной мощности в соответствии со всеми представленными и скорректированными участниками оптового рынка данными.

Диапазон регулирования реактивной мощности группы точек поставки генерации (далее ГТП) определяется суммой диапазонов регулирования реактивной мощности находящегося в работе генерирующего оборудования, входящего в ГТП.

Генерирующее оборудование участника оптового рынка должно находиться в постоянной готовности предоставления полного диапазона регулирования реактивной мощности в соответствии с представленными данными.

5. Требования к участию ГЭС во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности

В соответствии с *Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности* [1] участники оптового рынка, имеющие в собственности генерирующее

АРЧМ) в рамках обеспечения готовности ГЭС к участию в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности должны соответствовать *Общим техническим требованиям для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ* [15].

Участвующая во вторичном регулировании ГЭС не освобождается от участия в ОНРЧ и должна удовлетворять условиям п. 3.2. настоящих *Технических требований*.

При одновременном привлечении ГЭС к ННРЧ она должна удовлетворять требованиям СО по участию электростанций в ННРЧ, имеющим наиболее высокий приоритет.

В соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* [4] и *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* [7] заданная диспетчерским графиком мощность ГЭС должна допускать размещение заданного вторичного резерва, а при одновременном использовании ГЭС для ННРЧ – совместное размещение заданных вторичных и первичных резервов.

При этом должна быть предусмотрена блокировка от превышения заданного вторичного резерва в процессе вторичного регулирования по команде от систем АРЧМ, необходимая для сохранения возможности использования заданных первичных резервов.

При неучастии ГЭС в ННРЧ весь диапазон регулирования может быть использован для размещения вторичного резерва. При этом величина заданных вторичных резервов на загрузку и разгрузку не должна превышать диапазон автоматического регулирования ГЭС, а сам диапазон вторичного регулирования должен размещаться относительно заданной графиком мощности таким образом, чтобы обеспечивалась возможность реализации в полностью автоматическом режиме каждого из вторичных резервов.

При изменении заданной диспетчерским графиком мощности или изменении состава работающего генерирующего оборудования ГЭС должна сохраняться возможность автоматической реализации заданных вторичных резервов.

Быстродействие реализации команд вторичного регулирования должно быть максимально допустимым для данного энергетического оборудования ГЭС либо определено диспетчерской командой.

Задержка в начале обработки задания от систем АРЧМ не должна превышать 5 секунд (для ГЭС, временно имеющих ограничения по скорости открытия направляющих аппаратов допускается задержка в начале обработки задания до 10 секунд).

Динамическая погрешность в обработке заданной вторичной мощности не должна превышать 1% суммарной номинальной мощности подключенных к ГРАМ гидроагрегатов.

Обработка задания должна осуществляться в темпе, задаваемом системой АРЧМ.

Время реализации всего автоматического вторичного резерва не должно превышать 5 минут в нормальных режимах и 1,5 – 2 минут в аварийных режимах для целей предотвращения перегрузки транзитных связей и сечений.

5.2. Требования к участию ГЭС в оперативном вторичном регулировании

Оперативное вторичное регулирование осуществляется по командам диспетчера соответствующего диспетчерского центра. Все команды диспетчера по изменению активной мощности ГЭС по внешней инициативе по отношению к плановым графикам генерации рассматриваются как участие во вторичном регулировании частоты и потоков активной мощности.

Ко времени и точности реализации команд оперативного вторичного регулирования предъявляются следующие требования:

- для команд оперативного вторичного регулирования, для которых не задано время окончания исполнения команды, время набора / сброса нагрузки не должно превышать допустимое время, принятое СО на основании данных, представленных участниками оптового рынка, в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*;
- для команд оперативного вторичного регулирования, для которых задано время окончания исполнения команды, время набора / сброса нагрузки не должно превышать заданное время окончания исполнения команды;
- точность набора / сброса заданной величины активной мощности на момент окончания выполнения команды должна быть в пределах, не выходящих одновременно за $\pm 3\%$ и ± 9 МВт от текущего задания;

- точность поддержания заданной величины активной мощности на каждом часовом интервале, за исключением времени набора / сброса нагрузки, должна быть в пределах, не превышающих $\pm 3\%$ от текущего задания (среднечасового значения), и не должна иметь флуктуаций, не выходящих одновременно за $\pm 5\%$ и ± 15 МВт от заданного значения активной мощности.

Неисполнение команды оперативного вторичного регулирования регистрируется при нарушении любого из требований.

Неисполнение команд оперативного вторичного регулирования не регистрируется в следующие периоды:

- работы ГЭС по командам от систем автоматического вторичного регулирования;
- работы ГЭС под воздействием систем общего первичного регулирования частоты, при отклонениях частоты, превышающих зону нечувствительности ГЭС;
- работы ГЭС под воздействием режимной и противоаварийной автоматики;
- работы ГЭС под воздействием релейной защиты.

Невыполнение диспетчерской команды не регистрируется в случае, если отклонение нагрузки ГЭС от заданной величины произошло вследствие того, что данная диспетчерская команда не могла быть исполнена, в том числе по условиям эксплуатации ГЭС (например: невозможность одновременного пуска гидрогенераторов (отсутствие индивидуальных автосинхронизаторов), неравномерность скорости загрузки гидрогенераторов по режиму работы гидроузла и т.д.).

В период работы оборудования ГАЭС в насосном режиме регистрируется исполнение команд на включение в сеть / отключения от сети гидроагрегатов. Для данных команд время включения в сеть / отключения от сети гидроагрегатов не должно превышать заданное диспетчером время окончания исполнения команды.

6. Технические требования к определению способности к выработке электроэнергии

К основным показателям, характеризующим способность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, относятся:

- величины предельного объема поставки мощности, установленной, располагаемой и максимальной мощности, готовой к несению нагрузки;
- величины технического и технологических минимумов единиц блочного генерирующего оборудования и минимальной мощности включенного блочного генерирующего оборудования;
- нормативное время включения в сеть блочного генерирующего оборудования из различных тепловых состояний в соответствии с *Нормативом продолжительности пуска энергоблоков мощностью 150-800 МВт тепловых электростанций из различных тепловых состояний* и нормативное время включения в сеть парогазовых и газотурбинных установок в соответствии с *Нормативом времени пусков парогазовых установок мощностью 39-450 МВт и газотурбинных установок мощностью 100–150 МВт* (Приложение 5);
- согласованное с СО время включения в сеть неблочного генерирующего оборудования, а также блочного генерирующего оборудования, для которого не установлено нормативное время включения в сеть в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*;
- номинальная скорость изменения нагрузки блочного генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании изменения потребления.

Величины максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и величины минимальной мощности включенного блочного генерирующего оборудования, относящиеся к единицам генерирующего оборудования, регистрируются по фактическому состоянию на конец каждого часа N в отношении каждой единицы генерирующего оборудования, а для оборудования, определяющего изменение максимальной мощности группы единиц генерирующего оборудования, значения

вспомогательного оборудования и отключении отдельных автоматических регуляторов. Для АЭС значения технического минимума определяются в соответствии с требованиями *Регламентов безопасной эксплуатации АЭС* [11].

Допускаются изменения показателей установленной мощности, предельного объема поставки мощности и технического минимума в течение года. Для изменения показателей в течение года необходимо предоставить СО обосновывающие документы в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9], настоящими *Техническими требованиями и Порядком установления соответствия*. Величина установленной мощности, предельного объема поставки мощности и технического минимума изменяется с 01 числа месяца, следующего за месяцем внесения СО соответствующих изменений в Реестр фактических параметров генерирующего оборудования и Реестр предельных объемов мощности в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9] и *Порядком установления соответствия*.

Значение установленной мощности при перемаркировке единицы генерирующего оборудования устанавливается на основании документов, оформленных в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9] и *Положением о порядке перемаркировки основного энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии* (Приложение 6).

Вывод из эксплуатации основного генерирующего оборудования и оформление документов об изменении показателей установленной мощности ГТП и электростанции в целом осуществляются в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9] и *Положением о порядке вывода из эксплуатации основного энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии* (Приложение 7).

6.2. Требования к определению ограничений установленной мощности и располагаемой мощности и планового технологического минимума

6.2.1. Требования к определению располагаемой мощности

Располагаемая мощность генерирующего оборудования, ГТП и электростанции в целом определяется как максимальная технически возможная мощность с учетом

использующих отходы промышленного производства, не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2, должны однозначно соответствовать разнице установленной мощности и суммы параметров включенной мощности и ремонтного снижения мощности соответствующей ГТП, указанных в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2.

В случае несоответствия величины ограничений мощности, заявленных официальным письменным уведомлением, значениям, указанным в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, СО принимает в качестве величины заявленных ограничений наименьшее из указанных значений.

Для целей определения объема мощности, фактически поставленного на оптовый рынок, по окончании расчетного месяца СО в соответствии с *Порядком установления соответствия* в отношении каждой ГТП генерации и электростанции осуществляет регистрацию фактических ограничений с учетом ранее зарегистрированных СО в отношении соответствующего месяца предшествующего года базовых ограничений.

В случае заявления участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования в каком-либо часу суток X максимума мощности больше согласованной располагаемой мощности, располагаемая мощность в данном часе принимается равной заявленному максимуму.

При этом, базовые ограничения установленной мощности на какой-либо месяц могут быть скорректированы до величины заявленных участником ограничений при условии подтверждения по данным АИИС КУ факта выработки электроэнергии электростанцией в соответствии с *Порядком установления соответствия*.

6.2.3 Особенности учета ограничений установленной мощности на территориях неценовых зон оптового рынка

Для целей долгосрочного планирования расчеты ожидаемых ограничений установленной мощности на предстоящий год с разбивкой по генерирующему оборудованию, ГТП генерации и электростанции в целом выполняются участниками оптового рынка в отношении электростанций, по которым ожидаются ограничения мощности в отчетном году.

В случае необходимости СО имеет право запросить у участника оптового рынка следующие данные:

- обосновывающие расчеты ограничений установленной мощности по генерирующему оборудованию, ГТП и электростанции в целом для каждой из причин, их вызывающих;
- перечень мероприятий по сокращению ограничений установленной мощности в отчетном году с указанием среднемесячных значений сокращения ограничений при выполнении каждого из мероприятий;
- анализ проведенных мероприятий по сокращению величины ограничений установленной мощности с указанием их эффективности.

В случае полного либо частичного непредставления запрашиваемых материалов документы на согласование величин ограничений активной мощности в СО не принимаются.

Для ТЭС и АЭС согласование величин ограничений установленной мощности по генерирующему оборудованию, ГТП и электростанции в целом осуществляется в соответствии с *Методическими указаниями по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций* (Приложение 4).

Корректировка ограничений установленной мощности внутри месяца допускается по согласованию с СО, для первой неценовой зоны не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2 (суток, предшествующих торговым), для второй неценовой зоны до 10 часов хабаровского времени суток Х-1 (суток, предшествующих операционным) в отношении генерирующего оборудования ГЭС и электростанций, использующих отходы промышленного производства. Кроме того, корректировка ограничений установленной мощности внутри месяца допускается по согласованию с СО для неблочных ТЭС, имеющих более одной зарегистрированной ГТП, а также для блочных ТЭС, имеющих более одной зарегистрированной ГТП – при наличии ограничений в целом по станции, при условии сохранения суммарной величины ограничений для электростанции в целом, зарегистрированной в установленном порядке до начала месяца.

В случае заявления участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования в каком-либо часу суток X максимума мощности больше согласованной располагаемой мощности, располагаемая мощность в данном часе принимается равной заявленному максимуму.

В случае заявления участником в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования максимума мощности больше согласованной располагаемой мощности двое и более суток подряд СО имеет право пересмотреть ограничения, начиная с первого дня заявления максимума мощности больше согласованной располагаемой мощности и до конца отчетного месяца, и в трехдневный срок уведомить об этом участника оптового рынка.

Пропускная способность сетевого оборудования, оказывающая влияние на режимы работы электростанций, не накладывает дополнительных ограничений на установленную мощность генерирующего оборудования. Генерирующее оборудование, не включенное по условиям пропускной способности сети (за исключением пропускной способности электротехнического оборудования станции) является холодным резервом. Способность такого оборудования к выработке электроэнергии определяется в общем порядке.

6.2.4 Требования к определению планового технологического минимума

Технологический минимум блочного генерирующего оборудования – нижний предел регулировочного диапазона в конденсационном режиме, определяемый исходя из требований устойчивости работы блочного оборудования при минимально допустимом составе вспомогательного оборудования и сохранении автоматического регулирования или отдельных регуляторов.

Величина технологического минимума должна быть подтверждена результатами испытаний, положениями инструкций по эксплуатации, режимными картами и иными техническими заключениями в отношении соответствующей единицы генерирующего оборудования.

Плановый технологический минимум включенного генерирующего оборудования, отнесенного к блочным ГЕМ, ГТП и электростанции в целом определяется следующим образом:

