

УТВЕРЖДЕНО
Первым заместителем
Председателя Правления
ОАО «СО ЕЭС»

Н.Г. Шульгиновым

28 февраля 2011 года

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
к генерирующему оборудованию участников оптового рынка
(вступают в силу с 01 марта 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	33
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.....	34
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	38
Список регламентирующих документов	39
Приложение 1	41
Приложение 2	48
Приложение 3	62
Приложение 4	73
Приложение 4.1	74
Приложение 5	79
Приложение 6	88
Приложение 7	99

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

- 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 ОПРЧ.

Для единиц генерирующего оборудования, не имеющих возможности участия в ОПРЧ 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 ОПРЧ данного генерирующего оборудования.

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

3.1. Требования к участию ТЭС в ОПРЧ

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.)

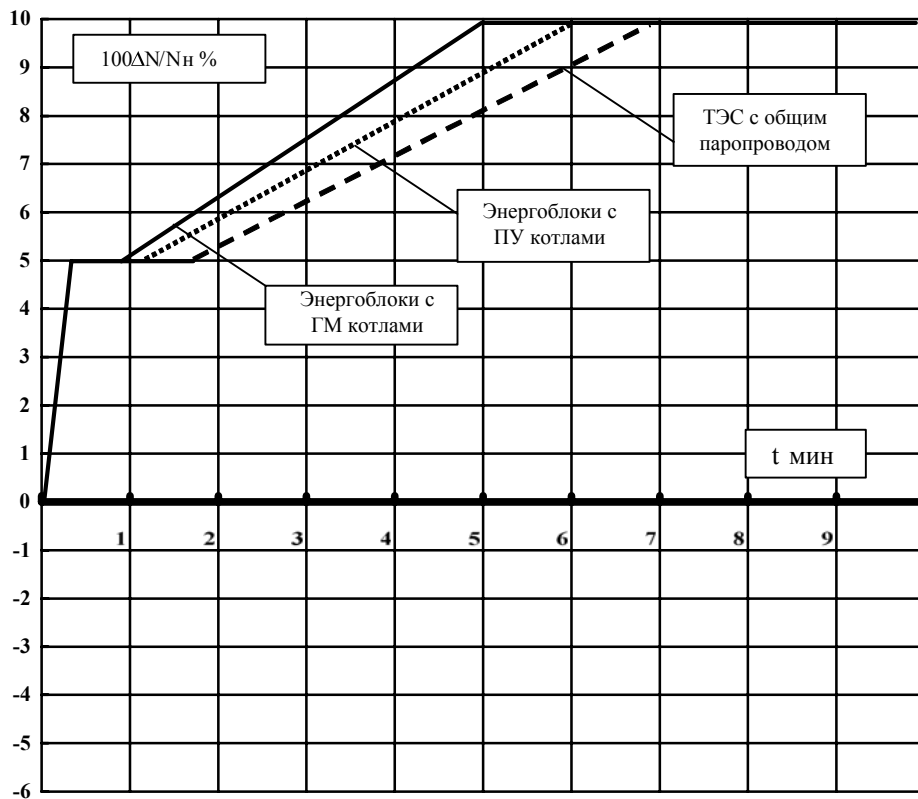


Рис.1 Динамика выдачи первичной мощности ТЭС при скачкообразном снижении частоты

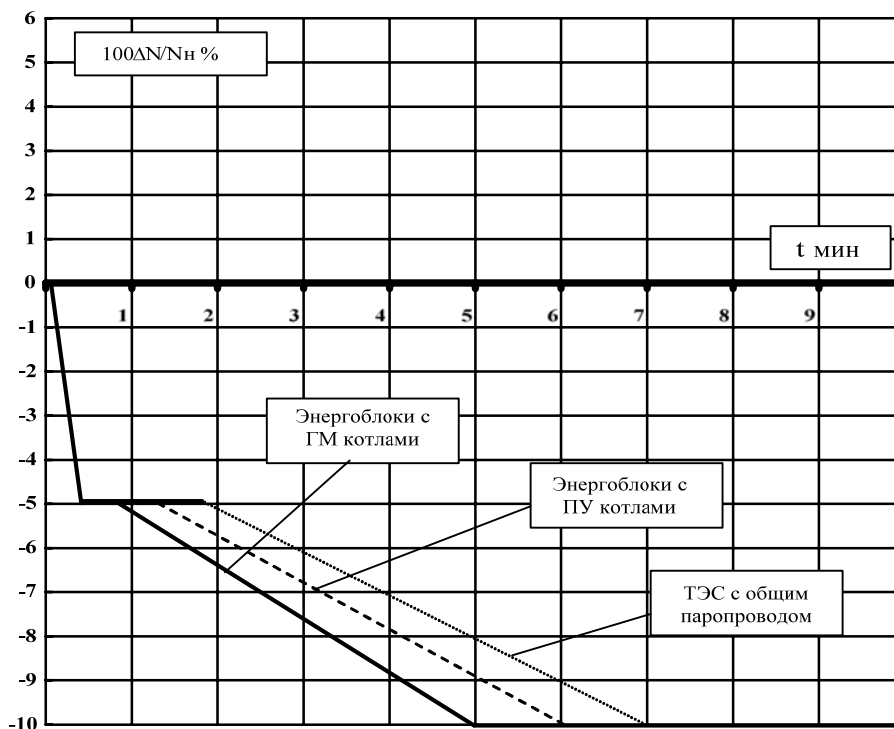


Рис.2 Динамика выдачи первичной мощности ТЭС при скачкообразном повышении частоты

- в течение переходного процесса и далее при поддержании нового значения мощности технологические параметры режима работы энергоустановки не должны отклоняться за допустимые пределы;
- при повторных изменениях мощности турбоагрегата под воздействием АРС в пределах ДПР с интервалом не менее 10 минут в любом направлении мощность энергоблока, электростанции должна успевать стабилизироваться и удерживаться на новом заданном значении до следующего изменения;
- переходный процесс после каждого изменения мощности также должен укладываться в границы, указанные в *Методических рекомендациях по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты* (Приложение 2), а параметры режима работы энергоустановки не должны отклоняться за допустимые пределы;
- при выходе мощности ТА под воздействием АРС за пределы ДПР средства технологической автоматики не должны допускать нарушений нормального режима работы энергоустановки либо угрозы ее аварийного останова;

- автоматический регулятор частоты вращения турбины должен постоянно контролировать режим работы ТА, обеспечивая устойчивость работы и участие турбоагрегата в ОПРЧ путем автоматического изменения мощности при изменении частоты его вращения в соответствии с предусмотренными ПТЭ [9] характеристиками;
- режимы работы оборудования, при которых автоматический регулятор частоты вращения турбоагрегата не может выполнять своих функций, не должны допускаться;
- частотные корректоры регуляторов мощности любых типов должны помогать работе регулятора частоты вращения турбины, не заменяя его и не ухудшая его статических и динамических характеристик;
- технологическая автоматика котла и турбины должна способствовать эффективной работе АРС турбины путем своевременного изменения их нагрузки в целях поддержания нового заданного значения активной мощности в процессе первичного регулирования частоты без отклонения параметров технологического процесса за допустимые пределы.

Проверка готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ должна осуществляться в соответствии с *Методическими рекомендациями по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты* (Приложение 2).

3.1.1. Условия участия ТЭС в ОПРЧ

1) Включены системы автоматического регулирования (далее САР), обеспечивающие участие генерирующего оборудования в ОПРЧ¹:

1. а) На энергоблоках:

- автоматические регуляторы (АР) нагрузки котла – АР топлива, АР питания, АР общего воздуха, АР разрежения;
- для автоматических регуляторов частоты и мощности типа САУМ-1, САУМ-2 – КРМ (котельный регулятор мощности), ТРМ (турбинный регулятор мощности), ЧК (частотный корректор);
- для автоматических регуляторов частоты и мощности типа САУМ-У – ЧК (частотный корректор), РД (турбинный регулятор давления пара перед

¹ Ключи выбора режима работы оборудования должны находиться в положении «Автоматическое управление».

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 быстросействующий 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.

- 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.

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 изменения максимальной мощности группы единиц генерирующего оборудования, значения

ограничений установленной мощности и допустимых превышений над номинальной мощностью отдельных единиц генерирующего оборудования.

В качестве базовых ограничений установленной мощности на какой-либо месяц предстоящего года принимаются значения ограничений, зарегистрированные СО в отношении соответствующего месяца предшествующего года (для 2011 года – значения ограничений, согласованных до начала года на каждый месяц 2011 года).

6.2.2. Особенности учета ограничений установленной мощности на территориях ценовых зон оптового рынка

Для целей подтверждения способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, величины располагаемой мощности ГТТ генерации и электростанции в целом определяются СО на основании значений ограничений установленной мощности актуальных для каждого часа каждой суток отчетного месяца, и соответствующей среднемесячной величины ограничений, заявленных участниками оптового рынка в СО до 15 числа месяца, предшествующего отчетному, по всем единицам генерирующего оборудования, ГТТ генерации и электростанции в целом по форме приложений 2 и 9 к Методическим указаниям по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций (Приложение 4), подписанных техническим руководителем электростанции или генерирующей компании.

В отношении генерирующего оборудования ГЭС и электростанций, в отношении которых в реестре субъектов оптового рынка, допущенных к торговой системе оптового рынка, предоставленном КО в СО до начала расчетного месяца, установлен признак использования при производстве электроэнергии в качестве основного энергоносителя доменный, коксовой, конвертерный газ, масляные смеси, каменноугольную смолу, отходящее тепло технологических агрегатов и иные отходы промышленного производства (далее электростанции, использующие отходы промышленного производства) участники оптового рынка могут заявить значения ограничений установленной мощности актуальные для каждого часа суток не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2.

Для целей определения объема мощности, фактически поставленного на оптовый рынок, по окончании расчетного месяца СО в соответствии с *Порядком*

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 Х 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

