



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

УТВЕРЖДЕНО

Первым заместителем Председателя
Правления АО «СО ЕЭС»

С.А. Павлушко

«06» марта 2026 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
к генерирующему оборудованию участников оптового рынка

Введено в действие с:	01.03.2026
Листов:	145

Москва 2026

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения.....	5
1.1. Область применения	5
1.2. Требования, определяющие готовность генерирующего оборудования участников оптового рынка.....	6
1.3. Требования к генерирующему оборудованию, предусмотренные договорами обязательной поставки.....	7
1.4. Требования к генерирующему оборудованию, расположенному на генерирующих объектах, строительство которых осуществлено в соответствии с решением Правительства РФ	7
2. Требования к предоставлению информации.....	8
2.1. Предоставление участниками оптового рынка данных по генерирующему оборудованию	8
2.2. Предоставление данных коммерческим оператором	10
3. Требования к участию в ОПРЧ.....	10
3.1. Требования к участию в ОПРЧ и подтверждение готовности к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования	10
3.2. Мониторинг, анализ и оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ	13
4. Требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка в части предоставления диапазона регулирования реактивной мощности.....	14
5. Требования к участию во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности.....	15
5.1. Требования к участию ГЭС в АВРЧМ.....	16
5.2. Требования к участию ГЭС в оперативном вторичном регулировании.....	19
5.3. Технические требования к обеспечению мониторинга участия ГЭС в оперативном вторичном регулировании.....	21
5.4. Технические требования к обеспечению мониторинга участия ГЭС в АВРЧМ	21
5.5. Требования к участию вновь вводимого генерирующего оборудования ТЭС в автоматическом регулировании частоты в условиях работы в составе изолированно работающей энергосистемы (части энергосистемы)	22
6. Технические требования к определению способности к выработке электроэнергии	23
6.1. Требования к определению установленной мощности, технического минимума и предельного объема поставки мощности.....	25
6.2. Требования к определению ограничений установленной мощности и располагаемой мощности и планового технологического минимума	26
6.2.1. Требования к определению располагаемой мощности	26
6.2.2. Особенности учета ограничений установленной мощности на территориях ценовых зон оптового рынка	26

6.2.3 Особенности учета ограничений установленной мощности на территориях неценовых зон оптового рынка	29
6.2.4 Требования к определению планового технологического минимума	32
6.3. Требования к определению плановой максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования	34
6.3.1. Определение плановой максимальной мощности	34
6.3.1.1. Особенности учета ограничений (снижений) мощности энергоблоков ПГУ и ГТУ, зависящих от температуры наружного воздуха	37
6.3.1.2. Особенности учета ступенчатого набора нагрузки ГЭС.....	38
6.3.2. Требования к определению плановой максимальной мощности и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования.....	39
6.4. Требования к максимальной мощности, заявляемой участниками оптового рынка при подаче ценовых заявок для участия в конкурентном отборе на сутки вперед	40
6.5. Требования к определению максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и минимальной мощности включенного генерирующего оборудования.....	40
6.6. Требования к соблюдению нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования.....	43
6.7. Требования к определению скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании изменения потребления	45
6.8. Требования к определению фактического эксплуатационного состояния генерирующего оборудования.....	46
7. Требования к определению способности к выработке электроэнергии генерирующего оборудования квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, поставка мощности которых осуществляется по договорам, заключенным до 1 января 2021 г.	46
8. Требования к обмену телеинформацией	47
9. Требования к вновь вводимому в эксплуатацию генерирующему оборудованию, расположенному на генерирующих объектах, подлежащих строительству в соответствии с решениями Правительства РФ.....	48
10. Требования к обеспечению устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС при его выделении на свои собственные нужды.	48
11. Требования к определению требуемого объема мощности для целей проведения конкурентного отбора мощности	48
Определение требуемого объема мощности, используемого для определения спроса на мощность в ценовых зонах оптового рынка для целей проведения конкурентного отбора мощности, осуществляется в соответствии с Приложением 15 к настоящим	

<i>Техническим требованиям с учетом положений правил и регламентов оптового рынка.</i>	
12. Список сокращений и обозначений.....	48
13. Список регламентирующих документов.....	51
14. Перечень определений.....	53
Приложение 1.....	61
Приложение 2.....	62
Приложение 4.....	73
Приложение 4.1.....	74
Приложение 4.2.....	77
Приложение 5.....	80
Приложение 8.....	96
Приложение 9.....	121
Приложение 10.....	123
Приложение 11.....	126
Приложение 12.....	128
Приложение 13.....	129
Приложение 14.....	135
Приложение 15.....	136

1. Общие положения

1.1. Область применения

Настоящие Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка (далее – *Технические требования*) разработаны и утверждены АО «СО ЕЭС» (далее СО) в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 (далее – Правила оптового рынка) [1], и иными постановлениями и распоряжениями Правительства РФ, устанавливающим обязательные технические требования к генерирующему оборудованию.

Технические требования устанавливают общие обязательные требования к генерирующему оборудованию всех 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.

Технические требования устанавливают индивидуальные обязательные требования к вновь вводимому в эксплуатацию генерирующему оборудованию, расположенному на генерирующих объектах, подлежащих строительству в соответствии с решениями Правительства РФ, и (или) в отношении которого осуществляется поставка мощности на оптовый рынок по договорам, в которых предусмотрен дополнительный контроль технических параметров генерирующего оборудования, и для которого решениями Правительства РФ и (или) условиями договоров установлены обязательные технические требования.

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).

Технические требования к генерирующему оборудованию тепловых электростанций (далее – ТЭС), гидроэлектростанций (далее – ГЭС) и гидроаккумулирующих станций (далее – ГАЭС) должны соответствовать требованиям Правил технологического функционирования электроэнергетических систем [16] (далее – ПТЭФ), 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, и регламентами оптового рынка.

Технические требования и *Порядок установления соответствия* размещаются в открытом доступе на официальном сайте СО.

1.2. Требования, определяющие готовность генерирующего оборудования участников оптового рынка

Генерирующее оборудование признается готовым к выработке электрической энергии, если СО подтверждено, что:

1.2.1. Поставщиком обеспечена возможность использования генерирующего оборудования:

- при общем первичном регулировании частоты электрического тока (далее – ОПРЧ);
- при регулировании реактивной электрической мощности, т.е. обеспечено предоставление диапазона регулирования реактивной мощности;
- при 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;

1.2.2. 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);

1.2.3. В отношении генерирующего оборудования выполнены технические требования к системе обмена технологической информацией с автоматизированной системой СО (далее – СОТИАССО).

1.3. Требования к генерирующему оборудованию, предусмотренные договорами обязательной поставки

Договорами, в соответствии с которыми осуществляется поставка мощности на оптовый рынок, могут быть предусмотрены обязательные требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка по соответствию технических параметров (характеристик) генерирующего оборудования предельным (минимальным и (или) максимальным) значениям, указанным в соответствующих договорах.

1.4. Требования к генерирующему оборудованию, расположенному на генерирующих объектах, строительство которых осуществлено в соответствии с решением Правительства РФ

К вновь вводимому в эксплуатацию генерирующему оборудованию, расположенному на генерирующих объектах, подлежащих строительству в соответствии с решениями Правительства РФ, могут быть предъявлены индивидуальные обязательные требования:

- к техническим параметрам генерирующего оборудования, соответствие которых требуемым значениям подлежит установлению по результатам

тестирования (испытаний), проводимого в порядке, установленном *Правилами проведения испытаний* [17], *Регламентом аттестации* [9] и с *Порядком установления соответствия* [19].

- к техническим характеристикам указанного генерирующего оборудования и технико-экономическим параметрам генерирующих объектов, на которых расположено данное генерирующее оборудование, подлежащие проверке на соответствии значениям параметров (характеристик) генерирующего оборудования, указанным в соответствующих решениях Правительства РФ, по информации (уведомлениям), предоставленной поставщиками мощности в соответствии с *Регламентом аттестации* [9].

Перечень обязательных требований к техническим характеристикам и технико-экономическим параметрам генерирующего оборудования, расположенного на генерирующих объектах, строительство которых осуществлено в соответствии с решениями Правительства РФ, указан в п. 9 настоящих *Технических требований*.

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 (далее – ЕГО);
- 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 ЕГО;
- 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 генерирующим оборудованием и отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой;
- фактическую выработку электроэнергии электростанцией по данным автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета (далее – АИИС КУ);
- объем потребления мощности на собственные и хозяйственные нужды, отнесенные к ГТП потребления электростанции (группы электростанций).

3. Требования к участию в ОПРЧ

Все включенное генерирующее оборудование должно участвовать в общем первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ), за исключением энергоблоков АЭС с реакторными установками на быстрых нейтронах (далее – БН), а также с реакторами большой мощности канальными (далее – РБМК).

3.1. Требования к участию в ОПРЧ и подтверждение готовности к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования

Технические требования к участию различных типов генерирующего оборудования электростанций в общем первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ) в целях поддержания в электроэнергетической системе частоты электрического тока в пределах допустимых значений, а также порядок

подтверждения выполнения собственниками и иными законными владельцами электростанций требований к участию генерирующего оборудования в ОПРЧ, устанавливаются в соответствии с Требованиями к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденными приказом Минэнерго России от 09.01.2019 № 2 (далее – Требования к участию в ОПРЧ) [18].

В соответствии с Требованиями к участию в ОПРЧ допускается неучастие в ОПРЧ генерирующего оборудования тепловых электростанций с турбинами типа P, введенного в эксплуатацию до вступления в силу Правил технологического функционирования электроэнергетических систем [16], при условии оформленного собственником или иным законным владельцем (далее – владелец) этого генерирующего оборудования решения об отсутствии технической возможности участия в ОПРЧ, согласованного с соответствующим диспетчерским центром СО.

Проект Решения, утвержденный техническим руководителем эксплуатирующей организации владельца генерирующего оборудования, направляется на рассмотрение и согласование в соответствующий диспетчерский центр СО по форме, приведенной в Приложении 12 к настоящим Техническим требованиям, при этом к проекту Решения должно быть приложено:

- заключение организации – изготовителя или экспертной организации, занимающейся деятельностью по испытаниям, техническому обслуживанию и наладке генерирующего оборудования электростанций с турбинами типа P (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), содержащее конкретные технические причины отсутствия возможности участия в ОПРЧ данного типа оборудования. Допускается представление ранее полученных заключений организаций – изготовителей или экспертных организаций при условии отсутствия изменений в схеме и условиях использования соответствующего генерирующего оборудования с турбинами типа P (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»);

- другие имеющиеся у собственника документы, подтверждающие отсутствие технической возможности участия в ОПРЧ генерирующего оборудования с турбинами типа P (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»).

Представленный комплект документов подлежит рассмотрению соответствующим диспетчерским центром СО в течение 15 рабочих дней с

направлением владельцу генерирующего оборудования уведомления о согласовании проекта решения об отсутствии технической возможности участия в ОПРЧ генерирующего оборудования или об отказе в таком согласовании с указанием причин отказа.

Решение об отсутствии технической возможности участия генерирующего оборудования ТЭС с турбинами типа Р в ОПРЧ утверждается собственником или иным законным владельцем электростанции при условии согласования такого решения субъектом оперативно-диспетчерского управления. Собственник или иной законный владелец электростанции должен направить субъекту оперативно-диспетчерского управления копию указанного решения в течение 10 рабочих дней со дня его утверждения.

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 участвовать в первичном регулировании частоты с характеристиками, удовлетворяющими требованиям ОПРЧ.

Для единиц генерирующего оборудования, временно не имеющих возможности участия в ОПРЧ по техническим причинам, связанным с проведением технического обслуживания или ремонта основного или вспомогательного оборудования, должны быть в установленном порядке оформлены соответствующие диспетчерские заявки на вывод генерирующего оборудования из ОПРЧ с указанием причины и сроков вывода.

Для единиц генерирующего оборудования, не имеющих возможности участия в ОПРЧ в связи с особенностями режимов работы такого оборудования, неготовность к участию в ОПРЧ, в том числе временная, должна быть в установленном порядке оформлена соответствующими диспетчерскими заявками с указанием причины и, при необходимости, сроков неготовности.

Временное неучастие в ОПРЧ во время производства операций по пуску или останову энергетического оборудования, а также при выводе энергетического оборудования в ремонт или холодный резерв, заявками не оформляется.

Подтверждение выполнения требований к участию генерирующего оборудования в ОПРЧ осуществляется в соответствии с Требованиями к участию в ОПРЧ.

Проверка готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ может осуществляться путем проведения контрольных испытаний в соответствии с *Методическими указаниями по проверке готовности генерирующего оборудования тепловых электростанций к общему первичному регулированию частоты* (Приложение 1).

Проверка готовности генерирующего оборудования ГЭС к участию в ОПРЧ может осуществляться путем проведения проверок в соответствии с *Методическими рекомендациями по проверке готовности ГЭС в общем первичном регулировании частоты* (Приложение 2).

Проверка готовности генерирующего оборудования АЭС к участию в ОПРЧ должна осуществляться путем проведения контрольных испытаний по программам, индивидуальным для каждого энергоблока, учитывающим требования *Методическими указаниями по проверке готовности генерирующего оборудования тепловых электростанций в общем первичном регулировании частоты* (Приложение 1). При этом допускается ограничиваться испытаниями только вверху регулировочного диапазона энергоблока.

Проверка готовности ВЭС и СЭС к участию в ОПРЧ осуществляется путем проведения контрольных испытаний по программам, индивидуальным для каждой ВЭС и СЭС, согласованным с СО.

3.2. Мониторинг, анализ и оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ

Мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ осуществляется в соответствии с Требованиями к участию в ОПРЧ.

СО осуществляет мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на основе телеметрической информации, поступающей от электростанций в ОИК диспетчерских центров.

Время обновления телеинформации текущей активной мощности каждой единицы генерирующего оборудования, текущей частоты вращения турбин или текущей частоты на шинах электростанций, поступающей в автоматизированную

систему СО из устройств телемеханики, установленных на объектах, не должно превышать 10 секунд. При новом строительстве или комплексной модернизации СОТИАССО по согласованному после 01.12.2021 СО техническому заданию на СОТИАССО время обновления указанной телеинформации не должно превышать 1 секунду.

При необходимости, для мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ собственник электростанции должен предоставить по запросу СО данные мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ в соответствии с Требованиями к участию в ОПРЧ.

Анализ и оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ осуществляется в соответствии с *Методикой мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты* (Приложение 14 к настоящим *Техническим требованиям*).

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 табличных значений границ диапазона регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования в зависимости от его активной мощности 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 каждой единицы генерирующего оборудования при фиксированной величине активной мощности определяется при номинальном напряжении генератора и номинальных параметрах системы охлаждения и 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 (P – Q диаграмма).

В случае необходимости изменения диапазона регулирования реактивной мощности в нормальных режимах или при нарушениях нормального режима следует действовать в соответствии с *Инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России*.

5. Требования к участию 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 оборудование ГЭС и ГАЭС, обязаны предоставить указанное оборудование для участия во вторичном регулировании, а ГЭС с установленной мощностью более 100 МВт, кроме того, должны иметь возможность участия в АВРЧМ.

Требование участия в АВРЧМ не распространяется на контррегулирующие ГЭС, к которым относятся ГЭС установленной мощностью более 200 МВт, имеющие водохранилище с полезным объемом краткосрочного регулирования, необходимым для перераспределения переменных расходов воды вышележащей ГЭС в равномерный расход воды в свой нижний бьеф в целях обеспечения участия вышележащей регулирующей высоконапорной ГЭС установленной мощностью 1000 МВт и более либо 600 МВт и более, если правилами использования водных ресурсов водохранилища допустимый диапазон изменения верхнего бьефа контррегулирующей ГЭС не установлен или составляет менее 1,5 метра, в покрытии суточной и/или недельной неравномерности графика нагрузки, с учетом выполнения требований неэнергетических водопользователей и условий неподтопления населенных пунктов.

В соответствии с техническими требованиями к генерирующим объектам тепловых электростанций, которые подлежат строительству на территории Калининградской области и на территории Республики Крым и (или) г. Севастополь, утвержденными соответственно распоряжениями Правительства РФ от 20 октября 2015 г. № 2098-р и от 26 декабря 2015 г. № 2699-р параметры генерирующего оборудования объекта и его система регулирования должны обеспечивать автоматическое регулирование частоты в условиях работы в составе изолированно работающей энергосистемы (части энергосистемы).

5.1. Требования к участию ГЭС в АВРЧМ

Требования к участию в АВРЧМ распространяются на ГЭС, оснащенные системами ГРАМ, привлекаемые к автоматическому либо оперативному вторичному регулированию.

Под участием в АВРЧМ понимается реализация ГРАМ ГЭС задания вторичной мощности от централизованной (центральной координирующей) системы автоматического регулирования режима энергосистемы по частоте и перетокам мощности (далее ЦС (ЦКС) АРЧМ) на изменение активной мощности с заданными скоростью и точностью в пределах диапазона вторичного регулирования. ЦС (ЦКС) АРЧМ при этом может работать:

- в режиме регулирования частоты или перетока как с включенными, так и отключенными автоматическими ограничителями перетоков (далее АОП);
- только с включенными АОП при отключенном режиме регулирования частоты или перетока.

Оценка участия ГЭС в АВРЧМ осуществляется вне зависимости от заданных параметров работы ЦС (ЦКС) АРЧМ.

Условия подключения ГЭС к управлению от ЦС (ЦКС) АРЧМ в рамках обеспечения готовности ГЭС к участию в АВРЧМ должны соответствовать *Общим техническим требованиям для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ* [15].

В случае отдачи команд <АРЧМ введено. Регулируете переток> или <АРЧМ введено. Регулируете частоту> оперативный персонал соответствующей ГЭС (ГАЭС) должен самостоятельно, без предварительного согласования с диспетчером

соответствующего диспетчерского центра, включать в работу и отключать гидроагрегаты ГЭС (ГАЭС) для обеспечения заданного значения резерва активной мощности на загрузку/разгрузку (количества агрегатов, включенных в сеть). Резерв активной мощности на загрузку/разгрузку, необходимый для работы ЦС (ЦКС) АРЧМ может быть задан диспетчерскими командами или диспетчерскими распоряжениями (диспетчерскими инструкциями), а также может быть задан как необходимое количество гидроагрегатов, включенных в сеть и под управление системы ЦС (ЦКС) ГРАМ.

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

При одновременном привлечении ГЭС к НПРЧ она должна удовлетворять требованиям СО по участию электростанций в НПРЧ, 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 НПРЧ – 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 ЦС (ЦКС) АРЧМ, необходимая для сохранения возможности использования заданных первичных резервов.

При неучастии ГЭС в НПРЧ 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.

Реализация задания вторичной мощности должна осуществляться в темпе, задаваемом ЦС (ЦКС) АРЧМ, с учетом ограничений максимальной скорости изменения задания, установленных в ЦС (ЦКС) АРЧМ в зависимости от количества гидроагрегатов ГЭС, подключенных к управлению от системы ГРАМ. Величина текущих (фактических) вторичных резервов на загрузку и разгрузку ГЭС, участвующей в АВРЧМ, не должна быть меньше величины заданных в ЦС (ЦКС) АРЧМ на ГЭС вторичных резервов, уменьшенных на величину задания от ЦС (ЦКС) АРЧМ более, чем на 1% от величины максимальной мощности ГЭС, готовой к несению нагрузки, но не менее 2 МВт.

Величина фактической мощности ГЭС, участвующей в АВРЧМ, не должна отличаться от величины суммарного задания мощности ГЭС более, чем на $\pm 1\%$ величины максимальной мощности ГЭС, готовой к несению нагрузки.

Задержка реализации суммарного задания мощности ГЭС не должна превышать 15 секунд.

При этом:

- допускается в течение не более 2 минут однократно отличие величины фактической мощности ГЭС, участвующей в АВРЧМ, от величины суммарного задания мощности ГЭС более чем на $\pm 1\%$, но не более чем на 3% величины максимальной мощности ГЭС, готовой к несению нагрузки, в периоды снижения фактического напора ГЭС ниже расчетного при работе гидроагрегатов на максимальной мощности.

- в случае изменения состава включенных в работу гидроагрегатов для целей выполнения команды на изменение задания плановой мощности контроль задержки реализации суммарного задания мощности ГЭС выполняется с учетом нормативного времени набора/ сброса нагрузки по ГЭС, являющихся ГОУ различных уровней СО.

Суммарное задание мощности ГЭС – сумма значений задания плановой мощности ГЭС, задания требуемой первичной мощности, задания вторичной мощности от ЦС (ЦКС) АРЧМ.

При участии ГЭС в АВРЧМ переходный процесс изменения мощности ГЭС должен иметь апериодический характер.

Оценка готовности к участию генерирующего оборудования ГЭС в автоматическом вторичном регулировании осуществляется в соответствии с Методикой оценки участия гидроэлектростанций в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности, приведенной в Приложении 13 к настоящим Техническим требованиям.

5.2. Требования к участию ГЭС в оперативном вторичном регулировании

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

При получении команды диспетчера (команды дистанционного управления) по изменению активной мощности ГЭС, решение об отключении и включении в работу агрегатов ГЭС принимается оперативным персоналом электростанции оперативно в соответствии с заданным соответствующим диспетчерским центром графика активной нагрузки. В этом случае, оперативный персонал соответствующей электростанции должен самостоятельно, без предварительного согласования с диспетчером соответствующего диспетчерского центра включать в работу или отключать гидрогенераторы ГЭС, ГАЭС для обеспечения заданного значения активной мощности.

Перед производством самостоятельных действий по отключению гидрогенераторов оперативным персоналом станции должен выполняться контроль достаточности резерва на загрузку или разгрузку по реактивной мощности на остающихся в работе гидрогенераторах для поддержания необходимых уровней напряжения. Если диапазона по реактивной мощности на остающихся в работе гидрогенераторах недостаточно, т.е. необходимый (заданный) уровень напряжения не может быть обеспечен без отклонения от планового (уточненного) диспетчерского графика (изменения значения активной мощности генерации (либо потребления для

ГАЭС в насосном режиме), заданного командой диспетчера), то оперативный персонал электростанции должен уведомить об этом диспетчерский персонал соответствующего диспетчерского центра, которым принимается решение:

1. по изменению планового (уточненного) диспетчерского графика по внешней инициативе;
2. по изменению значения заданного уровня напряжения;
3. о переводе/включении генератора в режим работы синхронного компенсатора для поддержания заданного уровня напряжения.

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 контролируется за первую минуту, следующую за временем окончания выполнения команды, при этом отклонения должны быть в пределах, не выходящих одновременно за $\pm 5\%$ и ± 15 МВт от заданного значения;
- точность поддержания заданной величины активной мощности контролируется в период с момента окончания исполнения команды до момента окончания ее действия, заданных командой диспетчера (командой дистанционного управления), за исключением периодов изменения нагрузки, предусмотренных командой, и считается соблюденной, если среднeminутные отклонения не превысили одновременно $\pm 5\%$ и ± 15 МВт от заданной величины 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 системы АРЧМ;
- участия ГЭС в НПРЧ и/или ОПРЧ с исчерпанием имеющегося для выполнения команды резерва при заданном составе работающих гидрогенераторов;
- отработки ГЭС команд противоаварийной автоматики;
- срабатывания на ГЭС релейной защиты.

Невыполнение диспетчерской команды (команды дистанционного управления) не регистрируется в случае, если отклонение нагрузки ГЭС от заданной величины произошло вследствие того, что данная диспетчерская команда (команда дистанционного управления) 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.

5.3. Технические требования к обеспечению мониторинга участия ГЭС в оперативном вторичном регулировании

Измеряется и регистрируется в базе данных ОИК текущая мощность генерирующего оборудования ГЭС с максимально возможной точностью.

Для зафиксированных случаев неисполнения диспетчерских команд (команд дистанционного управления) архив мониторинга должен храниться не менее одного года.

5.4. Технические требования к обеспечению мониторинга участия ГЭС в АВРЧМ

Измеряется и регистрируется в централизованных системах АРЧМ СО:

- Текущая частота с точностью $\pm 0,001$ Гц и периодичностью не более 1 секунды;
- Текущий внешний переток области регулирования с коррекцией по частоте с точностью не хуже 1% полного диапазона изменения перетока и периодичностью не более 2 секунд;
- Текущие перетоки по контролируемым связям и сечениям с точностью не хуже 1% полного диапазона изменения перетока и периодичностью не более 2 секунд;
- Текущая мощность участвующих в автоматическом вторичном регулировании электростанций с точностью не хуже 1 % и периодичностью не более 2 секунд;
- Текущее задание на внеплановое изменение мощности электростанций;
- Сигнал наличия/отсутствия регулировочного диапазона на загрузку/разгрузку электростанций;
- Сигнал наличия/отсутствия блокировки ЗВН (ГРАМ);
- Сигнал наличия/отсутствия неисправности устройства телемеханики на электростанции.

Зафиксированные данные должны быть представлены в графическом виде с дискретностью по времени 1 – 3 секунд при объеме кадра мониторинга 10 – 30 минут.

Глубина архива данных систем АРЧМ должна составлять не менее 1 месяца.

Данные мониторинга для случаев блокировки действия АРЧМ по вине электростанции вторичного регулирования – участника оптового рынка должны храниться в виде архивов не менее 3 лет.

5.5. Требования к участию вновь вводимого генерирующего оборудования ТЭС в автоматическом регулировании частоты в условиях работы в составе изолированно работающей энергосистемы (части энергосистемы)

1. Системы автоматического регулирования генерирующего оборудования ТЭС, обеспечивающих автоматическое регулирование частоты в изолированно работающей энергосистеме (части энергосистемы), должны иметь возможность безударного переключения оперативным персоналом электростанции из режима регулирования мощности с коррекцией по частоте в режим регулирования частоты и обратно.

2. Система автоматического регулирования генерирующего оборудования ТЭС при работе в режиме регулирования активной мощности с коррекцией по частоте должна обеспечивать выполнение требований согласно раздела 3 настоящих Технических требований.

3. Система автоматического регулирования генерирующего оборудования ТЭС при работе в режиме регулирования частоты должна обеспечивать:

- автоматическое астатическое регулирование частоты в энергосистеме (части энергосистемы) с изменением нагрузки генерирующего оборудования в пределах его регулировочного диапазона;
- устойчивый процесс регулирования, без возникновения незатухающих колебаний частоты и активной мощности;
- изменение оперативным персоналом электростанции заданного значения частоты (уставки по частоте) в пределах от 49,6 до 50,4 Гц с шагом не более 0,01 Гц и величины «мертвой полосы» по частоте относительно ее заданного значения в диапазоне от 0 (минимально возможного значения) до $\pm 0,2$ Гц с шагом не более 0,005 Гц без вывода системы автоматического регулирования из работы.

4. Генерирующее оборудование ТЭС при работе его системы автоматического регулирования в режиме регулирования частоты должно изменять активную мощность в пределах регулировочного диапазона неограниченное количество циклов со скоростью до 8% номинальной мощности в минуту.

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, расположенного на территории неценовых зон оптового рынка, и блочного генерирующего

оборудования, расположенного на территории ценовых зон оптового рынка и оптимизируемого в рамках ВСВГО в соответствии с п.4.6 Регламента проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования (Приложение №3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);

- нормативное время включения в сеть генерирующего оборудования из различных тепловых состояний в соответствии с *Нормативом продолжительности пуска генерирующего оборудования тепловых электростанций* (Приложение 5);
- согласованное с СО время включения в сеть 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 максимальной мощности регистрируются по ГТП. Концом каждого часа N является «NN часов 00 минут».

Снижение скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании изменения потребления регистрируется в отношении каждой блочной единицы генерирующего оборудования.

Отчетные данные по готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии формируются по ГТП, в т.ч. в отношении параметров,

регистрируемых по единицам генерирующего оборудования, как сумма соответствующих параметров.

6.1. Требования к определению установленной мощности, технического минимума и предельного объема поставки мощности

Величины установленной мощности ГТП и электростанции в целом, используемые для расчетов, определяются на основании данных об установленной мощности генерирующего оборудования, зарегистрированных СО в Реестре предельных объемов поставки мощности, в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9].

Величины предельного объема поставки мощности на оптовый рынок (далее – предельный объем поставки мощности) ГТП, используемые для расчетов, определяется на основании данных о предельных объемах поставки мощности ГТП, зарегистрированных СО в Реестре фактических параметров генерирующего оборудования, в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9].

Значения технического минимума блочного генерирующего оборудования (далее – технический минимум), используемые для расчетов, определяются на основании данных участников оптового рынка, представленных в СО в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8] и настоящими *Техническими требованиями*, как минимальная нагрузка генерирующего оборудования при работе турбины в конденсационном режиме, соответствующая минимально допустимой паропроизводительности котельного агрегата согласно его паспортным характеристикам (для дубль-блоков – при работе как одного, так и двух корпусов). Значение технического минимума определяется при минимальном составе 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 *Правилами проведения испытаний* [17], *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 поставки мощности в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9] и *Порядком установления соответствия*.

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

Пропускная способность не относящихся к электростанции линий электропередачи и электросетевого оборудования, оказывающая влияние на режимы работы электростанций, не создает дополнительных ограничений установленной мощности генерирующего оборудования такой электростанции.

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

В качестве базовых ограничений установленной мощности ТЭС и АЭС на какой-либо месяц предстоящего года принимаются значения ограничений, зарегистрированные СО в отношении соответствующего месяца предшествующего года, а также в иные месяцы соответствующего сезонного периода в порядке, установленном Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8], при условии оформления в электронном виде на Сайте КОМ соответствующего заявления о распространении ограничений установленной мощности на иные месяцы.

В отношении электростанций, функционирующих на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам, в качестве базовых ограничений на 2025 год принимаются значения ограничений, согласованные СО до начала года. Указанные базовые ограничения, зарегистрированные на месяца 2025 года, подлежат корректировке в сторону увеличения на основании официального запроса участника оптового рынка, при этом изменению подлежат базовые ограничения начиная с месяца, следующего за месяцем поступления соответствующего запроса.

Для целей подтверждения способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, величины располагаемой мощности ГТП генерации и электростанции в целом определяются СО на основании значений ограничений установленной мощности, заявленных участниками оптового рынка в электронном виде на Сайт КОМ в отношении каждого часа каждых суток отчетного месяца до 15 числа месяца, предшествующего отчетному, в отношении всех единиц генерирующего оборудования, входящих в состав ГТП генерации, в отношении которых получено право участия в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке.

Допускается уточнение заявленных ограничений установленной мощности до последнего числа месяца, предшествующего отчетному в следующих случаях:

- при изменении количества и состава ГТП генерации, в отношении которых получено право участия в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, относительно предшествующего месяца;
- при изменении величины установленной мощности генерирующего оборудования, входящего в состав ГТП генерации, в отношении которых получено право участия в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, зарегистрированной с первого числа отчетного месяца в *Реестре фактических параметров*, формируемом в установленном *Регламенте аттестации генерирующего оборудования* [9] порядке.

Заявление ограничений установленной мощности генерирующего оборудования осуществляется путем задания на Сайте КОМ почасовых и среднесуточных значений ограничений с указанием их видов и соответствующих им

кодов, приведенных в приложении 4.2 к настоящим Техническим требованиям. Заявленные ограничения установленной мощности по ГТП и по электростанции в целом определяются равными сумме ограничений установленной мощности, заявленных в отношении входящих в них единиц генерирующего оборудования. Дополнительно формируется заявление о необходимости корректировки базовых ограничений установленной мощности.

Заявляемые данные подписываются на Сайте КОМ электронной подписью (ЭП) уполномоченного представителя участника оптового рынка.

В случае если участник оптового рынка не заявил ограничения на предстоящий месяц, указанные значения принимаются равными нулю.

В отношении генерирующего оборудования ГЭС (за исключением малых водоточных ГЭС), ГАЭС 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 в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 8 часов 00 минут московского времени суток X-1 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов хабаровского времени суток X-1), заявляют почасовые значения ограничений установленной мощности, соответствующие ограничениям мощности, не связанным с проведением ремонтов.

В отношении генерирующего оборудования малых водоточных ГЭС участником оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 8 часов 00 минут московского времени суток X-1 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов хабаровского времени суток X-1), заявляются почасовые значения ограничений, соответствующие

напору воды, обеспечивающему выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с его паспортными характеристиками.

Для целей определения объема мощности, фактически поставленного на оптовый рынок, по окончании расчетного месяца СО в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8]* и *Порядком установления соответствия* в отношении каждой ЕГО, ГТП генерации и электростанции осуществляет регистрацию фактических ограничений ТЭС и АЭС.

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.

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.

Ограничения установленной мощности в размере положительной разницы между установленной мощностью ГТП и предельным объемом поставки мощности ГТП принимаются в заявительном порядке. Превышение ожидаемых ограничений установленной мощности над положительной разницей между установленной мощностью ГТП и предельным объемом поставки мощности ГТП согласовывается СО по каждому месяцу на основании представленных документов в порядке, установленном *Методическими указаниями по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций*, приведенными в приложении 4 к настоящим *Техническим требованиям*, и положениями настоящих *Технических требований*.

Заявляемые участниками оптового рынка ограничения установленной мощности генерирующего оборудования подлежат согласованию с СО по всем

единицам генерирующего оборудования, ГТП генерации и электростанции в целом в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*. СО до начала отчетного месяца согласовывает заявленные ограничения или представляет обоснованный отказ в их согласовании.

Согласование величин ограничений установленной мощности в отношении ТЭС и АЭС осуществляется СО в соответствии с *Методическими указаниями по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций*, приведенными в приложении 4 к настоящим *Техническим требованиям*.

Согласованные СО до начала текущего года ожидаемые ограничения установленной мощности могут быть скорректированы и согласованы по каждому суткам до начала месяца, в котором эти изменения актуальны.

Корректировка ограничений установленной мощности на предстоящий месяц должна быть представлена в СО не позднее 15 числа месяца, предшествующего планируемому, по каждой единице генерирующего оборудования, ГТП и электростанции в целом. СО до начала отчетного месяца согласовывает указанные ограничения или представляет обоснованный отказ.

При наличии ограничений установленной мощности для электростанций, имеющих более одной зарегистрированной ГТП, при наличии ограничений в целом по станции участник не позднее 15 числа месяца, предшествующего планируемому, должен заявить разнесение ограничений установленной мощности по ГТП.

В случае если участник оптового рынка не заявлял ограничения установленной мощности до начала текущего года, то последующее заявление ограничений установленной мощности должно быть представлено в СО не позднее 1 числа месяца, предшествующего планируемому.

В случае если участник оптового рынка не заявил ограничения установленной мощности на предстоящий месяц либо заявленные значения не были согласованы СО, указанные значения принимаются равными нулю.

Согласование величин ограничений установленной мощности в отношении ГЭС осуществляется СО с учетом имеющейся статистической информации и на

основании представленных участником оптового рынка обосновывающих документов.

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.

Корректировка ограничений установленной мощности внутри месяца допускается:

- в отношении генерирующего оборудования ГЭС;
- в отношении электростанций, использующих отходы промышленного производства;
- для ТЭС, имеющих более одной зарегистрированной ГТП – в случае перераспределения ограничений, согласованных по электростанции в целом, между ГТП, при условии сохранения суммарной величины ограничений для электростанции в целом, зарегистрированной в установленном порядке до начала месяца.

Для целей корректировки ограничений установленной мощности внутри месяца участники оптового рынка предоставляют в СО обосновывающие документы и по согласованию с СО заявляют значения ограничений в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 8 часов 00 минут московского времени суток X-1.

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.

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, проведенных в соответствии с *Правилами проведения испытаний* [17], *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9], настоящими *Техническими требованиями* и *Порядком установления соответствия*, положениями инструкций по эксплуатации, режимными картами и иными техническими заключениями в отношении соответствующей единицы генерирующего оборудования.

Плановый технологический минимум включенного блочного генерирующего оборудования, ГТП и электростанции в целом определяется на основании данных о минимальной мощности генерирующего оборудования, заявленных участником в уведомлении, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток X-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-2) в отношении суток X, и согласованных СО. Для блочного генерирующего оборудования тепловых электростанций, в качестве планового технологического минимума $N_{\min}^j(CO)$ принимается значение минимальной мощности генерирующего оборудования, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по команде диспетчера СО и

отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ЕГО и не содержащей неоптимизируемое в рамках ВСВГО, в соответствии с п.4.6 Регламента проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования (Приложение №3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), блочное генерирующее оборудование, с учетом ограничений, заявленных по режимным генерирующим единицам.

Величина планового технологического минимума включенного генерирующего оборудования должна соответствовать:

- для энергоблоков с турбинами типа К (кроме блоков, работающих с подключенными к нерегулируемым отборам бойлерами теплосети) – технологическому минимуму;
- для энергоблоков с турбинами типа К (работающих с подключенными к нерегулируемым отборам бойлерами теплосети), Т, ПТ, энергоблоков ГТУ и ПГУ – максимальной величине из технологического минимума и минимальной нагрузки турбины при работе с заданной нагрузкой отборов по тепловому графику (с минимальным пропуском пара в конденсатор).

Суммарная величина планового технологического минимума блочных ЕГО электростанции определяется исходя из обеспечения прогнозного отпуска тепла минимально возможным составом оборудования, выбираемым по критерию:

- для электростанций, имеющих пиковые водогрейные котлы, – с учетом максимально возможного для данных расчетных условий отпуска тепла от водогрейной части;
- для электростанций, в состав которых входят энергоблоки ГТУ в составе ГТУ-ТЭЦ, – по заявке собственника;
- для остальных электростанций – обеспечение наименьшей величины планового технологического минимума,

и направляется в СО в составе уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданного не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток Х-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной

территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-2) в отношении суток X.

Согласование величин планового технологического минимума по генерирующему оборудованию, ГТП и электростанции в целом осуществляется СО с учетом имеющейся статистической информации, на основании представленных участником оптового рынка обосновывающих документов и следующих данных:

- сведений о фактических изменениях технологического минимума и минимальной паропроизводительности в предшествующем и предстоящем году с указанием причин, значений и прогнозируемых дат изменений технологического минимума в отношении реконструируемых агрегатов;
- показателей, характеризующих ожидаемые условия и режимы эксплуатации, влияющие на величину планового технологического минимума;
- обосновывающих расчетов планового технологического минимума по электростанции в целом, ГТП и единицам генерирующего оборудования.

Для генерирующего оборудования АЭС, диапазон внутрисуточного регулирования которых определяется значением минимального технологического уровня включенной мощности энергоблоков, в качестве планового технологического минимума принимается значение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП генерации, заявленное участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов хабаровского времени суток X-1), и согласованное СО.

6.3. Требования к определению плановой максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

6.3.1. Определение плановой максимальной мощности

Плановая величина максимальной мощности генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП, готового к несению нагрузки, определяется как значение

располагаемой мощности, уменьшенной на величину согласованного ремонтного снижения мощности.

Сводный годовой график ремонтов энергетического оборудования электростанций с указанием сроков проведения ремонтов, объемов основных планируемых работ, вида ремонта (технического обслуживания), утверждается СО в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации [12] и настоящими Техническими требованиями.

Для целей предварительного согласования значений плановых объемов снижений мощности, учитываемых при подтверждении способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, участник оптового рынка по каждой ЕГО электростанции в отношении каждых суток каждого месяца планируемого года заявляет на Сайт КОМ не позднее 20 ноября года, предшествующего планируемому году, значения плановых объемов снижений мощности, обусловленных ремонтом основного, общестанционного и (или) вспомогательного оборудования электростанции, при этом указанные снижения подлежат разнесению по ЕГО, на режим работы которых они оказывают влияние.

Представленные участником оптового рынка значения плановых объемов снижений мощности на планируемый год подлежат согласованию СО до 28 ноября года, предшествующего планируемому, при их соответствии требованиям *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8] и настоящих *Технических требований*. При наличии замечаний к представленным данным, соответствующая информация доводится до участника оптового рынка путем размещения на Сайте КОМ. Повторное заявление значений плановых объемов снижений мощности с учетом представленных замечаний выполняется участником оптового рынка на Сайт КОМ не позднее 1 декабря года, предшествующего планируемому году.

Расчет объемов ремонтного снижения мощности, подлежащих заявлению участником оптового рынка, выполняется с учетом *Методических рекомендаций по расчету ремонтных снижений электростанций* (Приложение 8).

При выполнении соответствующих расчетов, располагаемая мощность планируемого к выводу в ремонт генерирующего оборудования электростанций,

функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, определяется с учетом зарегистрированных СО установленном порядке на планируемый год базовых ограничений установленной мощности (для электростанций, расположенных в неценовых зонах оптового рынка – согласованных СО ограничений установленной мощности).

При выполнении расчетов годовых объемов ремонтного снижения мощности в отношении единиц генерирующего оборудования, располагаемая мощность которых была равна нулю в месяце (месяцах) базового периода по причине нахождения в состоянии консервации, модернизации или реконструкции, учтенной в утвержденных СО месячных графиках ремонтов, ограничения установленной мощности принимаются в соответствии с заявлением собственника с приложением официального уведомления об обязательстве подтвердить заявленную располагаемую мощность тестированием в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9] или фактической выработкой электроэнергии не менее 24 часов в течение соответствующего месяца, в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8].

В случае утверждения в составе перечня участников оптового рынка, допущенных к торговле электрической энергией и мощностью на соответствующий месяц, изменений, связанных с изменением состава ГТП, подлежащие учету плановые объемы ремонтного снижения мощности определяются в порядке, установленном *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8].

Для своевременного учета ремонтов на этапах месячного, недельного и суточного планирования режимов работы энергосистемы СО в порядке и сроки, установленные *Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации* [12], разрабатывает и утверждает сводные месячные графики ремонтов энергетического оборудования электростанций.

При включении в сводные месячные графики ремонтов консервации энергетического оборудования, соответствующие им объемы снижения мощности учитываются в качестве заявленных ограничений мощности.

Регистрация величины планового ремонтного снижения мощности осуществляется СО в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически*

поставленной на оптовый рынок мощности [8] и *Порядком установления соответствия* [19] на основании следующих данных:

- утвержденных СО месячных графиков ремонтов основного и вспомогательного оборудования с указанием вида ремонта и его плановой продолжительности;
- уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных участниками оптового рынка в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [5] (уведомления ВСВГО, уведомления РСВ, оперативные уведомления);
- согласованных СО диспетчерских заявок на вывод в ремонт основного и вспомогательного оборудования, поданных в соответствии с *Положением о порядке оформления, подачи и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации* (далее *Положение о диспетчерских заявках*) [13];
- величин ремонтного снижения мощности, рассчитанных с учетом возможности наложения по времени графиков ремонтов основного и вспомогательного оборудования и сниженных на величину ограничений, приходящихся на выводимое в ремонт оборудование.

Участник оптового рынка обязан уведомить СО о составе и параметрах генерирующего оборудования в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* [4] и *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [5].

6.3.1.1. Особенности учета ограничений (снижений) мощности энергоблоков ПГУ и ГТУ, зависящих от температуры наружного воздуха

Для целей учета объемов снижений максимальной мощности, определяемых зависимостью ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) от величины изменения температуры наружного воздуха, при подтверждении способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, участник оптового рынка заявляет в филиал СО РДУ не позднее 15 (пятнадцати) рабочих дней до начала отчетного месяца

данные о зависимости ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) от величины изменения температуры наружного воздуха по форме приложения 9 к настоящим Техническим требованиям с приложением обосновывающих документов, подтверждающих представленную зависимость (паспортные данные, заключение завода изготовителя, а также иная нормативно-техническая документация на оборудование). В последствии данные предоставляются только в случае их актуализации.

В отношении ПГУ подлежит заявлению зависимость ограничений (снижений) максимальной мощности от величины изменения температуры наружного воздуха, обусловленная зависимостью возникающих на входящих в состав ПГУ ГТУ ограничений (снижений) максимальной мощности от величины изменения температуры наружного воздуха.

В случае если участник оптового рынка не заявил данные о зависимости ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) от величины изменения температуры наружного воздуха, либо представил не полный комплект документов, либо представленная зависимость не была согласована СО, то при подтверждении способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии указанная зависимость не учитывается.

Рассмотрение (согласование) представленных документов осуществляется СО в течении 10 (десяти) рабочих дней с последующим уведомлением участника оптового рынка о результатах рассмотрения (согласования).

6.3.1.2. Особенности учета ступенчатого набора нагрузки ГЭС

Для целей учета при определении регулировочной мощности ГЭС данных о ступенчатом наборе нагрузки участник оптового рынка направляет в филиал СО РДУ не позднее 15 (пятнадцати) рабочих дней до начала отчетного месяца заявление по форме приложения 11 к настоящим Техническим требованиям с описанием причин, обуславливающих ступенчатый набор нагрузки ГЭС, и приложением обосновывающих документов, подтверждающих представленную информацию (инструкции по эксплуатации водного хозяйства, а также иная нормативно-

техническая документация). В последствии данные предоставляются только в случае их актуализации.

В случае если участник оптового рынка не заявил данные о ступенчатом наборе нагрузки ГЭС, либо представил не полный комплект документов, либо представленные данные не были согласованы СО, то при подтверждении способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии указанная информация не учитывается.

Рассмотрение (согласование) представленных документов осуществляется СО в течении 10 (десяти) рабочих дней с последующим уведомлением участника оптового рынка о результатах рассмотрения (согласования).

6.3.2. Требования к определению плановой максимальной мощности и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

На основании уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, СО определяет почасовые значения плановой величины максимальной мощности по каждой ГТП и величины снижения максимальной мощности по ГТП, в том числе ремонтного, а также почасовые значения плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования и величины увеличения технологического минимума.

В уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования определяются эксплуатационное состояние генерирующего оборудования и снижения максимальной мощности и/или увеличения технологического минимума, соответствующие данному эксплуатационному состоянию. Квалификацию снижений максимальной мощности и увеличений технологического минимума СО осуществляет в соответствии с *Порядком установления соответствия*.

Уведомления должны соответствовать открытым, разрешенным или находящимся на рассмотрении в СО диспетчерским заявкам за исключением случаев досрочного окончания или более позднего начала ремонта. Подача оперативных уведомлений, не соответствующих диспетчерским заявкам, допускается в случае последующей подачи соответствующей диспетчерской заявки, либо закрытия или снятия ранее поданной диспетчерской заявки.

В случае подачи диспетчерской заявки позднее чем через 4 часа после подачи оперативного уведомления и её соответствия оперативному уведомлению, временем подачи оперативного уведомления признается время подачи диспетчерской заявки.

В случае подачи диспетчерской заявки позднее чем через 4 часа после подачи уведомления РСВ и её соответствия уведомлению РСВ, временем подачи уведомления РСВ признается время подачи диспетчерской заявки.

6.4. Требования к максимальной мощности, заявляемой участниками оптового рынка при подаче ценовых заявок для участия в конкурентном отборе на сутки вперед

Подача ценовых заявок для участия в конкурентном отборе на сутки вперед осуществляется в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок Участниками оптового рынка*.

Участники оптового рынка при подаче ценовых заявок для участия в конкурентном отборе на сутки вперед должны указывать в ценовой заявке максимальное значение количества в основных парах «цена – количество» в часовой подзаявке на час h равной максимальной мощности включенного оборудования, указанной в актуализированной расчетной модели.

6.5. Требования к определению максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

Уточненная величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и/или минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, согласованная СО не позднее, чем за 4 часа до часа фактической поставки, определяется в соответствии с п. 6.3 настоящих *Технических требований* и соответствует составу оборудования, ожидаемому на час фактической поставки. Уточненная величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, определяется с учетом оборудования, находящегося в холодном резерве. Основанием для уточнения величины максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и/или минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, являются оперативное уведомление, поданное СО не позднее, чем за 4 часа до часа фактической поставки, и соответствующая разрешенная диспетчерская заявка на изменение состояния или параметров оборудования.

Любое изменение состава оборудования в час фактической поставки, в том числе по турбогенераторам неблочной части ТЭС, активная нагрузка которых обусловлена режимами теплофикации, а также оборудования, находящегося в холодном резерве, должно быть согласовано с СО. Величина мощности оборудования, не соответствующая составу, заданному СО на час фактической поставки, определяется на каждый час суток и соответствует сумме установленных мощностей оборудования включенного, не отключенного и отключенного, а также переведенного в ремонт из холодного резерва, без согласования с СО. Не включение в сеть генерирующего оборудования при плановых пусках или пусках по команде диспетчера квалифицируется как нарушение нормативного времени включения генерирующего оборудования в сеть в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*.

Фактическая величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, определяется на каждый час суток и соответствует сумме включенной мощности ГТП и мощности генерирующего оборудования ГТП, находящегося в холодном резерве, определенной с учетом фактических ограничений максимальной мощности.

В целях проверки наличия фактических резервов мощности СО имеет право осуществлять выборочную загрузку генерирующего оборудования на период от 1 до 3 часов без учета ранжированных таблиц, но не более трех раз в течение месяца в отношении одного ГОУ до максимальной мощности, заявленной участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах оборудования.

Соблюдение участником оптового рынка заданного СО состава и параметров генерирующего оборудования подтверждается в том числе отсутствием допущенных участником оптового рынка по собственной инициативе отклонений объемов фактического производства электрической энергии от плановых в соответствующей ГТП на величину более 15 МВт*ч и величину, соответствующую выработке электрической энергии с использованием 5% установленной мощности соответствующего генерирующего оборудования.

Фактическая величина минимальной мощности включенного генерирующего оборудования определяется на каждый час суток и соответствует минимальной мощности ГТП, определенной с учетом фактических технологических ограничений

минимума для блочных ЕГО исходя из состава фактически включенного генерирующего оборудования в час поставки.

Участник оптового рынка обязан уведомить СО о вынужденных (фактических) изменениях состава и/или параметров оборудования и/или режима работы оборудования при помощи оперативного уведомления. В течение 4 часов после подачи оперативного уведомления участник оптового рынка должен подать диспетчерскую заявку на заявленное в оперативном уведомлении изменение состава и/или параметров оборудования и/или режима работы оборудования. В случае соответствия диспетчерской заявки оперативному уведомлению временем подачи диспетчерской заявки признается время подачи оперативного уведомления. В случае подачи диспетчерской заявки позднее чем через 4 часа после подачи оперативного уведомления и её соответствия оперативному уведомлению временем подачи оперативного уведомления признается время подачи диспетчерской заявки.

Для целей настоящих *Технических требований* и *Порядка установления соответствия* учитываются оперативные уведомления, поданные средствами специализированного ПО в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [5], при условии соответствия таких оперативных уведомлений предъявляемым настоящим пунктом требованиям, в том числе по порядку и условиям их подтверждения диспетчерской заявкой.

В соответствии с *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* [7] в целях повышения оперативности взаимодействия диспетчерского персонала СО с персоналом объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой допускается подача устных оперативных уведомлений о планируемых или фактических изменениях состава и (или) параметров генерирующего оборудования по телефону. Устные оперативные уведомления подлежат обязательной регистрации средствами специализированного ПО в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [5].

В случае, если решение СО о переносе заявленного срока реализации диспетчерских заявок на изменение состава и/или параметров оборудования и/или режима работы оборудования доведено до участника оптового рынка после 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (для входящей в состав Дальневосточного

федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – не позднее 10 часов хабаровского времени суток X-1) и участник оптового рынка не позднее чем за 4 часа до часа фактической поставки подал скорректированное оперативное уведомление, учитывающее решение СО о переносе заявленного срока реализации диспетчерской заявки, временем подачи скорректированного уведомления признается время подачи последнего по состоянию на 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – не позднее 10 часов хабаровского времени суток X-1) уведомления о составе и параметрах оборудования. Данное правило применяется при условии подачи участником ОРЭ диспетчерских заявок в регламентные сроки, определенные *Положением о диспетчерских заявках* [13] соответствующего диспетчерского центра СО.

6.6. Требования к соблюдению нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования

СО регистрирует соответствие нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования по фактическому состоянию оборудования на конец часа в отношении всех единиц генерирующего оборудования, подлежащих включению:

- при плановых пусках, учтенных при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ;
- при неплановых пусках по команде диспетчера СО, в том числе по команде диспетчера на включение генерирующего оборудования из резерва в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима.

Фактически включенное состояние генерирующего оборудования определяется в соответствии с п.6.8. настоящих *Технических требований*.

В случае включения в сеть генерирующего оборудования при плановых пусках время включения в сеть не должно превышать нормативное время до включения в сеть, определенное как конец часа, на который при актуализации состава

оборудования на этапе формирования ПДГ СО запланировано включение соответствующего генерирующего оборудования (ЕГО).

В случае включения в сеть генерирующего оборудования по команде диспетчера, кроме пусков по команде диспетчера на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок, время включения в сеть не должно превышать нормативное время до включения в сеть, определенное как конец часа, на который приходится время исполнения команды на включение соответствующей ЕГО.

В случае включения в сеть генерирующего оборудования из резерва по команде диспетчера в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима, время включения в сеть (синхронизации) не должно превышать нормативное время от отдачи такой команды до включения в сеть, определенное в соответствии с Приложением 5 к настоящим *Техническим требованиям* с учетом исходного теплового состояния оборудования в зависимости от времени нахождения в отключенном состоянии. В случае отсутствия установленного норматива включения в сеть генерирующего оборудования из резерва, время включения в сеть не должно превышать время, согласованное СО.

Для парогазовых и газотурбинных установок, не указанных в Приложении 5 к настоящим *Техническим требованиям*, в качестве нормативного времени используется время, определенное в соответствии с *Методикой определения максимальной нормативной продолжительности пуска ПГУ*, приведенной в Приложении 5, к настоящим *Техническим требованиям*.

Для энергоблоков ТЭС, не указанных в Приложении 5 к настоящим *Техническим требованиям*, в том числе для турбогенераторов неблочных частей ТЭС, в качестве нормативного времени используется время, согласованное СО (для электростанций, расположенных в ценовых зонах оптового рынка – согласованное СО в рамках процедуры подачи заявок на продажу мощности для целей участия в конкурентном отборе мощности в отношении соответствующих единиц генерирующего оборудования).

Требования к регистрации соответствия нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования по фактическому состоянию оборудования на конец часа не распространяются на случаи включения в сеть единиц генерирующего

оборудования для проведения разрешенных испытаний генерирующего оборудования, в том числе приемо-сдаточных испытаний после капитального или среднего ремонта. В таких случаях применяются требования п. 6.5. настоящих *Технических требований*.

В отношении генерирующего оборудования, для которого в ПДГ запланировано включение в сеть или включение в сеть задано командой диспетчера, участник оптового рынка имеет право не позже чем за 8 часов до часа, в котором должно состояться включение, но не позже чем через 2 часа с момента получения команды на включение, если временной интервал между получением команды и заданным временем включения составляет менее 10 часов, подать запрос на согласование отступления от запланированного времени включения в сеть, с последующим оформлением в установленном порядке оперативного уведомления и соответствующей диспетчерской заявки, или уведомить о прекращении пусковых операций.

В случае включения в сеть генерирующего оборудования из резерва по команде диспетчера в минимально возможный срок, участник оптового рынка, в течение одного часа после получения указанной команды, имеет право подать СО устный запрос о согласовании вынужденных отступлений от нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования с последующим оформлением в установленном порядке оперативного уведомления и соответствующей диспетчерской заявки, или уведомить о прекращении пусковых операций.

Решение о возможности согласования вынужденных отступлений от нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования принимается СО исходя из режимных условий.

Фактическое время включения в сеть генерирующего оборудования определяется СО в соответствии с *Порядком установления соответствия*.

6.7. Требования к определению скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании изменения потребления

Номинальные значения скорости набора и скорости сброса нагрузки блочных единиц генерирующего оборудования устанавливается СО на основании данных, представленных участниками оптового рынка, в соответствии с *Правилами*

проведения испытаний [17], Регламентом аттестации генерирующего оборудования [9], настоящими *Техническими требованиями* и *Порядком установления соответствия*.

Генерирующее оборудование участника оптового рынка должно находиться в постоянной готовности к неоднократному участию в суточном регулировании изменения потребления с номинальными значениями скорости набора и скорости сброса нагрузки на полном диапазоне регулирования активной мощности в соответствии с представленными данными.

На основании заявленных участником в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования значений скорости набора и скорости сброса нагрузки СО определяет максимально допустимые скорости набора/сброса нагрузки.

6.8. Требования к определению фактического эксплуатационного состояния генерирующего оборудования

Генерирующее оборудование считается фактически включенным в сеть при условии его синхронизации с сетью и регистрации выдачи активной мощности в сеть по данным СОТИАССО на конец часового интервала. Синхронизация с сетью определяется по включенному состоянию (положению) коммутационных аппаратов (выключателей и разъединителей – при наличии) генерирующего оборудования по данным СОТИАССО на конец часового интервала.

Для ЕГО ГЭС, а также ЕГО, в отношении которых в рамках СОТИАССО, частично соответствующей требованиям приложения 3 *Регламента допуска к торговой системе оптового рынка* [3], в случаях, установленных указанным регламентом, осуществлялась передача в СО данных о фактической нагрузке только в отношении группы ЕГО, фактическое эксплуатационное состояние определяется в соответствии с поданными диспетчерскими заявками и оперативными уведомлениями.

7. Требования к определению способности к выработке электроэнергии генерирующего оборудования квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых

источников энергии, поставка мощности которых осуществляется по договорам, заключенным до 1 января 2021 г.

Для генерирующих объектов ВИЭ (солнце/ветер), поставка мощности которых осуществляется по ДПМ ВИЭ, заключенным по результатам конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, проведенных до 1 января 2021 г., способность к выработке электрической энергии определяется следующими факторами:

- соблюдением (не увеличением) определенного до начала года совокупного объема ремонтов на текущий календарный год, согласованных в установленном порядке с СО;
- обеспечением готовности к отключению генерирующего оборудования от сети по команде СО.

Согласование годовых графиков ремонтов генерирующего оборудования объекты ВИЭ и объемов ремонтного снижения мощности, обусловленных проведением плановых ремонтных работ на оборудовании (плановых ремонтов) по каждому месяцу периода ремонтов, осуществляется аналогично требованиям, указанным в п. 6.3.1 настоящих *Технических требований*.

Контроль за соблюдением совокупного объема ремонтов на текущий календарный год и регистрация исполнения требования к обеспечению готовности к отключению генерирующего оборудования от сети по команде СО для объектов ВИЭ производиться в соответствии с *Порядком установления соответствия*.

8. Требования к обмену телеинформацией

В целях обеспечения готовности генерирующего оборудования к выработке на конкурентных условиях электрической энергии участники оптового рынка (поставщики электрической энергии и мощности в отношении ГТП и участники с регулируемым потреблением) обязаны выполнять требования к системе связи, обеспечивающей передачу данных в СО, установленные Приложением 3 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка* [3].

9. Требования к вновь вводимому в эксплуатацию генерирующему оборудованию, расположенному на генерирующих объектах, подлежащих строительству в соответствии с решениями Правительства РФ

Технические требования к генерирующим объектам, которые подлежат строительству:

- на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, - Калининградской области;
- на территории Республики Крым и (или) г. Севастополя;
- по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов,

устанавливаются соответствующими решениями Правительства РФ, на основании которых осуществляется строительство генерирующих объектов.

10. Требования к обеспечению устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС при его выделении на свои собственные нужды.

Для генерирующего оборудования ТЭС должна обеспечиваться устойчивая работа в течение не менее 30 минут при их выделении на свои собственные нужды действием частотной делительной автоматики.

11. Требования к определению требуемого объема мощности для целей проведения конкурентного отбора мощности

Определение требуемого объема мощности, используемого для определения спроса на мощность в ценовых зонах оптового рынка для целей проведения конкурентного отбора мощности, осуществляется в соответствии с Приложением 15 к настоящим *Техническим требованиям* с учетом положений правил и регламентов оптового рынка.

12. Список сокращений и обозначений

АРС	– автоматический регулятор скорости
АРЧМ	– автоматический регулятор частоты и мощности
АВРЧМ	– автоматическое вторичное регулирование частоты
АЭС	– атомная электростанция
БЛ	– энергоблок паросиловой, энергоблок атомный
Г	– генератор
ГА	– гидроагрегат
ГПП	– секция главных паропроводов
ГР	– градирня
ГРАМ	– система группового регулирования активной мощности
ГРП	– газораспределительный пункт
ГТП	– группа точек поставки
ГТ	– газовая турбина
ГТУ	– газотурбинная установка
ГЭС	– гидроэлектростанция
ДКС	– дожимная компрессорная станция
ТР	– блочный трансформатор (трансформаторная группа)
ДПР	– диапазон первичного регулирования
КРМ	– котельный регулятор мощности
КУ	– котел-утилизатор
НПРЧ	– нормированное первичное регулирование частоты
НТД	– нормативно-техническая документация электростанции
ОИК	– оперативно-информационный комплекс
ОПРЧ	– общее первичное регулирование частоты
ПГУ	– парогазовая установка
ПК	– паровой котел (корпус парового котла)
ПТ	– паровая турбина
РГЕ	– режимная генерирующая единица
РЧВ	– регулятор частоты вращения
СТВ	– система технического водоснабжения

СПР	– система первичного регулирования
ТА	– турбоагрегат
ТГ	– турбогенератор
ТЭС	– тепловая электростанция
ЦВД	– цилиндр высокого давления.
ЦСД	– цилиндр среднего давления
ЦППС	– центральная приемо-передающая станция
ЦВ	– циркуляционный водовод
ЦНС	– циркуляционные насосные станции (циркуляционные насосы).
ЧК	– частотный корректор

Типы турбоагрегатов:

- турбоагрегат с конденсатором – тип «К»
- турбоагрегат с конденсатором и регулируемым теплофикационным отбором пара – тип «Т»
- турбоагрегат с конденсатором и регулируемым производственным отбором пара – тип «П»
- турбоагрегат с конденсатором и регулируемым теплофикационным и производственным отборами пара – тип «ПТ»
- турбоагрегат без конденсатора (с противодавлением) – тип «Р»
- турбоагрегат без конденсатора с регулируемым производственным отбором пара – тип «ПР»
- турбоагрегат без конденсатора с регулируемым теплофикационным отбором пара – тип «ТР»
- турбоагрегат без конденсатора с регулируемым производственным и теплофикационным отборами пара – тип «ПТР»

13. Список регламентирующих документов

1. Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 №1172.
2. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка.
3. Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент допуска к торговой системе оптового рынка»;
4. Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент актуализации расчетной модели»;
5. Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент подачи уведомлений участниками оптового рынка»;
6. Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент подачи ценовых заявок участниками оптового рынка»;
7. Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России»;
8. Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности»;
9. Приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент аттестации генерирующего оборудования»;
10. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭС), утвержденные Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19.07.2003 № 229.
11. Регламенты безопасной эксплуатации АЭС:
 - Типовой технологический регламент по эксплуатации АЭС с реактором РБМК-1000;
 - Типовой технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-440;
 - Типовой технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000.

12. Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 30.01.2021 № 86.
13. Положение о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации АО «СО ЕЭС».
14. Порядок формирования сводных годовых и месячных графиков ремонтов объектов диспетчеризации АО «СО ЕЭС».
15. Общие технические требования для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ.
16. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937.
17. Правила проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования, утвержденные Минэнерго России от 11.02.2019 № 90.
18. Технические требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденные приказом Минэнерго России от 09.01.2019 № 2.
19. Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям. АО «СО ЕЭС».

14. Перечень определений

Атомная станция (АЭС)	Электростанция, преобразующая энергию деления ядер атомов в электрическую энергию или электрическую энергию и тепло [ГОСТ 19431-84].
Блок (энергоблок)	Энергоблоком называется энергетический котел (парогенератор), представленный одним или двумя корпусами, и жестко привязанная к нему турбина (или несколько турбин) с находящимся с ней на одном валу электрическим генератором (несколькими генераторами, по числу турбин). Изменение топологии подключения турбин к энергетическим котлам внутри блока конструктивно невозможно. Активная мощность, которую способен развивать блок, определяется количеством включенных в работу корпусов энергетических котлов.
Вращающийся резерв мощности генерирующего оборудования на загрузку	Часть регулировочного диапазона генерирующего оборудования тепловой электрической станции, атомной электрической станции от его фактической (планируемой) нагрузки до располагаемой мощности [ГОСТ Р 57114-2016].
Вторичное регулирование	Процесс изменения активной мощности энергоустановок под воздействием централизованной системы автоматического регулирования частоты и мощности (центрального регулятора) или по команде диспетчерского центра. [СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005].
Вынужденный простой	Состояние генерирующего оборудования, являющегося объектом диспетчеризации, которое не может быть включено в работу по причинам ремонта ЛЭП, электросетевого или общестанционного оборудования, паротурбинных или газотурбинных агрегатов, входящих в состав энергоблока (энергоустановки), а также связанное с прекращением подачи топлива (отсутствия и невозможностью перехода на резервный вид топлива).
Вынужденный режим	Технологические параметры работы генерирующих мощностей в теплофикационном режиме, системных генераторов, атомных электростанций, а также гидроэлектростанций в условиях технологического пропуска воды.
Гидроэлектростанция (ГЭС)	Электростанция, преобразующая механическую энергию воды в электрическую энергию [ГОСТ 19431].
Генерирующее оборудование (ГО)	Оборудование электростанций, предназначенное для производства электрической энергии.

<p>Готовность генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электрической энергии</p>	<p>Соответствие генерирующего оборудования участников оптового рынка комплексу требований в части определения готовности к несению нагрузки:</p> <p>а) способность к выработке электроэнергии в соответствии с заданным СО режимом работы и участию в регулировании активной мощности;</p> <p>б) предоставление диапазона регулирования реактивной мощности;</p> <p>в) участие гидроэлектростанций во вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности;</p> <p>г) участие в общем первичном регулировании частоты электрического тока.</p>
<p>Группа точек поставки (ГТП)</p>	<p>Определяемая СО и АТС в соответствии с Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности совокупность, состоящая из одной или нескольких точек поставки, относящихся к одному узлу расчетной модели и (или) к единому технологически неделимому энергетическому объекту, ограничивающая территорию, в отношении которой покупка или продажа электрической энергии (мощности) на оптовом рынке осуществляются только данным Участником оптового рынка. Точки поставки могут объединяться в группу точек.</p>
<p>Группа генерирующих агрегатов</p>	<p>Совокупность генерирующих агрегатов, объединенных общими технологическими факторами, которые могут привести к возникновению ограничений установленной мощности (снижению располагаемой мощности).</p>
<p>Группа точек поставки генерации</p>	<p>Группа точек поставки, для которой сальдо перетоков может быть только отрицательным (генерирующим) за любой период времени.</p>
<p>Групповой объект управления (ГООУ)</p>	<p>Совокупность одной или нескольких групп точек поставки, в отношении которой СО отдаются и фиксируются команды на изменение режима работы. Информация, представленная в формализованном виде, пригодном для передачи, интерпретации или обработки с участием человека или автоматическими средствами [ГОСТ 34.320].</p>
<p>Данные</p>	<p>Информация, представленная в формализованном виде, пригодном для передачи, интерпретации или обработки с участием человека или автоматическими средствами [ГОСТ 34.320].</p>
<p>Диспетчерское ведение</p>	<p>Организация управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой технологические режимы работы или</p>

	эксплуатационное состояние указанных объектов или установок изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром [Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854].
Диспетчерский график	Заданное СО по каждому объекту управления значение активной мощности на момент окончания часа.
Диспетчерский центр	Структурное подразделение организации - субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы [Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854].
Диспетчерское управление	Организация управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой технологические режимы работы или эксплуатационное состояние указанных объектов или установок изменяются только по оперативной диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра [Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854].
Единица генерирующего оборудования (ГО)	Энергетический блок, котлоагрегат или турбина, по которым имеются отдельные паспортные характеристики.
Коммерческий оператор (КО)	Акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» (АО «АТС»), выполняющее функцию по организации торговли на оптовом рынке, связанную с заключением и организацией исполнения сделок по обращению электрической энергии, мощности и иных объектов торговли, обращение которых допускается на оптовом рынке.
Модернизация генерирующего оборудования	Изменение конструкции и параметров действующего генерирующего оборудования, в том числе путем замены составных частей основного энергетического оборудования (котлоагрегата, реакторной установки, турбоустановки, генератора), обеспечивающее улучшение технических показателей, повышение надежности, снижение энергетических, материальных затрат и трудовых ресурсов при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте модернизируемого генерирующего оборудования.

Мощность максимальная (технический максимум)	Наибольшая активная электрическая мощность, с которой оборудование может длительно работать по технологическим условиям работы.
Мощность минимальная (технический минимум)	Нижний предел регулировочного диапазона активной мощности генерирующего оборудования, для достижения которого допускаются изменение состава работающего основного оборудования и вспомогательного оборудования и отключение автоматического регулирования [16].
Мощность максимальная плановая	Плановая величина максимальной мощности генерирующего оборудования, ГТП и электростанции в целом, готовой к несению нагрузки, определяется как значение располагаемой мощности, уменьшенной на величину ремонтного снижения мощности.
Мощность рабочая	Часть максимально доступной мощности объектов по производству электрической и тепловой энергии, за исключением мощности объектов электроэнергетики, выведенных в установленном порядке в ремонт и из эксплуатации.
Надежность	Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонта, хранения и транспортирования.
Нормальный режим работы энергосистемы	Режим работы энергосистемы, при котором обеспечивается снабжение электроэнергией всех потребителей при поддержании ее качества в установленных пределах [ГОСТ 21027-75].
Общее первичное регулирование	Общее первичное регулирование – первичное регулирование, осуществляемое всеми электростанциями в пределах имеющихся в настоящий момент времени резервов первичного регулирования и имеющее целью сохранение энергоснабжения потребителей и функционирование электростанций при аварийных отклонениях частоты [СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005].
Ограничение мощности	Величина вынужденного недоиспользования установленной мощности электростанции, не связанного с выводом в ремонт, консервацию или вынужденный простой основного оборудования и вспомогательного оборудования [16].
Ограничение мощности общегрупповое	Значение вынужденного недоиспользования установленной мощности группы генерирующих агрегатов, обусловленное влиянием факторов, распространяющих свое действие одновременно на

		все входящие в данную группу генерирующие агрегаты.
Ограничение мощности собственное		Значение вынужденного недоиспользования установленной мощности электроустановки, обусловленное влиянием факторов, распространяющих свое действие только на данный генерирующий агрегат.
Оперативно-информационный комплекс (ОИК)		Программно-аппаратный комплекс, предназначенный для надежного получения данных о текущем режиме энергетической системы (единой, объединенной), высокопроизводительной обработки поступающей информации и выдачи оперативному персоналу всех изменений режима, состояния оборудования и аварийно-предупредительных сообщений в темпе поступления информации [ПТЭ].
Операционная диспетчерского управления зона		Территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр [Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854].
Оптовый рынок		Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности), определенный статьей 1 Федерального закона «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» от 14.04.1995 № 41-ФЗ.
Отчетный период		Промежуток времени, который включает происшедшие на его протяжении или относящиеся к нему факты в части оценки готовности генерирующего оборудования участника рынка к выработке электроэнергии – календарный год, календарный месяц, операционные сутки X.
Первичное регулирование		Процесс изменения активной мощности энергоустановок под воздействием систем первичного регулирования, вызванный изменением частоты [СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005].
Порядок установления соответствия		Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям, утвержденный СО.
Располагаемая мощность		Установленная мощность генерирующего оборудования, сниженная на величину ограничений установленной мощности или увеличенная на величину длительно допустимого превышения над

		номинальной мощностью отдельных типов турбоагрегатов [16].
Регламенты рынка	оптового	Неотъемлемые приложения к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, определяющие правила и процедуры взаимодействия субъектов оптового рынка, разрабатываемые и утверждаемые Наблюдательным советом Ассоциации «НП Совет рынка».
Реконструкция генерирующего оборудования		Изменение конструкции и параметров действующего генерирующего оборудования, сопряженное с монтажом дополнительного генерирующего оборудования, включаемого в единый технологический комплекс по производству электроэнергии и мощности), и (или) с демонтажем действующего основного энергетического оборудования (котлоагрегата, реакторной установки, турбоустановки, генератора) и его заменой на новое оборудование, обеспечивающее улучшение технических показателей, повышение надежности, снижение энергетических, материальных затрат и трудовых ресурсов при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте реконструируемого генерирующего оборудования.
Силовые агрегаты		Силовыми агрегатами блочных частей электрических станций являются блоки. Силовыми агрегатами неблочных частей электрических станций являются энергетические котлы (котлоагрегаты), связанные между собой поперечными связями (по воде и пару), и привязанные к поперечным связям по пару турбины, с находящимися с ними на одном валу электрическими генераторами. Конструктивное исполнение неблочных частей электростанций как правило позволяет менять топологию присоединения котлов и турбин. Активная мощность ($N_{\text{мин}}$ и $N_{\text{макс}}$), которую способны развивать неблочные части электростанций, определяется либо включенными энергетическими котлами, либо – турбинами.
Системные ограничения		Недостаток пропускной способности электрических связей, определяющих режим работы и уровень нагрузок электростанций.
Системный оператор (СО)		Акционерное общество «Системный оператор ЕЭС России» (СО), выполняющее функцию системного оператора Единой энергетической системы России.

Сутки X	Операционные сутки, обозначение суток реализации сделок, заключенных по результатам конкурентного отбора на сутки вперед.
Тепловая станция (ТЭС)	Электростанция, преобразующая химическую энергию топлива в электрическую энергию или электрическую энергию и тепло [ГОСТ 19431].
Территориальное подразделение СО	Структурное подразделение СО (Оперативное диспетчерское управление – ОДУ или региональное диспетчерское управление – РДУ), осуществляющее оперативно - диспетчерское управление генерирующими объектами и потребителями с регулируемой нагрузкой в энергосистеме в соответствии с их технологической и территориальной зонах диспетчерской ответственности.
Технические требования	Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка, утвержденные СО.
Условно-постоянные параметры расчетной модели	Данные, введенные в расчетную модель, состав и значение которых изменяется относительно редко и не подлежит ежедневной актуализации.
Условно-переменные (актуализируемые) параметры расчетной модели	Данные, введенные в расчетную модель, состав и значения которых могут изменяться в суточном и почасовом разрезе и поэтому подлежат ежедневной актуализации СО.
Установленная (номинальная) мощность	Электрическая мощность, с которой электроустановка, оборудование могут работать длительное время при номинальных параметрах и (или) в нормальных условиях [16].
Уточненный диспетчерский график (УДГ)	Диспетчерский график нагрузки активной мощности генерации или потребления (потребителей с регулируемой нагрузкой), определяемый оперативным диспетчерским персоналом на этапе управления режимами на внутрисуточных интервалах времени.
Участник оптового рынка	Поставщик электрической энергии и мощности (генерирующие компании или организация, имеющая право продажи производимой генерирующими компаниями электрической энергии (мощности), и покупатель электрической энергии и мощности (энергосбытовая организация, крупный потребитель электрической энергии, гарантирующий поставщик, организация, осуществляющая экспортно-импортные операции), получивший статус субъектов оптового рынка и право участия в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке.

Холодный мощности	резерв	Суммарная располагаемая мощность всего не находящегося в работе генерирующего оборудования тепловых и атомных электрических станций, обеспеченного топливом, производительностью котельного оборудования и готового к пуску в срок, определенный нормативами [ГОСТ Р 57114-2016].
Электроустановка		Энергоустановка, предназначенная для производства или преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии [ГОСТ 19431].
Электростанция		Энергоустановка или группа энергоустановок для производства электрической энергии или электрической энергии и тепла [ГОСТ 19431].
Энергоустановка		Комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления энергии [ГОСТ 19431].

Приложение 1

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по проверке готовности генерирующего оборудования тепловых
электростанций к участию в общем первичном регулировании частоты

Приложение 2

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ по проверке готовности ГЭС к первичному регулированию частоты

Общие положения

Требования к гидроагрегатам ГЭС в части обеспечения их участия в общем первичном регулировании частоты уточнены в ПТЭ.

Наличие на ГЭС системы группового регулирования активной мощности (ГРАМ), в том числе с воздействием на нее устройств системного автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (АРЧМ), не освобождает гидроагрегаты от участия в общем первичном регулировании частоты.

Поскольку ГЭС должна участвовать в общем первичном регулировании частоты и при групповом, и при индивидуальном регулировании гидроагрегатов, проверка готовности к общему первичному регулированию производится на каждом гидроагрегате при индивидуальном и на ГЭС в целом при групповом регулировании.

Общее первичное регулирование частоты гидроагрегатами ГЭС должно сохранять эффективность при разделении ГЭС на части, в том числе аварийном. В связи с этим при наличии ГРАМ должен быть предусмотрен быстродействующий автоматический перевод гидроагрегатов на индивидуальное регулирование (с восстановлением нормальной настройки РЧВ турбин) при разделении схемы ГЭС на части или при отделении одного или нескольких гидроагрегатов.

При неисправности в цепях измерения частоты ГРАМ должен осуществляться перевод гидроагрегатов на индивидуальное регулирование. Работа гидроагрегатов на групповом регулировании без частотного корректора является нарушением п. 6.3.5 ПТЭ независимо от того, вводится в ГРАМ воздействие от системы АРЧМ или нет.

Оперативный персонал ГЭС должен быть обучен методике контроля и управления гидроагрегатами, участвующими в общем первичном регулировании частоты.

Возможность такого участия и контроля должна быть обеспечена техническими средствами.

Участие гидроагрегатов в общем первичном регулировании частоты осуществляется независимо от воздействий от устройств системного регулирования за счет статической характеристики регулирования, представляющей собой зависимость мощности гидроагрегата или ГЭС от частоты. Величина статизма регулирования зависит как от установленной величины статизма регулятора частоты вращения гидротурбины (при индивидуальном регулировании) и системы ГРАМ (при групповом регулировании), так и от коэффициента передачи агрегата по мощности, определяемого нелинейной зависимостью мощности агрегата от открытия направляющего аппарата, которая, как известно, изменяется от величины напора.

При нормальных колебаниях частоты статические свойства системы регулирования могут проявляться не полностью из-за наличия зоны нечувствительности/«мертвой полосы» по частоте и недостаточного быстродействия. Поэтому для оценки степени участия ГЭС в первичном регулировании частоты помимо величины статизма необходимо знать величину зоны нечувствительности / «мертвой полосы» по частоте и быстродействие системы.

Зона нечувствительности/«мертвая полоса» определяется максимальной величиной зоны между двумя значениями частоты, в которой отсутствует перемещение направляющего аппарата.

Быстродействие системы регулирования можно характеризовать временем переходного процесса, т.е. отрезком времени, в течение которого регулируемая величина входит в заданную зону после ступенчатого изменения командного сигнала. Применительно к рассматриваемым системам регулирования частоты в дальнейшем будем характеризовать быстродействие временем отработки 100% статического отклонения мощности после ступенчатого (или достаточно быстрого) изменения частоты.

При индивидуальном регулировании гидроагрегата статизм, зона нечувствительности/ «мертвая полоса» и быстродействие определяются параметрами регулятора частоты вращения (РЧВ) и характеристиками гидротурбины.

При работе гидроагрегатов в режиме группового регулирования реакция ГЭС на колебания частоты определяется статическими и динамическими

характеристиками как центрального регулятора (ЦР) ГРАМ, так и РЧВ, а также характеристиками гидротурбины. В связи с этим характеристики ГРАМ должны определяться не при испытаниях собственно ЦР, а при испытаниях всей системы ГРАМ.

В настоящее время в эксплуатации на ГЭС находятся регуляторы гидротурбин различных типов. Гидромеханические регуляторы иномарок, установленные в основном на агрегатах небольшой мощности, имеют очень сложное конструктивное исполнение, усложняющее снятие статических характеристик. Зачастую это может выполнить только специалист по регуляторам. Поэтому приведенные в данном документе рекомендации касаются в основном регуляторов отечественного производства (УК, РК, РКО).

Электрогидравлические регуляторы (ЭГР) различных типов также имеют свои особенности. Подробные рекомендации по испытаниям регуляторов различных типов содержатся в «Методических указаниях по испытаниям систем регулирования гидротурбин: МУ 34 70-160-86». В данном документе приведены рекомендации общего характера, применимые для любого типа ЭГР.

1. Испытания гидромеханических регуляторов частоты вращения гидротурбины

1.1. Определение статической характеристики

Статическая характеристика регулятора представляет собой зависимость открытия направляющего аппарата (Н.А.) от частоты вращения агрегата при неизменном положении механизма изменения числа оборотов (МИЧО). Аналогичная зависимость мощности агрегата от частоты вращения называется статической характеристикой регулирования. Статические характеристики рекомендуется определять косвенным методом.

Для этого вначале при работе агрегата на холостом ходу с возбужденным генератором определяется зависимость между перемещением гайки МИЧО (или точки на конце рычага, связанного с МИЧО) и частотой на выводах генератора. Частота изменяется в полном диапазоне действия МИЧО. Измерения производятся при установившемся значении частоты при не менее десяти различных положениях МИЧО. Частота измеряется частотомером, а перемещения – стрелочным индикатором. Результаты измерений наносят в поле координат $f - s$ (где f – частота, s

– перемещение) и соединяют прямой линией (рис. 1). Возможный разброс точек относительно прямой вызван наличием колебаний частоты при неизменном положении МИЧО. По наклону прямой определяют коэффициент передачи $K_f = \Delta s / \Delta f$.

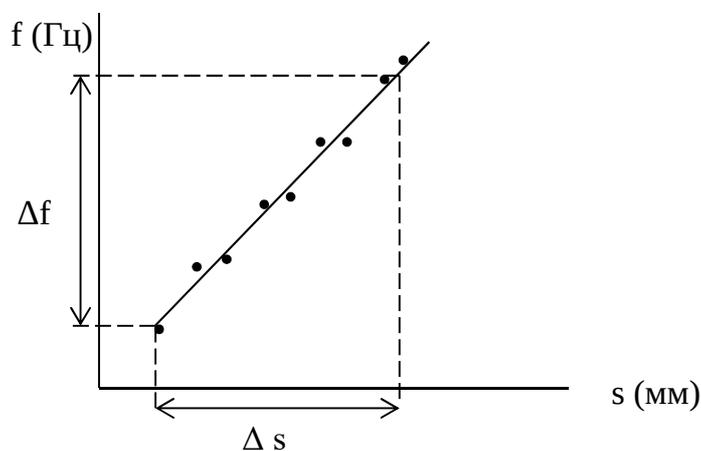
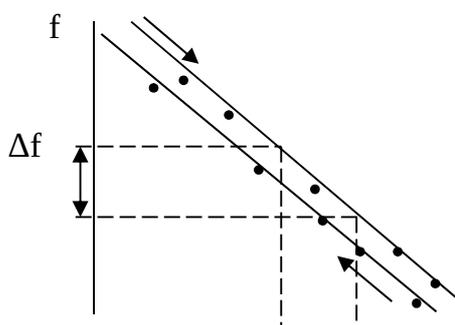


Рис. 1

После этого при работе агрегата в энергосистеме (в условиях практически неизменной частоты) воздействием МИЧО изменяют нагрузку агрегата ступенями от нуля (или от минимально допустимой мощности) до максимума и обратно; при этом рукоятку МИЧО следует поворачивать строго в одном направлении, т.е. при наборе нагрузки только «прибавить», а при разгрузке – только на «убавить». После отработки задания производят измерения перемещения гайки МИЧО (в той же точке, что и в предыдущем опыте) индикатором перемещения сервомотора Н.А. по миллиметровой линейке и мощности генератора по ваттметру. Следует получить не менее десяти точек измерения для каждого направления измерения мощности. Перемещения гайки МИЧО по коэффициенту K_f пересчитывают на изменения частоты f . Полученные по измерениям точки наносят на поле координат $f - Y$ и $f - P$ (рис. 2), где Y – ход сервомотора Н.А., P – мощность генератора. Соединяя точки одного направления плавными линиями, получают статические характеристики регулятора и регулирования.



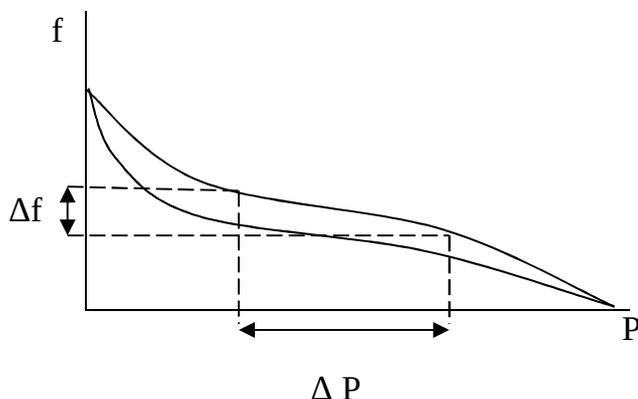


Рис. 2 Статическая характеристика системы регулирования

Величины статизма регулятора b_p и статизма регулирования b_s определяются наклоном линии в данной точке:

$$b_p = 2 \Delta f \cdot Y_{\text{МАКС}} / \Delta Y (\%); \quad (1)$$

$$b_s = 2 \Delta f \cdot P_{\text{НОМ}} / \Delta P (\%). \quad (2)$$

Величину статизма регулирования рекомендуется определять при минимальной нагрузке в зоне максимума КПД и в зоне максимальной нагрузки.

1.2. Определение зоны нечувствительности по частоте

Величина зоны нечувствительности по частоте гидромеханических регуляторов зависит в основном от положительных перекрытий главного золотника. Наличие на многих регуляторах вертикального боя штифта маятника приводит к снижению зоны нечувствительности (при этом следует учитывать, что бой сопровождается более интенсивным истиранием отсекающих кромок золотника).

При выполнении опыта по снятию статической характеристики зона нечувствительности определяется по петле гистерезиса прямого и обратного хода. Однако возможно и ее непосредственное измерение.

При работе агрегата в энергосистеме, медленно поворачивая рукоятку МИЧО в одну сторону до момента трогания сервомотора, отмечают положение МИЧО по индикатору, затем, медленно поворачивая рукоятку в другую сторону до момента трогания сервомотора в обратную сторону, также отмечают положение МИЧО.

Величина перемещения гайки МИЧО между двумя отмеченными положениями, пересчитанная по коэффициенту K_f на изменение частоты, равна зоне нечувствительности.

Этот опыт следует повторить несколько раз при различных открытиях направляющего аппарата.

1.3. Определение быстродействия регулятора

Количественной оценкой быстродействия является время переходного процесса, для получения которого необходимо создать имитацию ступенчатого (скачкообразного) изменения частоты или уставки частоты. При определенном навыке это можно сделать путем быстрого поворота рукоятки МИЧО.

Ступенчатое воздействие также можно создать с помощью пластины определенной толщины. При работе агрегата в энергосистеме следует подвести ограничитель открытия до момента касания рычага ограничителя тяги побудительного золотника, а затем вставить в зазор заранее подготовленную пластину. Направляющий аппарат (НА) при этом прикроется. При выдергивании пластины регулятор окажется работающим на МИЧО с заданием, превышающим фактическое. В результате произойдет ступенчатое перемещение золотника. Аналогичный процесс можно получить при установке и последующем выдергивании пластины из-под штифта маятника.

Во время переходного процесса необходимо регистрировать перемещение сервомотора НА и мощность. При отсутствии такой возможности необходимо измерить время реализации 100% конечных значений изменений открытия НА и мощности.

2. Испытания электрогидравлических регуляторов частоты вращения гидротурбины

2.1. Определение статической характеристики

Статическая характеристика регулятора представляет собой зависимость открытия направляющего аппарата от частоты вращения агрегата при неизменном положении механизма изменения мощности (МИМ). Аналогичная зависимость мощности агрегата от частоты представляет статическую характеристику регулирования.

Непосредственное определение статической характеристики можно выполнить только на регуляторе ЭГР-2И-1. Для этого при работающем в сети агрегате на вход измерителя частоты вместо напряжения тахогенератора следует подключить напряжение от генератора технической частоты (ГТЧ). При изменении частоты ГТЧ в пределах, необходимых для изменения мощности от минимально допустимой до максимальной, на каждом установившемся значении частоты производят измерения частоты, открытия НА по ходу штока сервомотора и мощности гидрогенератора. По результатам измерений производится построение зависимостей хода штока сервомотора НА и мощности от частоты, по которым определяются величины статизма регулятора и статизма регулирования по формулам 1 и 2.

На остальных типах регуляторов определение статических характеристик рекомендуется выполнять косвенным методом.

Вначале производят испытания при работе агрегата на холостом ходу. С помощью МИЧ устанавливается номинальная частота вращения. Затем подводится ограничитель открытия и ЭГП переводится в положение «ручное». Переключатели статизма и изодрома холостого хода устанавливаются в нулевое положение. Ограничителем открытия ступенями изменяется частота вращения. На каждом установившемся значении частоты производится измерение частоты частотомером и величины тока по балансному прибору. Частота изменяется в диапазоне, обеспечивающем изменение тока балансного прибора до максимальных значений на «прибавить» и на «убавить». По результатам измерений строится зависимость тока от частоты, по которой определяется коэффициент передачи $K_f = \Delta I / \Delta f$.

Последующие измерения производятся при работе агрегата в сети. С помощью МИМ устанавливается величина нагрузки, для которой требуется определить величину статизма. После этого регулятор устанавливается на ограничитель открытия и ЭГП переводится в положение «ручное». Переключатель статизма устанавливается в заданное положение, а переключатель изодрома нагрузки — в нулевое положение. С помощью ограничителя открытия ступенями изменяется открытие НА. При установившемся состоянии производится измерение хода штока сервомотора НА, мощности и тока балансного прибора. По окончании испытаний изменение тока по коэффициенту K_f пересчитывается на изменение частоты и строятся зависимости

открытия НА и мощности от частоты, по которым по формулам (1) и (2) определяются статизм регулятора и статизм регулирования.

2.2. Определение зоны нечувствительности по частоте

Зона нечувствительности по частоте определяется косвенным методом измерением тока по балансному прибору. Измерения производятся при работе агрегата в сети при отсутствии значимых изменений частоты. При наличии значимых изменений частоты следует отключить сигнал измерителя частоты.

Медленно изменяя задание МИМ на «прибавить», измеряют величину тока, при которой начинается перемещение НА на открытие. Аналогичным образом при изменении задания МИМ на «убавить» измеряется величина тока, при которой начинается перемещение НА на закрытие. Разность между двумя значениями тока балансного прибора, пересчитанная по коэффициенту K_f на частоту, составляет величину зоны нечувствительности по частоте.

Опыт выполняют несколько раз при различных открытиях НА.

2.3. Определение быстродействия регулятора

Электрогидравлические регуляторы, как правило, имеют отдельные механизмы изменения частоты (МИЧ) и изменения мощности (МИМ), причем МИЧ действует при отключенном генераторном выключателе, а МИМ — при включенном. Кроме этого, в регуляторах ЭГР-2М, ЭГР-1Т и ЭГР-2И-1 быстродействие по каналам задания частоты и задания мощности различно. В регуляторах ЭГР-1Т и ЭГР-2И-1 может вводиться производная по частоте.

Поэтому принципиально быстродействие регулятора при регулировании частоты должно определяться при ступенчатом (или достаточно быстром) изменении частоты. Однако практически такой опыт можно выполнить только на регуляторе ЭГР-2И-1 при питании измерителя частоты от генератора технической частоты. На регуляторах других типов быстродействие определяется при изменении задания по частоте.

Испытания производятся при работе гидроагрегата в сети под нагрузкой. Необходимую величину нагрузки устанавливают с помощью МИМ. Затем включают МИЧ шунтированием переключкой контакта реле, отключающего МИЧ при включении агрегата в сеть, и отключают схему его слежения. При изменении положения МИЧ вручную изменяют мощность агрегата на 15-20%. Регистрируется

переходный процесс изменения мощности и хода сервомотора НА при снятии переключки и затем при ее установке. По осциллограмме определяется время переходного процесса по открытию НА и по мощности. При отсутствии средств регистрации секундомером измеряется время реализации 100% отклонения мощности и открытия НА.

3. Испытания системы ГРАМ

3.1. Определение статических характеристик

Определение величины статизма и «мертвой полосы» по частоте производится при работе ГРАМ в режиме регулирования мощности с заданными величинами статизма и «мертвой полосы» по частоте. Опыт должен производиться при различном количестве работающих на групповом регулировании агрегатов. Агрегаты, работающие на индивидуальном регулировании, должны работать на ограничителе открытия с постоянной мощностью.

Вход измерителя частоты ЦР отключается от трансформатора напряжения и подключается к выходу генератора технической частоты при частоте выходного напряжения 50 Гц. Задатчиком мощности нагрузка подключенных к ГРАМ агрегатов устанавливается 70-80% номинальной. Частота ГТЧ изменяется ступенями по 0,1-0,2 Гц в сторону уменьшения до полной загрузки агрегатов, а затем в сторону увеличения частоты при разгрузке агрегатов до минимальной мощности и затем снова уменьшается до 50 Гц.

На каждой ступени производятся измерения частоты на выходе ГТЧ и мощности гидрогенераторов, включенных в ГРАМ, или суммарной мощности ГЭС.

По результатам измерений производится построение зависимостей мощности ГЭС от частоты для прямого и обратного хода при разном числе работающих в ГРАМ агрегатов.

По наклону кривых в точке 50 Гц определяются величины статизма ГЭС ($V_{ГЭС}$) и статизма агрегата (v_a) $\Delta P_{ГЭС}$ ном

$$V_{ГЭС} = 2 \cdot \frac{\Delta f \cdot P_{ГЭСном}}{\Delta P_{ГЭС}} (\%);$$

$$V_a = 2 \cdot \frac{\Delta f \cdot R \cdot P_{\text{ГНОМ}}}{\Delta P_{\text{ГЭС}}} (\%);$$

где Δf — изменение частоты, Гц;

$\Delta P_{\text{ГЭС}}$ ~ изменение мощности ГЭС, МВт;

$P_{\text{ГЭС ном}}$ и $P_{\text{Г ном}}$ — значения номинальной мощности соответственно ГЭС и агрегата;

R — число работающих в ГРАМ агрегатов.

Как правило, величина статизма агрегата не зависит от числа работающих в ГРАМ агрегатов.

«Мертвая полоса» по частоте определяется по разности прямого и обратного хода статических характеристик.

При известной тарировке корректора (задатчика) частоты статические характеристики могут быть определены значительно проще. Для этого следует снять зависимости мощности ГЭС от уставки частоты при прямом и обратном ходе. Величины статизма по мощности ГЭС и агрегата и «мертвая полоса» по частоте определяются так же, как и в предыдущем случае.

3.2. Определение быстродействия системы ГРАМ

Быстродействие определяется временем переходного процесса регулирования мощности ГЭС при ступенчатом изменении частоты. Опыты по определению быстродействия должны производиться при работе ГРАМ в режиме регулирования мощности со статизмом по частоте при разном числе агрегатов, работающих в разной зоне нагрузок в пределах регулировочного диапазона. От ЦР должны быть отключены все входы устройств системного регулирования.

Сигнал отклонения частоты формируется изменением уставки по частоте. Вначале следует определить положение корректора частоты, вызывающее изменение мощности ГЭС на 10-15% от начального значения. Переходный процесс регистрируется при резком смещении корректора частоты из этого положения до начального положения (уставка 50 Гц) и обратно.

Следует осциллографировать не менее трех величин: входной сигнал (корректор частоты), открытие направляющего аппарата одного из работающих агрегатов и мощность ГЭС. По осциллограммам определяются время запаздывания мощности и время переходного процесса. Время запаздывания измеряется отрезком

времени между подачей входного сигнала и моментом изменения мощности от начального значения в направлении изменения задания. Время переходного процесса определяется отрезком времени между подачей входного сигнала и моментом отработки 100% полного изменения мощности ГЭС.

Приложение 4

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по определению и согласованию ограничений установленной электрической
мощности тепловых и атомных электростанций**

Приложение 4.1
к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

Регламент согласования ограничений установленной мощности электростанций, расположенных в неценовых зонах оптового
рынка

на этапе годового планирования:

№	Участник процесса	Действие	Примечание
1	2	3	4
1.	Участники оптового рынка в отношении подведомственных электростанций	Формирование заявки, включая пакет документов, содержащий обязательные приложения, нормативную документацию, обосновывающие документы и расчеты	<p>Заявка и полный пакет документов в её составе должны быть размещены в электронном виде на Сайте КОМ не позднее 01 июня года, предшествующего планируемому.</p> <p>Пакет документов должен быть сформирован в соответствии с <i>Методическими указаниями</i>, при этом документы оформляются в соответствии с требованиями приложения 12. В состав пакета документов включаются в том числе документы, представленные ранее.</p> <p>Для ТЭС и АЭС вне зависимости от прогноза наличия ограничений в обязательном порядке передается информация по приложению 2.1 к <i>Методическим указаниям</i> по определению и согласованию в СО ограничений установленной мощности тепловых и атомных электростанций (далее – Методические указания), оформленному в установленном порядке, а также нормативно-техническая документация (НТД) для всех возможных режимов работы оборудования в соответствии с требованиями главы 4 Методических указаний (для электростанций, на которых прогнозируется отсутствие ограничений, НТД также представляется в полном объеме).</p> <p>Для ГЭС пакет документов должен включать пояснительную записку, расчеты и другие необходимые обосновывающие документы, в том числе паспортные данные и характеристики основного энергетического оборудования.</p> <p>В случае если в отношении электростанции в каком-либо месяце предстоящего года прогнозируется отсутствие ограничений указанная информация должна быть представлена в СО в составе заявки, размещенной на Сайте КОМ на указанные месяцы.</p> <p>В случае если в отношении электростанции в каком-либо месяце предстоящего года прогнозируется превышение ожидаемых ограничений установленной мощности над положительной разницей между установленной мощностью ГТП и предельным объемом поставки мощности, объемы ограничений установленной мощности в отношении данного месяца подлежат согласованию СО в общем порядке на основании полного пакета представленных документов, в соответствии с <i>Методическими указаниями</i> и положениями настоящих <i>Технических требований</i>.</p> <p>Заявление на месяца предстоящего года в соответствии с положениями п. 6.2.3 настоящих <i>Технических требований</i> ограничений установленной мощности в размере положительной разницы между установленной мощностью ГТП и предельным объемом поставки мощности осуществляется участниками оптового рынка (электростанциями) путем подачи соответствующей заявки посредством Сайта КОМ с указанием поагрегатного распределения заявляемых объемов ограничений.</p>
2.	Системный оператор	Согласование ограничений установленной мощности	<p>Рассмотрение до 30 августа года, предшествующего планируемому, представленных в соответствии с п.1 настоящего Регламента пакетов документов, включая проверку их полноты и корректности представленных расчетов.</p> <p>Перечень замечаний направляется Системным оператором по электронной почте на адрес ответственного исполнителя участника оптового рынка (электростанции).</p>

3.	Участники оптового рынка в отношении подведомственных электростанций	Устранение замечаний по результатам рассмотрения СО пакета документов	Корректировка ранее представленных по п.1 настоящего Регламента данных и документов в части устранения замечаний, выявленных по результатам рассмотрения Системным оператором пакета документов
4.	Системный оператор	Согласование заявки	Согласование до 05 сентября года, предшествующего планируемому, представленных участниками оптового рынка (электростанциями) заявленных величин ограничений установленной мощности на предстоящий год путем установки в электронном виде в отношении соответствующей заявки на Сайта КОМ признака, содержащего результат рассмотрения.

на этапе месячного планирования:

№	Отправитель	Действие	Примечание
1	2	3	4
1.	Участники оптового рынка (электростанции)	Формирование заявки, включая пакет документов, содержащий обязательные приложения, нормативную документацию, обосновывающие документы и расчеты	<p>Заявка и пакет документов должны быть размещены в электронном виде на Сайте КОМ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - не позднее 15 числа месяца, предшествующего планируемому месяцу, в случае если заявка и пакет документов подавались на этапе годового планирования; - не позднее 1 числа месяца, предшествующего планируемому месяцу, в случае если заявка и пакет документов не подавались на этапе годового планирования. <p>Заявление ограничений установленной мощности в размере положительной разницы между установленной мощностью ГТП и предельным объемом поставки мощности осуществляется участником оптового рынка (электростанцией) путем подачи соответствующей заявки с указанием поагрегатного распределения заявляемых объемов ограничений установленной мощности.</p> <p>В случае заявления превышения ожидаемых ограничений мощности над положительной разницей между установленной мощностью ГТП и предельным объемом поставки мощности, объемы ограничений установленной мощности в отношении данного месяца подлежат согласованию СО в общем порядке на основании полного пакета представленных документов, в соответствии с <i>Методическими указаниями</i> и положениями настоящих <i>Технических требований</i>.</p> <p>Для ТЭС и АЭС пакет документов должен быть сформирован в соответствии с <i>Методическими указаниями</i>.</p> <p>Для ГЭС пакет документов должен включать пояснительную записку, расчеты и другие необходимые обосновывающие документы.</p> <p>Оформление документов осуществляется в соответствии с требованиями приложением 12 к <i>Методическим указаниям</i>.</p> <p>Для электростанций, по которым были согласованы ограничения на этапе годового планирования, а также отсутствуют изменения в НТД и в дополнительных приложениях к пояснительной записке (прочих материалах), в электронном виде представляется только оформленные в соответствии с требованиями <i>Методических указаний</i> пояснительная записка и обязательные приложения (приложения 3-7 к <i>Методическим указаниям</i>). В случае внесения изменений в нормативно-техническую документацию (НТД) или дополнительные приложения к пояснительной записке, новые редакции указанных материалов также должны быть представлены в электронном виде.</p> <p>Для электростанций, не подававших пакет документов или не согласовавших ограничения на этапе годового планирования, пакет документов в электронном виде подается в полном объеме.</p> <p>Приложение 2.1 и полный пакет НТД представляется только в случае изменения паспортных данных оборудования и НТД по сравнению с годовым планированием, либо в случае непредставления НТД на этапе годового планирования.</p>
2.	Системный оператор	Согласование ограничений установленной мощности	Согласование заявленных данных выполняется не позднее 1 (одного) дня до начала планируемого месяца путем установки в электронном виде в отношении соответствующей заявки на Сайте КОМ признака, содержащего результат рассмотрения.
3.	Участники оптового рынка (электростанции)	Устранение замечаний по результатам рассмотрения заявки	Корректировка ранее представленных по п.1 настоящего Регламента данных и документов в части устранения замечаний, выявленных по результатам рассмотрения Системным оператором пакета документов в срок не позднее 2 (двух) рабочих дней до начала планируемого месяца.

Приложение 4.2
к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

Классификатор ограничений установленной мощности генерирующего оборудования *

№ п/п	Вид ограничений	Код причин ограничений	
		3	4
1	Технические ограничения	1	Непроектное топливо (при соответствии требованиям п. 5.11.2 Методических указаний)
2	Технические ограничения	2	Износ котлов и котельно-вспомогательного оборудования, отработавших расчетный ресурс
3	Технические ограничения	3	Конструктивные дефекты котлов (в т.ч. котлов-утилизаторов)
4	Технические ограничения	4	Конструктивные дефекты котельно-вспомогательного оборудования
5	Технические ограничения	5	Недостаточная номинальная производительность котельно-вспомогательного оборудования
6	Технические ограничения	6	Неудовлетворительное техническое состояние поверхностей нагрева котлов (в т.ч. котлов-утилизаторов)
7	Технические ограничения	7	Неудовлетворительное техническое состояние газозвоздушного тракта
8	Технические ограничения	8	Неудовлетворительное техническое состояние котельно-вспомогательного оборудования
9	Технические ограничения	9	Неудовлетворительное техническое состояние паропроводов, работа турбин со сниженными параметрами пара
10	Технические ограничения	10	Недостаточная номинальная паропроизводительность котлов (в т.ч. котлов-утилизаторов)
11	Технические ограничения	11	Конструктивные дефекты турбоагрегатов
12	Технические ограничения	12	Неудовлетворительное техническое состояние турбоагрегатов
13	Технические ограничения	13	Неудовлетворительное техническое состояние лопаточного аппарата
14	Технические ограничения	14	Неудовлетворительное техническое состояние вспомогательного оборудования турбоагрегатов
15	Технические ограничения	15	Неудовлетворительное техническое состояние оборудования и устройств системы регенерации
16	Технические ограничения	16	Износ турбоагрегата, отработавшего расчетный ресурс
17	Технические ограничения	17	Недостаточная номинальная подача ПТН
18	Технические ограничения	18	Неудовлетворительное техническое состояние ПТН
19	Технические ограничения	33	Недостаточная пропускная способность паропроводов свежего пара
20	Технические ограничения	57	Неудовлетворительное техническое состояние генератора
21	Технические ограничения	58	Недостаточная производительность топливopодачи
22	Технические ограничения	59	Строительно-монтажные недоделки на котлах и котельно-вспомогательном оборудовании
23	Технические ограничения	60	Строительно-монтажные недоделки на турбинах, в тепловых схемах на вспомогательном оборудовании турбин
24	Технические ограничения	61	Недостаточная производительность общестанционного оборудования и устройств (химводоочистка, дымовая труба, золоотвалы)
25	Технические ограничения	62	Недостаточная проектная производительность общестанционного оборудования и устройств (химводоочистка, дымовая труба, золоотвалы)
26	Технические ограничения	63	Строительно-монтажные недоделки на общестанционном оборудовании
27	Отсутствие/недостаток тепловых нагрузок	20	Отсутствие или недостаток тепловых нагрузок ГТУ-ТЭЦ
28	Отсутствие/недостаток тепловых нагрузок	22	Недостаток тепловых нагрузок турбин, работающих по техническим причинам только с ухудшенным вакуумом
29	Отсутствие/недостаток тепловых нагрузок	24	Прочие причины, связанные с режимом потребления тепла

№ п/п	Вид ограничений	Код причин ограничений	
		3	4
30	Отсутствие/недостаток тепловых нагрузок	25	Отсутствие или недостаток тепловых нагрузок турбин типов «Т», «П», «ПТ», «Р» (конструктивные особенности, не связанные с отклонением от проекта, в т.ч. связанные с пропускной способностью ЧСД)
31	Отсутствие/недостаток тепловых нагрузок	31	Повышенное потребление тепла (по техническим особенностям схемы)
32	Отсутствие/недостаток тепловых нагрузок	32	Отпуск тепла из нерегулируемых отборов
33	Ограничения по системе технического водоснабжения	41	Недостаточное количество градирен по проекту
34	Ограничения по системе технического водоснабжения	42	Недостаточная производительность циркуляционных насосов
35	Ограничения по системе технического водоснабжения	43	Недостаточное количество циркуляционных насосов по проекту
36	Ограничения по системе технического водоснабжения	44	Неудовлетворительное техническое состояние трубопроводов
37	Ограничения по системе технического водоснабжения	45	Неудовлетворительное техническое состояние градирен
38	Ограничения по системе технического водоснабжения	46	Неудовлетворительное техническое состояние циркуляционных насосов
39	Ограничения по системе технического водоснабжения	47	Неудовлетворительное техническое состояние конденсаторов
40	Ограничения по системе технического водоснабжения	48	Прочие причины, связанные с работой системы технического водоснабжения
41	Ограничения по системе технического водоснабжения	49	Повышение температуры охлаждающей воды на входе в конденсатор (при соответствии номинальных характеристик вспомогательного оборудования)
42	Ограничения по системе технического водоснабжения	50	Недостаточная охлаждающая способность прудов-охладителей
43	Ограничения по температуре наружного воздуха	51	Ограничения мощности ГТУ по температуре наружного воздуха
44	Ограничения по температуре наружного воздуха	52	Ограничения мощности ГТУ по работе дожимного компрессора
45	Ограничения по температуре наружного воздуха	53	Ограничения мощности ПГУ, обусловленные наличием температурных ограничений ГТУ
46	Прочие ограничения	54	Проектное несоответствие мощности генератора
47	Прочие ограничения	55	Работа турбогенератора в режиме синхронного компенсатора, не связанная с техническим состоянием основного и вспомогательного оборудования
48	Прочие ограничения	56	Недостаточная пропускная способность электротехнического оборудования электростанции (запертая мощность)
49	Прочие ограничения	64	Ограничения мощности по условиям охраны воздушного бассейна (превышение норма предельно-допустимых выбросов)
50	Прочие ограничения	65	Ограничения мощности по условиям охраны водного бассейна (превышение норм предельно-допустимых сбросов вредных веществ и температурного загрязнения)
51	Прочие ограничения	66	Ограничения мощности по условиям охраны водного бассейна (превышение норм водопотребления)
52	Прочие ограничения	67	Ограничения по топливному циклу АЭС
53	Прочие ограничения	68	Ограничения по работе реакторной установки АЭС
54	Прочие ограничения	69	Системные ограничения
55	Прочие ограничения	70	Прочие причины, не вошедшие в классификатор
56	Ограничения ГЭС	71	Износ оборудования (сооружений), отработавшего расчетный ресурс
57	Ограничения ГЭС	72	Конструктивные дефекты основного и вспомогательного оборудования, зданий и гидротехнических сооружений
58	Ограничения ГЭС	73	Проектное несоответствие производительности отдельного оборудования установленной мощности гидрогенераторов
59	Ограничения ГЭС	74	Неудовлетворительное техническое состояние (дефекты основных узлов оборудования, возникшие в процессе эксплуатации и требующие замены в период проведения работ по его модернизации и реконструкции)
60	Ограничения ГЭС	75	Строительно-монтажные недоделки на основном и вспомогательном оборудовании ГЭС
61	Ограничения ГЭС	76	Дополнительные требования по защите окружающей среды (ограничения по нижнему бьефу)
62	Ограничения ГЭС	77	Недостаток гидроресурсов (приточность ниже расчетной)
63	Ограничения ГЭС	78	Проектная сезонная сработка водохранилищ, ледовый подпор

№ п/п	Вид ограничений	Код причин ограничений	
		3	4
64	Ограничения ГЭС	79	Снижение нагрузки вследствие работы на водотоке в соответствии с проектом в зимний период (для ГЭС, не имеющих водохранилищ)
65	Ограничения ГЭС	80	Срабатывание водохранилищ по требованию других водопользователей (для нужд ирригации, рыбного хозяйства, судоходства, сплава леса и т.п.)

* - при формировании объемов заявленных ограничений установленной мощности в электронном виде посредством Сайта КОМ задается суммарный объем ограничений установленной мощности для каждого указываемого кода причин ограничений, носящих технический и/или временный характер.

Приложение 5

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

Нормативы продолжительности пуска генерирующего оборудования тепловых электростанций

I. Нормативы продолжительности пуска парогазовых и газотурбинных установок из резерва, учитывающие полные периоды времени от получения команды диспетчера на пуск до включения в сеть и набора полной мощности

1	2	3	4	Продолжительность этапов пуска, час-мин				
				5	6	7	8	9
Тип и мощность энергоблока ПГУ	Тип основного оборудования энергоблока (справочно) Тип и мощность работающей в открытом цикле ГТУ	Продолжительность отключенного состояния, час	Исходное тепловое состояние	Предпусковые работы до пуска ГТУ	Пуск ГТУ с набором номинальной мощности ГТУ / в т.ч. набор оборотов ГТУ до включения ГТУ в сеть	Суммарное время от получения команды на пуск до набора номинальной мощности ГТУ / в т.ч. до включения ГТУ в сеть	Нагружение ПГУ до номинальной мощности	Суммарное время от получения команды на пуск до набора энергоблоком номинальной мощности
1. Энергоблоки ПГУ								
ПГУ-39	ГТУ GT 10C «Simens», КУ-Пр-103, ПТ-Т-10/11	< 8	гор.	01-20	00-50 / 00-11	02-10 / 01-31	00-30	02-40
		≥ 8, < 72	неост.	01-40	01-10 / 00-11	02-50 / 01-51	00-35	03-25
		≥ 72	хол.	02-10	01-10 / 00-11	03-20 / 02-21	01-35	04-55

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
ПГУ-39 с открытой компоновкой оборудования	ГТУ (GT-10С) КУ (П-103) ПТУ (Т-10/11-5,2/0,2)	< 4	гор.	01-20	00-50 / 00-15	02-10 / 01-35	00-30	02-40	
		$\geq 4, < 12$	неост.	01-40	01-10 / 00-15	02-50 / 01-55	00-35	03-25	
		≥ 12	хол.	02-50	01-10 / 00-15	04-00 / 03-05	01-35	05-35	
ПГУ-80 с открытой компоновкой оборудования	Две ГТУ (SGT-700) Два КУ (ПК-58) ПТУ (SST-600)	< 12	гор.	01-20	01-19 / 00-15	02-39 / 01-35	00-43	03-22	
		$\geq 12, < 36$	неост.	01-40	01-44 / 00-15	03-24 / 01-55	01-00	04-24	
		≥ 36	хол.	03-10	01-57 / 00-15	05-07 / 03-25	01-22	06-29	
ПГУ-120	Дубль-блок и первый полублок (при отличии*)	2(1)хГТУ SGT-800, 2(1)хКУ HRSG, ПТ MP16DH	< 8	гор.	01-20	00-50 / 00-11	02-10 / 01-31	01-45/ 00-53*	03-55/ 03-03*
			$\geq 8, < 72$	неост.	01-40	01-10 / 00-11	02-50 / 01-51	02-10/ 01-05*	05-00/ 03-55*
			≥ 72	хол.	02-10	01-10 / 00-11	03-20 / 02-21	03-20/ 01-40*	06-40/ 05-00*
	Второй полублок	ГТУ-2 SGT-800, КУ-2 HRSG, ПТ MP16DH	< 8	гор.	00-40	00-40 / 00-11	01-20 / 00-51	00-30	01-50
			$\geq 8, < 72$	неост.	01-10	00-55 / 00-11	02-05 / 01-21	00-30	02-35
			≥ 72	хол.	01-10	00-55 / 00-11	02-05 / 01-21	00-40	02-45

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПГУ-180	Дубль-блок и первый полублок (при отличии*) 2 (1)хГТУ АЕ64.3А; 2(1)хКУ Е-99,6/14,5-7,71/0,55-545/212; ПП Т-48/62-7,4/0,12	< 8	гор.	01-40	00-50 / 00-19	02-30 / 01-59	02-00 / 01-00*	04-30/ 03-30*
		≥ 8, < 120	неост.	03-10	01-10 / 00-19	04-20 / 03-29	02-30 / 01-15*	06-50/ 05-35*
		≥ 120	хол.	03-10	01-10 / 00-19	04-20 / 03-29	03-30 / 01-45*	07-50/ 06-05*
	Второй полублок ГТУ-2 АЕ64.3А; КУ-2 Е-99,6/14,5-7,71/0,55-545/212; ПП Т-48/62-7,4/0,12	< 8	гор.	00-50	00-40 / 00-19	01-30 / 01-09	00-30	02-00
		≥ 8, < 120	неост.	01-40	00-55 / 00-19	02-35 / 01-59	00-30	03-05
		≥ 120	хол.	02-10	00-55 / 00-19	03-05 / 02-29	00-40	03-45
ПГУ-225	ГТУ (МГТ 70 (3) ПП (К-85-8.0)	< 8	гор.	01-40	02-35 / 00-35	04-15 / 02-15	01-10	04-15
		≥ 8, < 48	неост.	03-10	04-45 / 00-35	07-55 / 03-45	02-55	07-55
		≥ 48, < 72	неост.	03-10	05-10 / 00-35	08-20 / 03-45	03-20	08-20
		≥ 72, < 120	неост.	03-10	05-35 / 00-35	08-45 / 03-45	03-35	08-45
		≥ 120	хол.	03-10	06-50 / 00-35	10-00 / 03-45	03-40	10-00

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
ПГУ-235	ГТУ (ТПЭ-180) КУ (П-149) ПТ (К-80-7.4)	< 8	гор.	01-40	02-35 / 00-28	04-15 / 02-08	01-10	04-15	
		≥ 8, < 48	неост.	03-10	04-45 / 00-28	07-55 / 03-38	02-55	07-55	
		≥ 48, < 72	неост.	03-10	05-10 / 00-37	08-20 / 03-47	03-20	08-20	
		≥ 72, < 120	неост.	03-10	05-35 / 00-38	08-45 / 03-48	03-35	08-45	
		≥ 120	хол.	03-10	06-50 / 00-40	10-00 / 03-50	03-40	10-00	
ПГУ-325	Дубль-блок и первый полублок (при отличии*)	2(1)хГТД-ГТЭ-110 НПО «Сатурн», 2(1)х КУ-П-88, ПТ-К-110- 6,5	< 8	гор.	01-40	1-00 / 00-30	02-40 / 02-10	02-00 / 01-00*	04-40/ 03-40*
			≥ 8, < 120	неост.	03-10	1-20 / 00-30	04-30 / 03-40	03-00 / 01-30*	07-30/ 06-00*
			≥ 120	хол.	03-10	1-20 / 00-30	04-30 / 03-40	04-00 / 02-00*	08-30/ 06-30*
	Второй полублок	ГТД-2 ГТЭ-110 НПО «Сатурн», КУ-2 П-88, ПТ-К-110- 6,5	< 8	гор.	01-00	00-50 / 00-30	01-50 / 01-30	00-30	02-20
			≥ 8, < 120	неост.	02-10	01-05 / 00-30	03-15 / 02-40	00-30	03-45
			≥ 120	хол.	02-40	01-05 / 00-30	03-45 / 03-10	00-40	04-25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
ПГУ-450	Дубль-блок и первый полублок (при отличии*)	2хГТД-ГТЭ-160 ОАО «СМ» (ГТД-V-94.2, 2х КУ-П-90 (П-96, П-100, П-107), ПТ-Т-125/150	< 8	гор.	01-40	1-00 / 00-16	02-40 / 01-56	02-00 / 01-00*	04-40/ 03-40*
			≥ 8, < 120	неост.	03-10	1-20 / 00-16	04-30 / 03-26	03-35 / 01-48*	08-05/ 06-18*
			≥ 120	хол.	03-10	1-20 / 00-16	04-30 / 03-26	04-30 / 02-15*	09-00/ 06-45*
	Второй полублок	ГТД-2 ГТЭ-160 ОАО «СМ» (ГТД-V-94.2., КУ-2, П-90 (П-96, П-100, П-107), ПТ-Т-125/150	< 8	гор.	01-00	00-50 / 00-16	01-50 / 01-16	00-30	02-20
			≥ 8, < 120	неост.	02-10	01-05 / 00-16	03-15/ 02-26	00-30	03-45
			≥ 120	хол.	02-40	01-05 / 00-16	03-45/ 02-56	00-40	04-25

2. Одновальные (без расцепной муфты) ПГУ								
ПГУ-400	ГТУ PG9351FA, КУ DA-05; ПТ D10	< 8	гор.	02-00	03-30 / 00-15	05-30/ 02-15	-	05-30
		≥ 8, < 120	неост.	04-00	05-00 / 00-15	09-00/ 04-15	-	09-00
		≥ 120	хол.	04-00	07-40 / 00-15	11-40/ 04-15	-	11-40
3. Надстроенные ПГУ								
ПГУ-220	ГТУ V-64.3-A «Siemens», ПК-ТГЕ-435, ПТ - Т-130/160	< 8	гор.	02-00	00-50 / 00-19	02-50 / 02-19	04-55	07-45
		≥ 8, < 120	неост.	03-30	01-10 / 00-19	04-40 / 03-49	06-25	11-05
		≥ 120	хол.	03-30	01-10 / 00-19	04-40 / 03-49	07-05	11-45
ПГУ-800**	2xГТУ SGT5-4000F; КУ Ел-258/310/35- 15.0/3.14/0.44- 540/535/263; ПТ К- 245-13,3	< 8	гор.	02-00	- / 00-30	- / 02-30	04-30	07-00
		≥ 8, < 48	неост.	03-30	- / 00-30	- / 04-00	07-40	11-40
		≥ 48, < 120	неост.	06-30	- / 00-30	- / 07-00	07-40	14-40
		≥ 120	хол.	06-30	- / 00-30	- / 07-00	09-27	16-27
4. Работающие в открытом цикле ГТУ								
-	ГТ - 100/90		гор., хол.	02-30	00-50 / 00-30	03-20 / 03-00	-	-
-	ГТ - 150/110		гор., хол.	02-00	00-45 / 00-30	02-45 / 02-30	-	-
-	ГТ - 150/125		гор., хол.	02-00	00-45 / 00-30	02-45 / 02-30	-	-
-	LMS100PB, 100 МВт		гор., хол.	02-00	00-35 / 00-20	02-35 / 02-20	-	-
	ГТЭ-110М		гор., хол.-	-	-	0-20	-	-

** норматив действует на период до 31.12.2028

Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка

- Примечания:
1. Нормативы действуют только при пусках генерирующего оборудования из состояния «Резерв».
 2. Нормативные величины продолжительности этапов пусковых операций от разворота ГТУ до набора номинальной мощности ПГУ (ГТУ, работающей в открытом цикле) определены требованиями заводов-производителей и результатами пуска оборудования из различных тепловых состояний.
 3. Продолжительность предпусковых работ после нахождения энергоблока ПГУ в отключенном состоянии продолжительностью более 30 суток и необходимости в связи с этим дренирования водяных контуров котла–утилизатора увеличивается на 1,5 часа - время заполнения их водой перед пуском (после консервации).
 4. При пусках энергоблоков ПГУ после длительного отключенного состояния, во время которого проводилась обработка котла-утилизатора октадециламином (ОДА), продолжительность предпусковых операций увеличивается на 1 час.
 5. Продолжительность ускоренного нагружения ПТУ при пуске второго полублока учитывает ее прогретое состояние после пуска первого полублока, а также отсутствие необходимости отдельного подэтапа, связанного с пуском КУ-2, выполняемым одновременно с нагружением ПТУ.
 6. При пуске второго полублока до завершения нагружения ПТУ до 50% номинальной мощности в рамках выполнения команды на пуск первого полублока, время нагружения ПТУ увеличивается до времени нагружения ПТУ при пуске первого полублока.
 7. Продолжительность отдельных этапов пуска оборудования ПГУ и ГТУ на аварийном (дизельном, газотурбинном) топливе определяется приведенными выше данными по продолжительности аналогичных этапов пуска на основном топливе (газе).
 8. Время вентиляции газового тракта ПГУ-400 учтено в продолжительности предпусковых работ.

II. Норматив времени пуска паросиловых энергоблоков из резерва для различных тепловых состояний

Тип и мощность энергоблока	Тип турбины, завод-изготовитель	Топливо	Продолжительность отключенного состояния, час	Исходное состояние турбины	Продолжительность этапов пуска энергоблока, час.									
					предпусковые работы до розжига растопочных горелок	Выход на толчковые параметры пуска ТГ			от пуска ТГ до включения в сеть (включая выдержку на	Всего от розжига горелок до включения	Суммарное время от команды на пуск до включения в сеть	нагружение блока до N ном	Всего от розжига горелок до набора полной	Суммарное время пуска блока
						от растопки котла до горячей отмывки	горячая отмывка	от окончания отмывки до пуска турбины						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Моноблок 150 МВт (котел с естеств. цирк.)	К-150-130 ХТГЗ, К-160-130 ХТГЗ	Газ, мазут	< 8	гор.	1-00	←	1-20	→	0-20	1-35	2-35	1-30	3-05	4-05
			≥ 8, < 30	неост.	2-30	←	2-00	→	0-25	2-25	4-55	2-40	5-05	7-35
			≥ 30, < 72	неост.	2-30	←	2-10	→	0-30	2-40	5-10	3-00	5-40	8-10
			≥ 72, < 120	неост.	2-30	←	2-10	→	0-30	2-40	5-10	3-20	6-00	8-30
			≥ 120	хол.	2-50	←	1-20	→	1-10	2-30	5-20	6-00	8-30	11-20
Моноблок 150 МВт (котел с естеств. цирк.)	К-150-130 ХТГЗ, К-160-130 ХТГЗ	уголь	< 8	гор.	1-00	←	1-20	→	0-15	1-35	2-35	1-40	3-15	4-15
			≥ 8, < 30	неост.	2-30	←	2-00	→	0-25	2-25	4-55	2-40	5-05	7-35
			≥ 30, < 120	неост.	2-30	←	2-10	→	0-30	2-40	5-10	3-25	6-05	8-35
			≥ 120	хол.	2-50	←	1-30	→	1-10	2-40	5-30	6-10	8-50	11-40
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ду бл Б- бл	К- 15 0-	уг ол	< 8	гор.	1-00	←	1-10	→	0-15	1-25	2-25	1-40	3-05	4-05

Моноблок и дубль-блок 200 МВт	(котел с ест. прямоточ.)	К-200-130 ЛМЗ* Т-180/210-130 ЛМЗ, Т-175/210-130 УТМЗ	Газ, мазут, уголь		$\geq 8, < 30$	неост.	2-30	←	1-40	→	0-25	2-05	4-35	2-40	4-45	7-15
			Газ, мазут, уголь		$\geq 30, < 120$	неост.	2-30	←	1-50	→	0-35	2-25	4-55	3-25	5-50	8-20
Газ, мазут, уголь			≥ 120	хол.	2-50	0-30	0-40	0-50	1-10	3-10	6-00	5-50	9-00	11-50		
Газ, мазут, уголь			< 8	гор.	1-00	←	1-20	→	0-15	1-35	2-35	1-00	2-35	3-35		
Газ, мазут, уголь			$\geq 8, < 30$	неост.	2-30	←	2-00	→	0-20	2-20	4-50	2-20	4-40	7-10		
Газ, мазут, уголь			$\geq 30, < 72$	неост.	2-30	←	2-10	→	0-20	2-30	5-00	2-50	5-20	7-50		
Газ, мазут, уголь			$\geq 72, < 120$	неост.	2-30	←	2-30	→	0-25	2-55	5-25	3-30	6-25	8-55		
Газ, мазут, уголь			≥ 120	хол.	2-50	←	2-45	→	0-55	3-40	6-30	4-30	8-10	11-00		
Газ, мазут, уголь			< 8	гор.	1-30	←	1-20	→	0-15	1-35	3-05	0-50	2-25	3-55		
Газ, мазут, уголь			$\geq 8, < 30$	неост.	3-10	←	1-50	→	0-20	2-10	5-20	2-25	4-35	7-45		
Газ, мазут, уголь			$\geq 30, < 72$	неост.	3-10	←	2-00	→	0-20	2-20	5-30	3-00	5-20	8-30		
Газ, мазут, уголь			$\geq 72, < 120$	неост.	3-10	←	2-10	→	0-25	2-35	5-45	3-30	6-05	9-15		
Газ, мазут, уголь		≥ 120	хол.	3-10	0-30	0-40	0-50	0-55	2-55	6-05	4-10	7-05	10-15			
Дубль-блок 230 МВт	К-230-12,8-3М ЛМЗ	Уголь		< 8	гор.	1-30	←	1-20	→	0-15	1-35	3-05	0-50	2-25	3-55	
		Уголь		$\geq 8, < 30$	неост.	3-10	←	1-50	→	0-20	2-10	5-20	2-25	4-35	7-45	
		Уголь		$\geq 30, < 72$	неост.	3-10	←	2-00	→	0-20	2-20	5-30	3-00	5-20	8-30	
		Уголь		$\geq 72, < 120$	неост.	3-10	←	2-10	→	0-25	2-35	5-45	3-30	6-05	9-15	
		Уголь		≥ 120	хол.	3-10	0-30	0-40	0-50	0-55	2-55	6-05	12-00	14-55	18-05	
Моноблок 250/300 МВт	Т-250/300-240 УТМЗ	Газ, мазут		< 8	гор.	1-30	←	0-50	→	0-15	1-20	2-50	1-55	3-15	4-45	
		Газ, мазут		$\geq 8, < 30$	неост.	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	6-05	2-40	5-35	8-45	
		Газ, мазут		$\geq 30, < 72$	неост.	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	6-05	3-30	6-25	9-35	
		Газ, мазут		$\geq 72, < 120$	хол.	3-10	0-35	0-40	1-00	0-50	3-05	6-15	4-00	7-05	10-15	
		Газ, мазут		≥ 120	хол.	3-10	0-35	0-40	1-00	1-50	4-05	7-15	4-50	8-55	12-05	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
М он об ло	Т- 25 0/3	Уг ол	< 8	гор.	1-30	←	0-50	→	0-15	1-20	2-50	2-25	3-45	5-15		

			$\geq 8, < 30$	неост.	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	6-05	3-00	5-55	9-05
			$\geq 30, < 72$	неост.	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	6-05	3-50	6-45	9-45
			$\geq 72, < 120$	хол.	3-10	0-40	0-40	1-15	0-50	3-25	6-35	4-30	7-55	11-05
			≥ 120	хол.	3-10	0-40	0-40	1-00	1-50	4-10	7-20	5-10	9-20	12-30
Моноблок 300 МВт	К-300-240 ЛМЗ	Газ, мазут	< 8	гор.	1-30	←	0-50	→	0-15	1-05	2-35	1-55	3-00	4-30
			$\geq 8, < 30$	неост.	3-10	←	1-55	→	0-30	2-25	5-35	2-40	5-05	8-15
			$\geq 30, < 72$	неост.	3-10	←	1-55	→	0-30	2-25	5-35	3-30	5-55	9-05
			$\geq 72, < 120$	хол.	3-10	0-35	0-40	1-00	0-55	3-10	6-20	4-00	7-10	10-20
			≥ 120	хол.	3-10	0-35	0-40	1-00	1-50	4-05	7-15	4-50	8-55	12-05
Моноблок 300 МВт	К-300-240 ЛМЗ	Уголь	< 8	гор.	1-30	←	0-50	→	0-15	1-20	2-50	2-10	3-30	5-00
			$\geq 8, < 30$	неост.	3-10	←	1-55	→	0-30	3-00	6-10	3-00	6-00	9-10
			$\geq 30, < 72$	неост.	3-10	←	1-55	→	0-30	3-00	6-10	3-50	6-50	10-00
			$\geq 72, < 120$	хол.	3-10	0-40	0-40	1-15	0-55	3-30	6-40	4-30	8-00	11-10
			≥ 120	хол.	3-10	0-40	0-40	1-00	1-50	4-10	7-20	5-10	9-20	12-30
Дубль-блок 300 МВт	К-300-240 ЛМЗ	Газ, мазут	< 8	гор.	1-30	←	0-50	→	0-20	1-10	2-40	1-55	3-05	4-35
			$\geq 8, < 30$	неост.	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	2-40	5-45	8-55
			$\geq 30, < 72$	неост.	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	3-30	6-35	9-45
			$\geq 72, < 120$	неост.	3-10	0-30	0-40	1-00	0-55	3-05	6-15	4-00	7-05	10-15
			≥ 120	хол.	3-10	0-30	0-40	1-00	1-50	4-00	7-10	4-50	8-50	12-00
Дубль-блок 300 МВт	К-300-240 ЛМЗ	уголь	< 8	гор.	1-30	←	1-05	→	0-20	1-25	2-55	2-10	3-35	5-05
			$\geq 8, < 30$	неост.	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	3-00	6-05	9-15
			$\geq 30, < 72$	неост.	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	3-50	6-55	10-05
			$\geq 72, < 120$	неост.	3-10	0-40	0-40	1-15	0-55	3-30	6-40	4-30	8-00	11-10
			≥ 120	хол.	3-10	0-40	0-40	1-00	1-50	4-10	7-20	5-10	9-20	12-30
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Д у б л	К - 30	у г о л	< 8	гор.	1-30	←	1-05	→	0-30	1-35	3-05	2-10	3-45	5-15

			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	3-15	6-20	9-30
			≥ 30, < 72	неост.	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	4-00	7-05	10-15
			≥ 72, < 120	неост.	3-10	0-40	0-40	1-15	0-55	3-30	6-40	4-45	8-15	11-25
			≥ 120	хол.	3-10	0-40	0-40	1-00	1-50	4-10	7-20	5-20	9-30	12-40
Моноблок 330 МВт	К – 330 – 23.5, с котлом с циркулиру ющим кипящим слоем	уголь	< 8	гор.	1-40	←	3-00	→	0-20	3-20	5-00	13-00	16-20	18-00
			≥ 8, < 30	неост.	2-30	←	3-20	→	1-00	4-20	6-50	15-00	19-20	21-50
			≥ 30, < 72	неост.	3-30	←	5-00	→	1-00	6-30	9-30	16-00	23-00	25-30
			≥ 72, < 120	неост.	3-50	←	6-30	→	1-00	7-30	11-20	16-00	23-30	27-20
			≥ 120	хол.	3-50	←	6-30	→	1-00	7-30	11-20	16-00	23-30	27-20
Моноблок 500 МВт	К-500-240 ХТГЗ	уголь	< 8	гор.	1-30	←	1-10	→	0-30	1-40	3-10	2-40	4-20	5-50
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	3-10	→	0-45	3-55	7-05	3-15	7-10	10-20
			≥ 30, < 48	неост.	3-10	←	3-00	→	0-50	3-50	7-00	4-00	7-50	11-00
			≥ 48, < 72	неост.	3-10	←	3-00	→	0-50	3-50	7-00	4-10	8-00	11-10
			≥ 72, < 120	неост.	3-10	0-50	0-40	1-40	1-00	4-10	7-20	4-30	8-40	11-50
			≥ 120	хол.	3-10	0-50	0-40	1-40	1-30	4-40	7-50	5-00	9-40	12-50
Моноблок 660 МВт	CLN660-24.2/566/566 Харбин	уголь	< 8	гор.	1-30	←	1-30	→	0-25	1-55	3-25	0-50	2-45	4-15
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	3-45	→	0-30	4-15	7-25	2-00	6-15	9-25
			≥ 30, < 120	неост.	3-10	←	3-45	→	2-00	5-45	8-55	2-10	7-55	11-05
			≥ 120	хол.	3-10	1-00	0-40	1-45	3-00	6-25	9-35	3-20	9-45	12-55
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Мо ноб лок 800	К- 800- 240	Газ, маз	< 8	гор.	1-30	←	1-30	→	0-15	1-45	3-15	2-40	4-25	5-55
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	3-25	→	0-30	3-55	7-05	3-10	7-05	10-15

			$\geq 30, < 48$	неост.	3-10	←	3-40	→	0-40	4-20	7-30	3-30	7-50	11-00
			$\geq 48, < 72$	неост.	3-10	←	3-40	→	0-45	4-25	7-35	3-50	8-15	11-25
			$\geq 72, < 120$	неост.	3-10	1-00	0-40	1-45	0-45	4-10	7-20	5-00	9-10	12-20
			$\geq 120^I$	хол.	3-10	1-00	0-40	1-45	1-20	4-45	7-55	6-00	10-45	13-55
			$\geq 120^{II}$,	хол.	3-10	1-00	0-40	1-45	1-50	5-15	8-25	6-00	11-15	14-25
			$\geq 120^{III}$	хол.	3-10	1-00	0-40	1-45	2-20	5-45	8-55	6-00	11-45	14-55
Моноблок 800 МВт	К-800-240 ЛМЗ	уголь	< 8	гор.	1-30	←	1-50	→	0-15	2-05	3-35	3-00	5-05	6-35
			$\geq 8, < 30$	неост.	3-10	←	3-40	→	0-30	4-10	7-20	3-50	8-00	11-10
			$\geq 30, < 48$	неост.	3-10	←	3-50	→	0-40	4-30	7-40	4-10	8-40	11-50
			$\geq 48, < 72$	неост.	3-10	←	3-50	→	0-45	4-35	7-45	4-30	9-05	12-15
			$\geq 72, < 120$	неост.	3-10	1-00	0-40	1-45	0-45	4-10	7-20	5-55	10-05	13-15
			$\geq 120^I$	хол.	3-10	1-00	0-40	1-45	1-20	4-45	7-55	6-55	11-40	14-50
			$\geq 120^{II}$,	хол.	3-10	1-00	0-40	1-45	1-50	5-15	8-25	6-55	12-10	15-20
$\geq 120^{III}$	хол.	3-10	1-00	0-40	1-45	2-20	5-45	8-55	6-55	12-40	15-50			

* также для энергоблоков 200 МВт с турбинами: К-205-130, К-210-130, К-215-130 и К-225-130

I – при температуре паровпуска ЦСД $\geq 90, < 120$ градусов

II – при температуре паровпуска ЦСД $\geq 60, < 90$ градусов

III - при температуре паровпуска ЦСД < 60 градусов

Примечания:

1. Нормативы действуют только при пусках генерирующего оборудования из состояния «Резерв».
2. Нормативные величины продолжительности этапов пусковых операций определены требованиями заводов-производителей и результатами пуска оборудования из различных тепловых состояний.
3. При пусках энергоблоков после длительного отключенного состояния:
 - если проводилась обработка котлов октадециламином (ОДА), продолжительность предпусковых операций увеличивается на 1 час;
 - если время нахождения энергоблока в холодном резерве составило более 30 суток и проведено необходимое в связи с этим дренирование водяных контуров котла, продолжительность предпусковых работ увеличивается на 1,5 часа - время заполнения котла водой перед пуском (после консервации);
 - при необходимости задействования пускорезервной котельной общая продолжительность пуска увеличивается на время пуска котельной.

4. Нормативы продолжительности пуска энергоблоков мощностью 150–800 МВт тепловых электростанций из различных тепловых состояний не распространяются:
 - на энергоблоки мощностью 150 МВт с барабанными котлами сверхвысокого давления ($P_{бар} \geq 16$ МПа) и турбинами СВК-150 (160) ЛМЗ (первая очередь Черепетской ГРЭС);
 - на энергоблок мощностью 500 (400) МВт Назаровской ГРЭС (ст. № 7) из-за особенностей его тепловой схемы и системы топливоприготовления.
5. Для моноблоков мощностью 300 МВт с двухкорпусными котлами с несимметричными схемами пароводяного тракта (например, моноблок с котлами ТПП-110 ТКЗ) продолжительность пуска устанавливается как для дубль-блоков 300 МВт.
6. Продолжительность пусков энергоблоков, перемаркированных в установленном порядке как энергоблоки измененной (чаще всего уменьшенной) номинальной мощности, принимается равной продолжительности пусков блоков проектной мощности.
7. Продолжительность пуска дубль-блоков из холодного и неостывшего состояний (после отключенного состояния 48 часов и более) на одном котлоагрегате сокращается на 1 час.
8. Для энергоблока №10 Троицкой ГРЭС (как единственного энергоблока станции), для растопки котлов пуско-отопительной котельной и прогрева трансфера до энергоблока, суммарное время от команды на пуск до включения в сеть увеличивается в период с апреля по октябрь / в период с ноября по март:
 - из горячего состояния – на 4 часа 00 минут / 2 часа 50 минут;
 - из неостывшего состояния 2 – на 3 часа 10 минут / 2 часа 00 минут;
 - из неостывшего состояния 1 – на 4 часа 10 минут / 2 часа 00 минут;
 - из холодного состояния – на 5 часов 10 минут / 3 часа 00 минут.

ТГ – турбогенератор.

¹ N ном – номинальная мощность.

¹ ЦВД – цилиндр высокого давления.

¹ ЦСД – цилиндр среднего давления.

III. Методика определения максимальной нормативной продолжительности пуска ПГУ

1. Настоящая Методика применяется для определения максимальной нормативной продолжительности пуска для типоразмеров ПГУ, не указанных в Нормативах продолжительности пуска генерирующего оборудования тепловых электростанций.

2. Для ПГУ установленной (номинальной) мощностью **от 39 до 120 МВт** включительно:

2.1. Продолжительность предпусковых работ:

2.1.1. Для блока и первого полублока:

- горячее состояние: 80 мин.;
- неостывшее состояние: 100 мин.;
- холодное состояние: 130 мин.

2.1.2. Для второго полублока:

- горячее состояние: 40 мин.;
- неостывшее и холодное состояние: 70 мин.

2.2. Продолжительность пуска ГТУ, в т.ч. набора оборотов до синхронизации:

2.2.1. При пуске блока и первого полублока - согласно приведенной далее таблицы.

2.2.2. При пуске второго полублока: 80% времени, указанного в таблице.

2.3. Продолжительность пуска ПТУ, составляющая:

2.3.1. При пуске блока:

- горячее состояние: $30 + 0.92x(N-39)$ мин.;
 - неостывшее состояние: $35 + 1.17x(N-39)$ мин.;
 - холодное состояние: $95 + 1.30x(N-39)$ мин.,
- где N – установленная мощность ПГУ в МВт.

2.3.2. При пуске первого полублока: 50% времени, согласно п. 2.3.1.

2.3.3. При пуске второго полублока:

- горячее и неостывшее состояние: 30 мин.;
- холодное состояние: 40 мин.

3. Для ПГУ установленной (номинальной) мощностью **свыше 120 МВт**

3.1. Продолжительность предпусковых работ:

3.1.1. Для блока и первого полублока:

- горячее состояние: 100 мин.;
- неостывшее и холодное состояние: 190 мин.

3.2. Продолжительность пуска ГТУ, в т.ч. набора оборотов до синхронизации:

3.2.1. При пуске блока и первого полублока: согласно приведенной далее таблицы.

3.2.2. При пуске второго полублока: 80% времени, указанного в таблице.

3.3. Продолжительность пуска ПТУ, составляющая:

3.3.1. При пуске блока:

- горячее состояние: 120 мин.;
- неостывшее состояние: $130 + 0.26x(N-120)$ мин.;
- холодное состояние: $200 + 0.21x(N-120)$ мин.,

где N – установленная мощность ПГУ в МВт.

3.3.2. При пуске первого полублока: 50% времени, согласно п. 3.3.1.

3.3.3. При пуске второго полублока:

- горячее и неостывшее состояние: 30 мин.;
- холодное состояние: 40 мин.

4. Для одновальных ПГУ: на основе данных по нормативам продолжительности пуска ПГУ-400 (без расцепной муфты).

5. Для надстроенных ПГУ: проводится индивидуально, с учетом промежуточных паровых объемов, а также нормативных величин продолжительности пуска ПГУ-220 и ПГУ-800.

Таблица

Продолжительность пуска ГТУ в составе ПГУ

Тип ГТУ	Мощность ГТУ, МВт	Продолжительность пуска, мин		
		При пуске из холодного и неостывшего состояния	При пуске из горячего состояния	В том числе время набора оборотов до включения в сеть
ГТГ-12 ВЕ, ДЖ-59Л	12	40	30	15
ГТД-15-02	15	60	40	7
ГТД-20С	20	60	40	7
ГТ-25-710	25	60	40	12
MS5001N	26	70	50	11
SGT700, GT10C	28,4	70	50	11
LM2500+	29,0	70	50	11
PG6581, MS6001(B)	40,6	70	50	11
LM6000-PF, PD, PD sprint MS6001B	45,6	70	50	11
	41			
SGT800	45,0	70	50	11
V64.3A	65,8	70/61	50/41	19/10
ГТЭ-110	110	80/74	60/54	30/24
PG9171E	125	80	60	20
ГТЭ-160, V94.2	155	80/73	60/53	16/9
GT13E2	168	80/67	60/47	34/21
SGT5-4000F	277	80	60	30
PG6111FA, MS6001FA	77	80	60	25
MS9001FB	270	80	60	25
M701F4	304	80	60	25
PG9351FA, 109FA	255,6	150 -неост. 195 -холодн.	90	13

Примечание: через дробь указаны параметры ускоренного пуска, допускаемые производителем ГТУ в аварийных ситуациях (справочные данные).

Приложение 8

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

Методические рекомендации по расчету ремонтных снижений мощности электростанций

1. Общие положения

1.1. Настоящие Методические рекомендации по расчету ремонтных снижений мощности электростанций (далее по тексту – Методические рекомендации) разработаны в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности.

1.2. Методические рекомендации определяют основные условия и рекомендуемый порядок расчета показателей ремонтного снижения мощности, рабочей мощности и величины ремонтной площадки электростанций, соответствующих плановым графикам ремонтов основного и вспомогательного генерирующего оборудования электростанций.

1.3. Настоящие Методические рекомендации являются рекомендуемым документом для АО «СО ЕЭС», а также участников оптового рынка, ответственного за формирование показателей ремонтного снижения и рабочей мощности электростанций.

2. Основные принципы расчета ремонтного снижения мощности электростанций

2.1. Рабочая мощность и ремонтное снижение мощности электростанций, обусловленное выводом в ремонт основного и вспомогательного оборудования, должно определяться с учетом:

- календарных графиков ремонтов основного и вспомогательного оборудования и сооружений электростанций;
- собственных ограничений установленной мощности паровых, газовых и гидравлических турбин, паросиловых и парогазовых энергоблоков, детандер-генераторных установок и прочих генерирующих агрегатов электростанций;

- общегрупповых ограничений установленной мощности и их распределения между генерирующими агрегатами;
- схем соединения основного и вспомогательного оборудования электростанций;
- энергетических характеристик основного и вспомогательного оборудования.

В случае если в отношении электростанции действуют факторы, приводящие к вынужденному недоиспользованию ее установленной мощности и не зависящие от электростанции, при расчете ремонтной площадки указанное снижение мощности должно быть отнесено к ограничению установленной мощности электростанции.

2.2. Расчет ремонтного снижения и рабочей мощности должен проводиться в отдельности по каждой генерирующему агрегату. Суммарные показатели по электростанции в целом должны определяться как сумма соответствующих показателей по отдельным генерирующим агрегатам.

2.3. Расчет ремонтного снижения и рабочей мощности электростанций должен проводиться по календарным суткам. В качестве расчетного подпериода принимается совокупность календарных суток, исходные данные для расчета в которых (состав основного и вспомогательного оборудования, величины ограничений установленной мощности, распределение тепловых нагрузок между генерирующими агрегатами) неизменны.

В качестве расчетного периода может приниматься произвольный временной интервал, состоящий из одного или нескольких расчетных подпериодов, в том числе календарный месяц, год.

Допускается проведение одного расчета для всех суток одного расчетного подпериода.

Итоговая величина ремонтного снижения и рабочей мощности за расчетный период определяется как средневзвешенный показатель по времени.

2.4. При расчете ремонтного снижения и рабочей мощности должен быть обеспечен учет вывода в ремонт исчерпывающего перечня основного и вспомогательного оборудования электростанции, определяемого спецификой схемы соединения основного и вспомогательного оборудования конкретной электростанции.

2.5. В настоящих Методических рекомендациях в качестве единицы измерения электрической мощности принят мегаватт (МВт).

Алгоритм определения ремонтных снижений и рабочей мощности электростанций приведен на рис. 1.

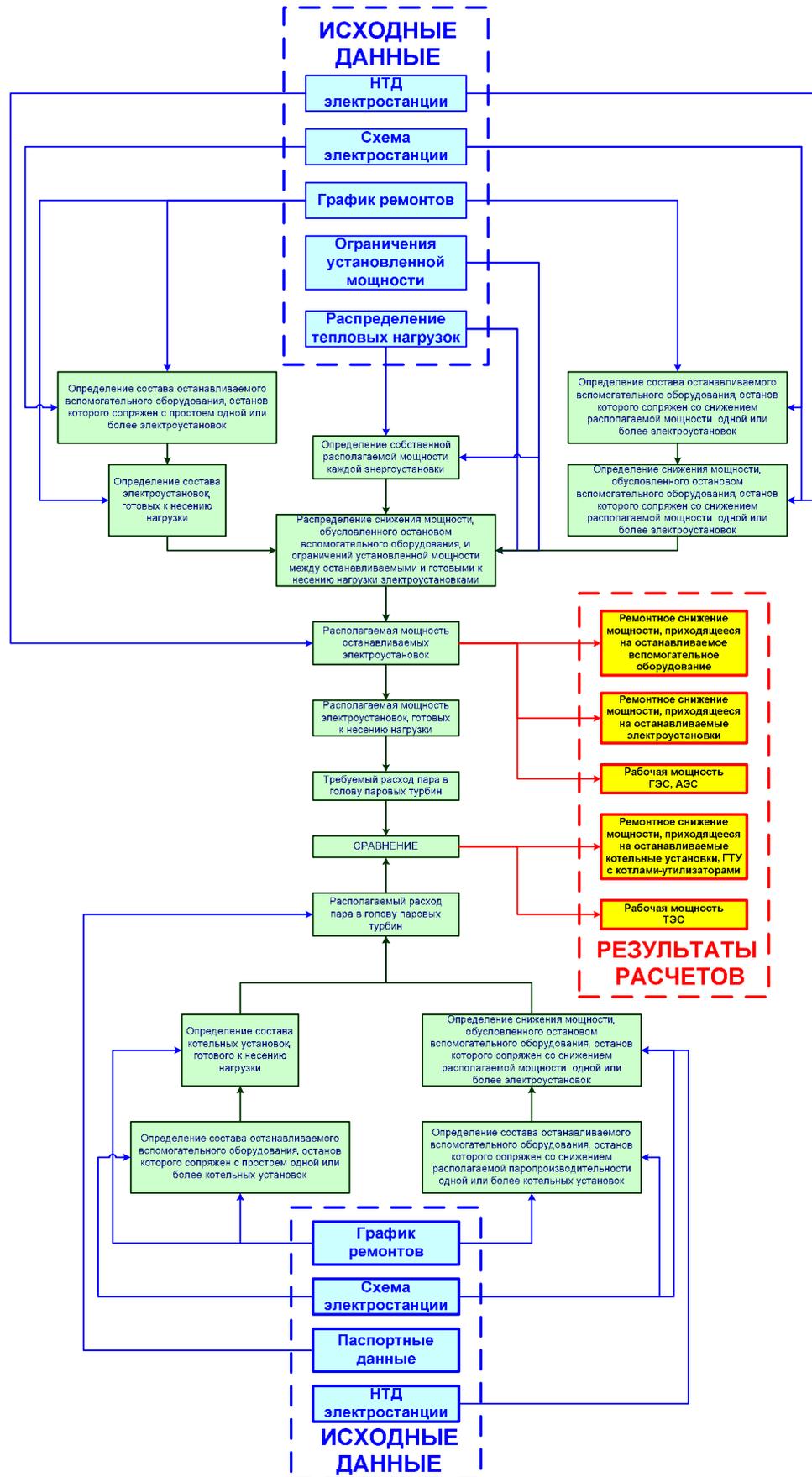


Рис. 1. Алгоритм определения ремонтных снижений и рабочей мощности электростанций.

3. Алгоритм расчета рабочей мощности и ремонтного снижения мощности ТЭС

3.1. Для каждого генерирующего агрегата ТЭС с учетом собственных ограничений установленной мощности определяется ее собственная располагаемая мощность:

$$N_{расп}^{эу\ собств} = N_{ном}^{эу} - \sum_{a=1}^A N_{огр\ a}^{эу\ собств} \quad (1), \text{ где:}$$

$N_{расп}^{эу\ собств}, МВт$ – собственная располагаемая мощность генерирующего агрегата ТЭС;

$N_{ном}^{эу}, МВт$ – установленная (номинальная) мощность генерирующего агрегата ТЭС;

a – порядковый номер причины возникновения собственного ограничения установленной мощности генерирующего агрегата ТЭС;

A – количество причин возникновения собственных ограничений установленной мощности, имеющих место на генерирующем агрегате ТЭС;

$N_{огр\ a}^{эу\ собств}, МВт$ – величина собственного ограничения установленной мощности по причине a генерирующего агрегата ТЭС.

3.2. Для каждого генерирующего агрегата ТЭС с учетом первоначально распределенных на нее долей общегрупповых ограничений установленной мощности определяется ее первоначальная располагаемая мощность:

$$N_{0\ расп}^{эу} = N_{расп}^{эу\ собств} - \sum_{b=1}^B N_{огр\ b}^{групп\ 0} \quad (2), \text{ где:}$$

$N_{0\ расп}^{эу}, МВт$ – первоначальная располагаемая мощность генерирующего агрегата ТЭС;

b – порядковый номер группы генерирующих агрегатов, в которую входит генерирующий агрегат ТЭС;

B – количество групп генерирующих агрегатов, в которые входит генерирующий агрегат ТЭС;

$N_{огр\ b}^{групп\ 0}, МВт$ – доля общегруппового ограничения установленной мощности группы генерирующих агрегатов b , первоначально распределенная на генерирующий агрегат ТЭС.

3.3. Согласно плановому графику ремонтов основного и вспомогательного энергетического оборудования на планируемый расчетный подпериод определяется

состав выводимых в ремонт ГР.

Фактическая производительность каждой останавливаемой градирни (т/ч) переводится в снижение активной мощности (МВт), которое будет иметь место на технологически связанных с ними генерирующих агрегатах, имеющих конденсаторы:

$$N_{рем}^{ГР} = f(W_{факт}^{ГР}) \quad (3), \text{ где:}$$

$W_{факт}^{ГР}, \text{ м}^3 / \text{ч}$ – фактическая производительность останавливаемой градирни;

$N_{рем}^{ГР}, \text{ МВт}$ – суммарное снижение мощности, обусловленное остановом градирни фактической производительностью $W_{факт}^{ГР}$, приходящееся на все технологически с ней связанные генерирующего агрегата ТЭС с конденсаторами.

Перевод осуществляется на основании соответствия между $1 \text{ м}^3/\text{ч}$ производительности выводимой в ремонт градирни и количеством МВт активной нагрузки генерирующих агрегатов ТЭС с конденсаторами, обеспечиваемыми указанной производительностью.

Соответствие между производительностью градирни и активной нагрузкой генерирующего агрегата с конденсаторами, технологически связанной с рассматриваемой градирней, должно определяться согласно НТД электростанции.

В случае отсутствия в НТД необходимых характеристик рассматриваемое соответствие определяется согласно следующему соотношению:

$$N_{рем}^{ГР} = \frac{W_{факт}^{ГР}}{(160 \dots 200)}.$$

3.4. Суммарное снижение мощности, обусловленное остановом каждой градирни, должно распределяться между всеми технологически связанными с ней генерирующими агрегатами ТЭС с конденсаторами с учетом особенностей схемы технического водоснабжения ТЭС (взаимное расположение конденсатора генерирующего агрегата и градирни, протяженность и гидравлическое сопротивление циркуловода и т.п.).

При невозможности учета вышеуказанных факторов снижение мощности распределяется пропорционально первоначальным располагаемым мощностям рассматриваемых генерирующих агрегатов ТЭС:

$$N_{\text{доп рем } c}^{GP} = N_{\text{рем}}^{GP} \times \frac{N_{\theta \text{ расн } c}^{\text{эу}}}{\sum_{c=1}^C N_{\theta \text{ расн } c}^{\text{эу}}} \leq N_{\theta \text{ расн } c}^{\text{эу}} \quad (4), \text{ где:}$$

C – порядковый номер генерирующего агрегата ТЭС, связанной с останавливаемой градиней;

C – количество генерирующих агрегатов ТЭС, связанных с останавливаемой градиней;

$N_{\text{допрем}}^{GP}, \text{ МВт}$ – доля суммарного снижения мощности, обусловленного остановом градини фактической производительностью $W_{\text{факт}}^{GP}$, распределенная на генерирующий агрегат ТЭС с конденсатором C (величина $N_{\text{допрем}}^{GP}$ не может превышать первоначальную располагаемую мощность генерирующего агрегата).

В случае если на генерирующем агрегате ТЭС с конденсатором, технологически связанной с останавливаемой градиней, отсутствуют ограничения установленной мощности, обусловленные работой СТВ, то дополнительно распределенное на него снижение мощности, обусловленное остановом градини, учитывается в дальнейшем расчете как доля общегруппового ограничения, обусловленного работой СТВ.

В случае если генерирующий агрегат ТЭС с конденсатором, технологически связанный с останавливаемой градиней, имеет ограничения установленной мощности, обусловленные работой СТВ, то дополнительно распределенное на него снижение мощности, обусловленное остановом градини, прибавляется к первоначальной доле указанного ограничения, распределенной на рассматриваемый генерирующий агрегат.

3.5. С учетом ожидаемых ограничений установленной мощности, дополнительных снижений располагаемой мощности, обусловленных остановом градин, и их перераспределения рассчитывается располагаемая мощность оставшихся в работе ТГ, ГТУ, ПГУ, БЛ и прочих генерирующих агрегатов ТЭС, а также ремонтное снижение генерирующих агрегатов, выводимых в ремонт.

Расчет должен учитывать изменения распределения прогнозных тепловых нагрузок между генерирующими агрегатами ТЭС, особенностей тепловой схемы ТЭС и режимов работы основного и вспомогательного оборудования и осуществляться по приведенному ниже алгоритму с использованием НТД электростанции.

3.5.1. В соответствии с плановым графиком ремонтов основного и вспомогательного энергетического оборудования на расчетный подпериод определяется состав выводимых в ремонт ТГ, ГТУ, ПГУ, БЛ и прочих генерирующих агрегатов ТЭС.

3.5.2. При выводе в ремонт ТГ, БЛ, ПГУ или иного генерирующего агрегата ТЭС, входящего в состав группы генерирующих агрегатов, на него распределяются доли соответствующего общегруппового ограничения (включая доли снижения мощности, обусловленного останом ГР), имевшие место на оставшихся в работе генерирующий агрегатах ТЭС, входящих в рассматриваемую группу.

Распределение осуществляется в объеме, не превышающем собственную располагаемую мощность выводимой в ремонт генерирующего агрегата ТЭС:

$$N_{огр\ b}^{групп\ доп} = \sum N_{огр\ b}^{групп} \times \frac{N_{расп\ d}^{эу\ собств}}{\sum_{d=1}^D N_{расп\ d}^{эу\ собств}} \leq N_{расп\ d}^{эу\ собств} \quad (5), \text{ где:}$$

$N_{огр\ b}^{групп\ доп}$, $МВт$ – доля общегруппового ограничения установленной мощности группы генерирующих агрегатов b (включая доли снижения мощности, обусловленного останом ГР), дополнительно распределенная на выводимую в ремонт генерирующий агрегат ТЭС;

$\sum N_{огр\ b}^{групп}$, $МВт$ – суммарная величина общегруппового ограничения установленной мощности группы генерирующих агрегатов b (включая доли снижения мощности, обусловленного останом ГР);

d – порядковый номер выводимой в ремонт генерирующего агрегата ТЭС, входящей в группу генерирующих агрегатов b ;

D – количество выводимых в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС, входящих в группу генерирующих агрегатов d .

3.5.3. Величина ремонтного снижения выводимой в ремонт генерирующего агрегата ТЭС определяется как разность между ее собственной располагаемой мощностью, дополнительно распределенными долями общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных останом градирен:

$$N_{рем\ огр}^{эу} = N_{расп}^{эу\ собств} - \sum_{b=1}^B N_{огр\ b}^{групп\ доп} \geq 0 \quad (6), \text{ где:}$$

$N_{\text{рем.огр}}^{\text{зу}}$, MBn – ремонтное снижение мощности на каждом выводимом в ремонт ТГ, БЛ, ПГУ и иной генерирующему агрегату ТЭС, определенное с учетом вывода прочих генерирующих агрегатов ТЭС, останова ГР и перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности.

В случае вывода в ремонт ТГ с противодавлением типов «Р», «ПР», «ГР», «ПТР» величина ремонтного снижения должна приниматься равной 0, за исключением случая, когда выполняются следующие условия:

на останавливаемый турбоагрегат с противодавлением распределена тепловая нагрузка;

в случае останова рассматриваемого турбоагрегата его тепловая нагрузка полностью, либо частично не может быть перераспределена на оставшиеся в работе турбоагрегаты, готовые к несению нагрузки (т.е. резервирование тепловой нагрузки недостаточно, либо отсутствует, потребитель тепла переводится на снабжение от РОУ, либо пиковых водогрейных котлов).

Ремонтное снижение мощности в данном случае должно соответствовать величине тепловой нагрузки турбоагрегата, которая не может быть перераспределена на иные турбоагрегаты, готовые к несению нагрузки, и определяться согласно НТД электростанции.

3.5.4. В случае если суммарная величина общегруппового ограничения превышает располагаемую мощность выводимых в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС, ремонтное снижение мощности выводимых в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС принимается равным 0, а оставшаяся доля общегруппового ограничения (включая доли снижения мощности, обусловленного останом ГР) перераспределяется между оставшимися в работе генерирующими агрегатами ТЭС, входящими в рассматриваемую группу генерирующих агрегатов.

Распределение осуществляется пропорционально собственным располагаемым мощностям оставшихся в работе агрегатов ТЭС:

$$N_{\text{огр } b}^{\text{зуп доп}} = \left(\sum N_{\text{огр } b}^{\text{зуп}} - \sum_{e=1}^E \left(N_{\text{огр } b}^{\text{зуп } 0} + N_{\text{огр } b}^{\text{зуп доп}} \right)_e \right) \times \frac{N_{\text{расп } f}^{\text{зу собств}}}{\sum_{f=1}^F N_{\text{расп } f}^{\text{зу собств}}} \geq 0 \quad (7), \text{ где:}$$

e – порядковый номер выведенной в ремонт генерирующего агрегата ТЭС, входящей в группу генерирующих агрегатов b ;

E – количество выведенных в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС, входящих в группу генерирующих агрегатов b ;

f – порядковый номер оставшейся в работе генерирующего агрегата ТЭС, входящей в группу генерирующих агрегатов b ;

F – количество оставшихся в работе генерирующих агрегатов ТЭС, входящих в группу генерирующих агрегатов b .

В случае если рассматриваемый генерирующий агрегат входит в несколько групп генерирующих агрегатов, то распределение долей в каждой последующей группе осуществляется с учетом ранее распределенных долей в других группах.

Приоритет типов общегрупповых ограничений установленной мощности при распределении их долей на каждую выводимую в ремонт генерирующий агрегат ТЭС определяется на основании анализа вклада каждой генерирующего агрегата в соответствующее общегрупповое ограничение и устанавливается в следующем порядке:

- 1) ограничения, обусловленные работой системы технического водоснабжения и снижения мощности, вызванные остановом ГР;
- 2) ограничения, обусловленные особенностями отпуска тепловой энергии;
- 3) сетевые ограничения;
- 4) прочие общегрупповые ограничения.

В случае если согласно плановому графику ремонтов основного и вспомогательного оборудования ни один из генерирующих агрегатов ТЭС не выведен в ремонт, то распределение долей общегрупповых ограничений установленной мощности (включая доли снижения мощности, обусловленного остановом градирен) между генерирующими агрегатами должно соответствовать исходному.

3.5.5. Располагаемая мощность каждого генерирующего агрегата ТЭС, оставшегося в работе, определяется как разность между его собственной располагаемой мощностью, дополнительно распределенными долями общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных остановом градирен:

$$N_{I\text{ расн}}^{\text{эу}} = N_{\text{ расн}}^{\text{эу собств}} - \sum_{b=1}^B N_{\text{ оgrp } b}^{\text{эрун доп}} \geq 0 \quad (8), \text{ где:}$$

$N_{I\text{ расн}}^{\text{эу}}$, **МВт** – располагаемая мощность генерирующего агрегата ТЭС, определенная с учетом останова ГР и перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности при выводе в ремонт иных генерирующих агрегатов ТЭС.

Располагаемая мощность каждого оставшегося в работе генерирующего агрегата ТЭС, технологически не зависящей от режима работы системы технического водоснабжения ТЭС, определяется только с учетом перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности.

3.6. Определение итоговых величин ремонтных снижений и рабочей мощности отдельных генерирующих агрегатов ТЭС и ТЭС в целом основано на сравнении требуемого расхода пара в голову оставшихся в работе генерирующих агрегатов и располагаемого расхода пара, который могут обеспечить паровые котлы, ГТУ с котлами-утилизаторами и РОУ, и осуществляется по следующему алгоритму:

3.6.1. С учетом прогнозируемого распределения тепловых нагрузок между генерирующими агрегатами согласно НТД электростанции определяется требуемый расход пара в голову каждого ТГ, соответствующий его располагаемой мощности, определенной при фактических величинах параметров пара в регулируемых отборах:

$$D_0^{\text{треб}} = f(N_{I\text{ расн}}^{\text{эу}}; Q_m; D_n) \quad (9), \text{ где:}$$

$D_0^{\text{треб}}$, $m / ч$ – требуемый расход пара в голову оставшегося в работе ТГ;

Q_m , $Гкал / ч$ – прогнозируемая тепловая нагрузка ТГ теплофикационных параметров;

D_n , $m / ч$ – прогнозируемая тепловая нагрузка ТГ производственных параметров.

При отсутствии данных о прогнозном распределении тепловых нагрузок между генерирующими агрегатами ТЭС выбор расчетных тепловых нагрузок и соответствующих используемых в расчете энергетических характеристик должен осуществляться по следующему алгоритму:

- Для ТГ типов «Т», «ПТ», «ТР», «ПТР», «Р» (работающих на теплосеть):

в зимний месяц отопительного периода Q_m принимается равной 100% номинальной тепловой нагрузки ТГ;

в весенний (осенний) месяц отопительного периода Q_m принимается равной 50% номинальной тепловой нагрузки ТГ;

в неотапительный период Q_m принимается равной 0;

- Для ТГ типов «П», «ПТ», «ПТР» D_m принимается равной 50% номинальной тепловой нагрузки ТГ;

- Для ТГ типов «Р», «ПР», «ТР», «ПТР», отпускающих пар противодавления не на нужды теплосети, величина D_m принимается в соответствии с ожидаемыми величинами ограничений установленной мощности рассматриваемых ТГ при номинальной величине противодавления в соответствии с паспортными характеристиками ТГ.

3.6.2. В соответствии с графиком ремонтов основного и вспомогательного энергетического оборудования на расчетный подпериод определяется состав выводимых в ремонт ПК, ГТУ с КУ.

Согласно паспортным данным с учетом фактического состояния оборудования определяется располагаемая паропроизводительность каждого оставшегося в работе ПК $D_{расч}$.

3.6.3. Для каждой группы генерирующих агрегатов, снабжающейся паром от одних и тех же ПК, ГТУ с КУ, определяется суммарная располагаемая паропроизводительность оставшихся в работе ПК, ГТУ с КУ и сравнивается с суммарным требуемым расходом пара в голову оставшихся в работе ТГ в составе рассматриваемой группы генерирующих агрегатов в целях определения наличия дефицита, либо избытка паропроизводительности.

$$\Delta D_0 = \sum_{g=1}^G D_{расч\ g} - \sum_{h=1}^H D_{0\ h}^{треб} \quad (10), \text{ где:}$$

g – порядковый номер оставшегося в работе ПК, связанного с рассматриваемой группой генерирующих агрегатов;

G – количество оставшихся в работе ПК, связанных с рассматриваемой группой генерирующих агрегатов;

h – порядковый номер оставшейся в работе генерирующего агрегата в составе рассматриваемой группы;

H – количество ТГ оставшихся в работе генерирующих агрегатов в составе рассматриваемой группы.

3.6.4. В случае если $\Delta D_0 \geq 0$ ремонтное снижение на выводимых в ремонт ПК, ГТУ с КУ принимается равным 0.

3.6.5. В случае если $\Delta D_0 < 0$, то ремонтное снижение на выводимых в ремонт ПК, ГТУ с КУ определяется по следующему алгоритму:

3.6.5.1. Величина дефицита паропроизводительности должна распределяться между оставшимися в работе ТГ, снабжающимися паром от рассматриваемой группы ПК, ГТУ с КУ, с учетом особенностей тепловой схемы ТЭС (удаленность того или иного ТГ от рассматриваемого ПК, ГТУ с КУ, положение запорной арматуры и т.п.).

При невозможности учета вышеуказанных факторов распределение осуществляется по следующему алгоритму пропорционально требуемому расходу пара в голову каждого ТГ:

$$D_{0i}^{def} = \Delta D_0 \times \frac{D_{0i}^{tr\epsilon b}}{\sum_{i=1}^I D_{0i}^{tr\epsilon b}} \leq D_{0i}^{tr\epsilon b} \quad (11), \text{ где:}$$

i – порядковый номер оставшегося в работе ТГ, снабжающегося паром от рассматриваемой группы ПК, ГТУ с КУ;

I – количество оставшихся в работе ТГ, снабжающихся паром от рассматриваемой группы ПК, ГТУ с КУ;

D_{0i}^{def} , $m / ч$ – доля суммарного дефицита паропроизводительности, распределенная на оставшийся в работе турбоагрегат i .

3.6.5.2. Для каждого оставшегося в работе ТГ i определяется располагаемый расход пара в голову:

$$D_0^{pacn} = D_0^{tr\epsilon b} - D_0^{def} \quad (12), \text{ где:}$$

D_0^{pacn} , $m / ч$ – располагаемый расход пара в голову.

3.6.5.3. На основании располагаемого расхода пара в голову ТГ с учетом прогнозируемого распределения тепловых нагрузок между ТГ согласно НТД электростанции определяется его фактическая располагаемая мощность:

$$N_{pacn}^{zy} = f(D_0^{pacn}; Q_m; D_n) \quad (13), \text{ где:}$$

$N_{расч}^{эу}, MBn$ – фактическая располагаемая мощность оставшегося в работе ТГ, снабжающегося паром от рассматриваемой группы ПК, ГТУ с КУ.

Располагаемая мощность каждой оставшегося в работе генерирующего агрегата ТЭС, технологически не зависящего от располагаемой паропроизводительности, определяется с учетом настоящих Методических рекомендаций.

Выбор расчетных тепловых нагрузок и соответствующих используемых в расчете энергетических характеристик должен осуществляться с учетом настоящих Методических рекомендаций.

3.6.5.4. Для каждого оставшегося в работе ТГ, снабжающегося паром от рассматриваемой группы ПК, ГТУ с КУ, определяется снижение мощности, обусловленное остановом технологически связанных с ним ПК, ГТУ с КУ:

$$N_{рем}^{ПК} = N_{I расч}^{эу} - N_{расч}^{эу} \geq 0 \quad (14), \text{ где:}$$

$N_{рем}^{ПК}, MBm$ – снижение мощности ТГ, обусловленное остановом технологически связанных с ним ПК, ГТУ с КУ.

3.6.5.5. Для каждой группы останавливаемых ПК, ГТУ с КУ рассчитывается суммарное снижение мощности на всех технологически связанных с ними ТГ, обусловленное остановом ПК, ГТУ с КУ:

$$\Sigma N_{рем}^{ПК} = \sum_{i=1}^I N_{рем i}^{ПК} \quad (15), \text{ где:}$$

$\Sigma N_{рем}^{ПК}, MBm$ – суммарное снижение мощности, обусловленное остановом группы ПК, ГТУ с КУ.

3.6.5.6. Суммарное снижение мощности, обусловленное остановом группы ПК, ГТУ с КУ, распределяется между останавливаемыми ПК, ГТУ с КУ пропорционально их располагаемой паропроизводительности:

$$N_{ПК j} = \Sigma N_{рем}^{ПК} \times \frac{D_{расч j}}{\sum_{j=1}^J D_{расч j}} \quad (16), \text{ где:}$$

j – порядковый номер останавливаемого ПК, ГТУ с КУ;

J – количество ПК, выводимых в ремонт.

$N_{ПКj}, MBm$ – ремонтное снижение мощности, обусловленное остановом ПК, ГТУ с КУ j .

3.7. Итоговая величина рабочей мощности ТЭС в расчетном подпериоде определяется как сумма располагаемых мощностей отдельных генерирующих агрегатов ТЭС:

$$N_{раб}^{нпер} = \sum_{k=1}^K N_{I раснк}^{2y} + \sum_{l=1}^L N_{расnl}^{2y} \quad (17), \text{ где:}$$

$N_{раб}^{нпер}$ – средняя за расчетный подпериод рабочая мощность ТЭС;

k – порядковый номер оставшейся в работе генерирующего агрегата ТЭС, не зависящей от располагаемой паропроизводительности;

K – количество оставшихся в работе генерирующих агрегатов ТЭС, зависящих от располагаемой паропроизводительности;

l – порядковый номер оставшейся в работе генерирующего агрегата ТЭС, зависящей от располагаемой паропроизводительности;

L – количество оставшихся в работе генерирующих агрегатов ТЭС, зависящих от располагаемой паропроизводительности.

3.8. Рабочая мощность ТЭС в расчетном периоде определяется как средняя величина по всем расчетным подпериодам в составе расчетного периода, взвешенная по количеству календарных суток, входящих в каждый расчетный подпериод:

$$N_{раб}^{пер} = \frac{\sum_{m=1}^M (n \times N_{раб}^{нпер})_m}{N} \quad (18), \text{ где:}$$

$N_{раб}^{пер}, MBn$ – средняя рабочая мощность за расчетный период;

m – порядковый номер подпериода в составе расчетного периода;

M – количество подпериодов в расчетном периоде;

n – число календарных суток в расчетном подпериоде;

N – число календарных суток в расчетном периоде.

3.9. Ремонтное снижение мощности ТЭС, обусловленное выводом в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС, определяется как сумма ремонтных снижений мощности соответствующих генерирующих агрегатов, определенных с учетом

перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и остановов ГР:

$$N_{\text{ремэу}}^{\text{нпер}} = \sum_{o=1}^O N_{\text{рем оэро}}^{\text{эу}} \quad (19), \text{ где:}$$

$N_{\text{ремэу}}^{\text{нпер}}, MBm$ – ремонтное снижение мощности ТЭС, обусловленное выводом в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС;

O – порядковый номер выводимой в ремонт генерирующего агрегата ТЭС;

O – количество выводимых в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС.

3.10. Ремонтное снижение мощности ТЭС, обусловленное остановами ГР, определяется как сумма ремонтных снижений, обусловленных всеми останавливаемыми ГР:

$$N_{\text{рем ГР}}^{\text{нпер}} = \sum_p^P N_{\text{рем } p}^{\text{ГР}} \quad (20), \text{ где:}$$

$N_{\text{ремГР}}^{\text{нпер}}, MBm$ – ремонтное снижение мощности ТЭС, обусловленное остановом ГР;

P – порядковый номер останавливаемой ГР;

P – количество останавливаемых ГР.

3.11. Ремонтное снижение мощности ТЭС, обусловленное остановами ПК, ГТУ с КУ определяется как сумма ремонтных снижений, обусловленных всеми останавливаемыми ПК, ГТУ с КУ:

$$N_{\text{рем ПК}}^{\text{нпер}} = \sum_q^Q N_{\text{ПК } q} \quad (21), \text{ где:}$$

$N_{\text{ремПК}}^{\text{нпер}}, MBm$ – ремонтное снижение мощности ТЭС, обусловленное остановом ПК, ГТУ с КУ;

q – порядковый номер останавливаемого ПК, ГТУ с КУ;

Q – количество останавливаемых ПК, ГТУ с КУ.

3.12. Итоговое ремонтное снижение мощности ТЭС в расчетном подпериоде определяется как сумма ремонтных снижений, обусловленных выводом в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС и остановами ГР, ПК, ГТУ с КУ:

$$N_{\text{рем}}^{\text{нпер}} = N_{\text{ремэу}}^{\text{нпер}} + N_{\text{ремГР}}^{\text{нпер}} + N_{\text{ремПК}}^{\text{нпер}} \quad (22), \text{ где:}$$

$N_{рем}^{нпер}, МВт$ – ремонтное снижение мощности ТЭС в расчетном подпериоде.

3.13. Ремонтное снижение мощности ТЭС в расчетном периоде определяется как средняя величина по всем расчетным подпериодам в составе расчетного периода, взвешенная по количеству календарных суток, входящих в каждый расчетный подпериод:

$$N_{рем}^{нпер} = \frac{\sum_{m=1}^M (n \times N_{рем}^{нпер})_m}{N} \quad (18), \text{ где:}$$

$N_{рем}^{нпер}, МВт$ – среднее ремонтное снижение мощности за расчетный период.

4. Особенности определения ремонтного снижения мощности при выводе в ремонт отдельных элементов схемы ТЭС

4.1. Вывод в ремонт ЦНС учитывается остановом соответствующих ГР, технологически связанных с рассматриваемой ЦНС.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующих агрегатов ТЭС, обусловленное выводом в ремонт технологически связанной (связанных) с ними ЦНС, определяется с учетом фактической производительности останавливаемых ГР, технологически связанных с рассматриваемой ЦНС, по результатам расчета относится на выводимую в ремонт ЦНС.

Для ТЭС с прямоточной системой технического водоснабжения вывод ЦНС в ремонт учитывается остановом всех технологически связанных с выводимой в ремонт ЦНС генерирующих агрегатов ТЭС с конденсаторами.

Ремонтное снижение в данном случае принимается равным суммарной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов ТЭС с конденсаторами по результатам расчета относится на выводимую в ремонт ЦНС.

4.2. Расчет ремонтного снижения мощности генерирующих агрегатов ТЭС, обусловленного выводом в ремонт ЦВ, осуществляется с учетом особенностей тепловой схемы рассматриваемой электростанции.

В случае если установленные на ТЭС ГР технологически связаны с несколькими ЦВ, снабжающими конденсаторы ТГ охлаждающей водой, и каждый ТГ снабжается охлаждающей водой только одним ЦВ, вывод в ремонт ЦВ учитывается остановом соответствующих ТГ с конденсаторами. Расчет ремонтного снижения мощности,

обусловленного выводом в ремонт ЦВ, в данном случае осуществляется в соответствии с настоящими Методическими рекомендациями и относится на выводимый в ремонт ЦВ.

В случае если установленные на ТЭС ГР технологически связаны с одним ЦВ, снабжающим конденсаторы ТГ охлаждающей водой, вывод в ремонт ЦВ учитывается остановом соответствующих ГР. Расчет ремонтного снижения мощности, обусловленного выводом в ремонт ЦВ, в данном случае осуществляется в соответствии с настоящими Методическими рекомендациями и относится на выводимый в ремонт ЦВ.

Для ТЭС с прямоточной системой технического водоснабжения вывод ЦВ в ремонт учитывается остановом всех технологически связанных с выводимым в ремонт ЦВ генерирующих агрегатов ТЭС с конденсаторами.

Ремонтное снижение в данном случае принимается равным суммарной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов ТЭС с конденсаторами, определенной в соответствии с настоящими Методическими рекомендациями, и по результатам расчета относится на выводимый в ремонт ЦВ.

4.3. Вывод в ремонт ГРП учитывается остановом соответствующих ПК, ГТУ с КУ, технологически связанных с выводимым в ремонт ГРП.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующих агрегатов ТЭС, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ними ГРП, определяется с учетом фактической паропроизводительности останавливаемых ПК, ГТУ с КУ, технологически связанных с выводимым в ремонт ГРП, в соответствии с настоящими Методическими рекомендациями и по результатам расчета относится на выводимый в ремонт ГРП.

4.4. Вывод в ремонт ДТ учитывается остановом соответствующих ПК, технологически связанных с выводимой в ремонт ДТ.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующих агрегатов ТЭС, обусловленное выводом в ремонт технологически связанной с ними ДТ, определяется с учетом фактической паропроизводительности останавливаемых ПК, технологически связанных с выводимой в ремонт ДТ, по результатам расчета относится на выводимую в ремонт ДТ.

4.5. Вывод в ремонт ГПП учитывается остановом всех ТГ, ПК и ГТУ с КУ,

технологически связанных с выводимым в ремонт ГПП.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующих агрегатов ТЭС, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ними ГПП, определяется с учетом фактической паропроизводительности останавливаемых ПК и перераспределения общегрупповых ограничений и снижений мощности, обусловленных остановом ГР, между останавливаемыми и оставшимися в работе генерирующими агрегатами ТЭС.

Ремонтное снижение по результатам расчета относится на выводимый в ремонт ГПП.

4.6. Вывод в ремонт Г учитывается остановом соответствующей генерирующего агрегата ТЭС.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующего агрегата ТЭС, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней Г, определяется в соответствии с настоящими Методическими рекомендациями и по результатам расчета относится на выводимый в ремонт Г.

4.7. Вывод в ремонт ГР учитывается остановом соответствующей генерирующего агрегата ТЭС (генерирующих агрегатов ТЭС), технологически связанных с рассматриваемым ГР.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующего агрегата ТЭС (генерирующих агрегатов ТЭС), обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней (ними) ГР, определяется в соответствии с настоящими Методическими рекомендациями и по результатам расчета относится на выводимый в ремонт ГР.

4.8. Вывод в ремонт ПВО учитывается остановом соответствующего основного оборудования ТЭС (генерирующий агрегат, ПК, ГТУ с ПК), технологически связанного с выводимым в ремонт ПВО.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующего агрегата ТЭС (генерирующих агрегатов ТЭС), обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней (ними) ПВО, определяется в соответствии с настоящими Методическими рекомендациями и по результатам расчета относится на выводимое в ремонт ПВО.

4.9. В случае останова всех ГР, технологически связанных с генерирующими

агрегатами ТЭС с конденсаторами, ремонтное снижение, обусловленное остановом ГР, принимается равным суммарной первоначальной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов ТЭС с конденсаторами.

По результатам расчета суммарное ремонтное снижение распределяется между останавливаемыми ГР с учетом особенностей схемы ТЭС (удаленность ГР от генерирующего агрегата ТЭС, гидравлическое сопротивление ЦВ и т.п.), либо, при невозможности учета указанных факторов, распределяется пропорционально производительности останавливаемых ГР.

4.10. В случае останова всех ПК, ГТУ с КУ, технологически связанных с генерирующими агрегатами ТЭС, зависящими от располагаемой паропроизводительности, ремонтное снижение, обусловленное остановом ПК, ГТУ с КУ, принимается равным суммарной первоначальной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов ТЭС.

По результатам расчета суммарное ремонтное снижение распределяется между останавливаемыми ПК, ГТУ с КУ с учетом особенностей схемы ТЭС (удаленность ПК, ГТУ с КУ от генерирующего агрегата ТЭС, положение регулирующей арматуры и т.п.), либо, при невозможности учета указанных факторов, распределяется пропорционально паропроизводительности останавливаемых ПК, КУ.

4.11. В случае если по результатам перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных остановом ГР и прочего вспомогательного оборудования, изменена первоначальная располагаемая мощность приключенного ТГ, то при расчете ремонтных снижений необходимо учесть соответствующее изменение располагаемой мощности предвключенного ТГ.

4.12. Вывод в ремонт предвключенного (приключенного) ТГ учитывается остановом оставшегося приключенного (предвключенного) ТГ со снижением мощности, определенным по результатам перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных остановом ГР.

Итоговое ремонтное снижение мощности, равное суммарной располагаемой мощности приключенного и предвключенного ТГ, по результатам расчета относится на выводимый в ремонт предвключенный или приключенный ТГ.

4.13. Особенности учета вывода в ремонт энергоблочного оборудования.

4.13.1. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт ТГ в составе БЛ, определяется с учетом его располагаемой мощности и относится на соответствующий БЛ.

4.13.2. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт ПК в составе моноблока БЛ (двух корпусов ПК в составе дубль-блока БЛ), определяется с учетом располагаемой мощности ТГ в составе рассматриваемого БЛ и относится на соответствующий БЛ.

4.13.3. В случае вывода в ремонт корпуса ПК в составе дубль-блока БЛ ремонтное снижение мощности должно определяться по следующему алгоритму:

определяется располагаемая мощность ТГ в составе рассматриваемого БЛ;

согласно НТД определяется требуемый расход пара в голову ТГ и сравнивается с располагаемой паропроизводительностью, которая может быть обеспечена оставшимся в работе корпусом ПК в составе БЛ;

с учетом определенного дефицита, либо избытка пара, согласно НТД рассчитывается фактическая располагаемая мощность ТГ в составе рассматриваемого БЛ, на основании которой определяется ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт корпуса ПК;

по результатам расчета ремонтное снижение относится на соответствующий БЛ.

В общем случае ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт корпуса ПК, может быть принято равным 50% располагаемой мощности ТГ в составе рассматриваемого БЛ и отнесено на соответствующий БЛ.

4.13.4. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт Г, либо ТР в составе БЛ, определяется с учетом располагаемой мощности ТГ в составе рассматриваемого БЛ и по результатам расчета относится на соответствующий БЛ.

4.13.5. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт ТГ в составе ПГУ, определяется с учетом располагаемой мощности выводимого в ремонт ТГ и всех технологически связанных с ним ГТУ и относится на соответствующий ПГУ (если тепловой схемой энергоблока не предусмотрена автономная работа газовых турбин в составе энергоблока ПГУ).

4.13.6. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт всех ГТУ (КУ) в составе ПГУ, определяется с учетом располагаемой мощности выводимых

в ремонт ГТУ (либо останавливаемых вследствие вывода в ремонт КУ) и технологически связанного с ними ТГ и относится на соответствующий ПГУ.

4.13.7. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт одной ГТУ (одного КУ) в составе дубль-блока ПГУ, должно определяться по следующему алгоритму:

определяется располагаемая мощность ТГ в составе рассматриваемого ПГУ;

согласно НТД определяется требуемый расход пара в голову ТГ и сравнивается с располагаемой паропроизводительностью, которая может быть обеспечена оставшимся в работе КУ в составе БЛ при одной работающей ГТУ;

с учетом определенного дефицита, либо избытка пара, согласно НТД рассчитывается фактическая располагаемая мощность ТГ в составе рассматриваемого ПГУ, на основании которой определяется ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт одной ГТУ (одного КУ);

по результатам расчета ремонтное снижение относится на соответствующий ПГУ.

В общем случае ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт одной ГТУ (одного КУ) в составе дубль-блока ПГУ, может быть принято равным 50% располагаемой мощности ТГ в составе рассматриваемого ПГУ и отнесено на соответствующий ПГУ.

4.13.8. В случае если по результатам перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных остановом ГР, изменена первоначальная располагаемая мощность ТГ в составе ПГУ, то при расчете ремонтных снижений мощности необходимо учесть соответствующее изменение располагаемой мощности ГТУ в составе энергоблока ПГУ.

4.13.9. Вывод в ремонт ДКС учитывается остановом всех ГТУ и ТГ в составе рассматриваемого ПГУ. Ремонтное снижение мощности в данном случае определяется с учетом величины располагаемой мощности ТГ в составе ПГУ и располагаемой мощности ГТУ, соответствующей располагаемой мощности ТГ.

По результатам расчета ремонтное снижение относится на рассматриваемый ПГУ.

5. Приоритетность учета ремонтных снижений при одновременном выводе в ремонт различных типов оборудования электростанции

При одновременном выводе в ремонт различных типов оборудования электростанции при прочих равных условиях ремонтное снижение должно быть отнесено:

при выводе ДТ и ПК – на ДТ;

при выводе ГРП и ПК – на ГРП;

при выводе ГРП и ДТ – на ГРП;

при выводе ЦНС и ГР – на ЦНС;

при выводе ЦВ и ГР – на ЦВ;

при выводе ЦНС и ЦВ – на ЦНС;

при выводе ТГ (Г, ТР) и ГР – на ГР;

при выводе ТГ (Г, ТР) и ПК – на ТГ;

при выводе ГПП вместе с иным типом оборудования – на ГПП;

при выводе ПВО вместе с иным типом оборудования – на ПВО с учетом типа оборудования, останавливаемого вследствие вывода в ремонт ПВО и требований настоящего пункта.

6. Алгоритм расчета рабочей мощности и ремонтного снижения мощности генерирующих агрегатов АЭС

6.1. Алгоритм расчета рабочей мощности и ремонтных снижений мощности АЭС с учетом перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных остановом ГР и прочего вспомогательного оборудования, аналогичен расчетам для ТЭС.

6.2. Особенности определения ремонтного снижения мощности при выводе в ремонт отдельных элементов схемы АЭС:

6.2.1. В случае вывода в ремонт ТГ в составе дубль-блока АЭС ремонтное снижение мощности должно определяться с учетом его располагаемой мощности, рассчитанной по результатам перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных остановом ГР и по результатам расчета относиться на соответствующий БЛ.

6.2.2. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт Р в составе БЛ АЭС, определяется с учетом располагаемой мощности ТГ в составе рассматриваемого БЛ и относится на соответствующий БЛ.

6.2.3. В случае останова всех ГР, технологически связанных с генерирующей агрегатами АЭС с конденсаторами, ремонтное снижение, обусловленное остановом ГР, принимается равным суммарной первоначальной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов АЭС с конденсаторами и относится на соответствующий БЛ.

6.2.4. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт Г, либо ТР в составе БЛ АЭС, определяется с учетом располагаемой мощности ТГ в составе рассматриваемого БЛ и относится на соответствующий БЛ.

6.2.5. Вывод в ремонт ЦНС учитывается остановом соответствующих ГР, технологически связанных с рассматриваемой ЦНС.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующих агрегатов АЭС, обусловленное выводом в ремонт технологически связанной (связанных) с ними ЦНС, определяется с учетом фактической производительности останавливаемых ГР, технологически связанных с рассматриваемой ЦНС и относится соответствующий БЛ.

Для АЭС с прямоточной системой технического водоснабжения вывод ЦНС в ремонт учитывается остановом всех технологически связанных с выводимой в ремонт ЦНС генерирующих агрегатов АЭС с конденсаторами.

Ремонтное снижение в данном случае принимается равным суммарной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов АЭС с конденсаторами и относится на соответствующий БЛ.

6.2.6. Вывод в ремонт ЦВ учитывается остановом соответствующих ГР.

Для АЭС с прямоточной системой технического водоснабжения вывод ЦВ в ремонт учитывается остановом всех технологически связанных с выводимым в ремонт ЦВ генерирующих агрегатов АЭС с конденсаторами.

Ремонтное снижение в данном случае принимается равным суммарной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов АЭС с конденсаторами и относится на соответствующий БЛ.

6.2.7. Вывод в ремонт ПВО учитывается остановом соответствующего основного оборудования АЭС, технологически связанного с выводимым в ремонт ПВО.

В указанном случае ремонтное снижение мощности ТГ, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней (ними) ПВО относится на выводимое в ремонт ПВО.

7. Особенности определения ремонтных снижений и рабочей мощности ГЭС

7.1. Алгоритм расчета рабочей мощности и ремонтных снижений мощности ГЭС с учетом перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности аналогичен расчетам для ТЭС.

7.2. Особенности определения ремонтного снижения мощности при выводе в ремонт отдельных элементов схемы ГЭС:

7.2.1. Вывод в ремонт Г учитывается остановом соответствующего ГГ.

7.2.2. В указанном случае ремонтное снижение мощности ГГ, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней Г и относится на выводимый в ремонт Г.

7.2.3. Вывод в ремонт ТР учитывается остановом соответствующих ГГ, технологически связанных с рассматриваемым ТР.

В указанном случае ремонтное снижение мощности ГГ, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней (ними) ТР и относится на выводимый в ремонт ТР.

7.2.4. Вывод в ремонт ПВО учитывается остановом соответствующего основного оборудования ГЭС (ГГ, ТР, Г), технологически связанного с выводимым в ремонт ПВО.

В указанном случае ремонтное снижение мощности ГГ, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней (ними) ПВО и относится на выводимое в ремонт ПВО.

Приложение 9

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

**Форма заявления об учете ограничений (снижений) максимальной мощности от
величины изменения температуры наружного воздуха**

(исходящая дата и номер)

Заявление об учете ограничений (снижений) максимальной мощности от величины
изменения температуры наружного воздуха

(Фирменное наименование организации - собственника или иного законного владельца оборудования)

направляю данные о зависимости ограничений (снижений) максимальной мощности

(наименование, маркировка и станционный номер, название электростанции)

от величины изменения температуры наружного воздуха для учета при подтверждении
способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии.

Приложение на 1 л. в 1 экз.

(должность подписанта)

(фамилия и инициалы подписанта)

**Зависимость ограничений (снижений) максимальной мощности (наименование
включенного блочного генерирующего оборудования и электростанции) от величины
изменения температуры наружного воздуха ***

Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка

№ п/п	Температура наружного воздуха	Максимальная мощность генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ)** , МВт	Ограничение (снижение) максимальной мощности в связи с увеличением температуры*** , МВт
1	-40		
2	-35		
3	-30		
4	-25		
5	-20		
6	-15		
7	-10		
8	-5		
9	0		
10	5		
11	10		
12	15		
13	20		
14	25		
15	30		
16	35		
17	40		

* – для многовалльных ПГУ заполняется в отношении каждой ГТУ в составе ПГУ;

** – указывается справочно и не используется при подтверждении способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии;

*** – определяется как разность предшествующего и текущего значений максимальной мощности генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ).

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
по проверке обеспечения устойчивой работы генерирующего
оборудования ТЭС в течение не менее 30 минут при его выделении
на свои собственные нужды.**

1. Общие положения.

Настоящие методические рекомендации определяют:

- Методику проведения контрольных испытаний по проверке обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС в течение не менее 30 минут при его выделении на свои собственные нужды.
- Порядок оценки результатов испытаний.

2. Методика проведения испытаний по проверке обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС в течение не менее 30 минут при его выделении на свои собственные нужды.

2.1 До проведения испытаний должны быть выполнены следующие подготовительные мероприятия:

2.1.1 Выполнена проверка способности автоматической системы регулирования испытываемых газовых турбин удерживать частоту их вращения ниже уставки срабатывания автомата безопасности при мгновенном сбросе до нуля электрической нагрузки генератора.

2.1.2 При наличии паровых турбин в составе испытываемого оборудования должна быть выполнена проверка работоспособности и готовность к работе в автоматическом режиме быстродействующих редуционно-охладительных установок.

2.1.3 Должна быть проверена работоспособность автоматических регуляторов, технологических защит и аварийной и предупредительной сигнализации испытываемого генерирующего оборудования.

2.1.4 Должна быть проверена готовность программно-технических комплексов испытываемого генерирующего оборудования к регистрации с дискретностью не более

1 с и хранению параметров, которые необходимо контролировать при проведении испытаний (перечень параметров определяется на этапе разработки и согласования с соответствующим диспетчерским центром программы испытаний).

2.1.5 Должна быть разработана и согласована с соответствующим диспетчерским центром программа испытаний по проверке обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования в течение не менее 30 минут при его выделении на свои собственные нужды.

2.1.6 Должна быть оформлена и подана диспетчерская заявка в соответствующий диспетчерский центр, содержащая время начала и окончания испытаний, и требуемые для проведения испытаний значения нагрузки испытываемого генерирующего оборудования. В заявке должна быть указана возможность аварийного отключения испытываемого генерирующего оборудования.

2.2 Условия и порядок проведения испытаний.

2.2.1 Во время испытаний не должны выполняться другие работы на генерирующем оборудовании, на котором проводятся испытания.

2.2.2 Все основные автоматические регуляторы, технологические защиты и сигнализации, соответствующие согласно инструкциям по эксплуатации генерирующего оборудования его исходному режиму (исходной нагрузке), должны быть введены в работу. Настройки регуляторов и уставки срабатывания защит и сигнализаций во время испытаний должны соответствовать значениям, принятым при эксплуатации генерирующего оборудования.

2.2.3 Во время испытаний возможно аварийное отключение генерирующего оборудования, на котором проводятся испытания.

2.2.4 Испытания проводятся при работе генерирующего оборудования на основном топливе.

2.2.5 Испытания проводятся в следующей последовательности:

- Подтвердить готовность персонала электростанции к проведению испытаний.
- Получить разрешение на проведение испытаний от диспетчера соответствующего диспетчерского центра.

- На испытываемом генерирующем оборудовании набрать нагрузку, соответствующую максимуму его регулировочного диапазона, соответствующему условиям окружающей среды на момент проведения испытаний.
- Выполнить отключение испытываемого оборудования от электрической сети с переводом на питание собственных нужд.
- Средствами программно-технических комплексов испытываемого генерирующего оборудования осуществлять регистрацию контролируемых параметров с дискретностью не более 1 секунды.
- Проверить обеспечение устойчивой работы испытываемого генерирующего оборудования на свои собственные нужды в течение не менее 30 минут.
- По истечении 30 минут устойчивой работы испытываемого оборудования получить разрешение диспетчера соответствующего диспетчерского центра на включение указанного оборудования в сеть.
- После разрешения диспетчера выполнить включение испытываемого оборудования в сеть методом точной синхронизации.

3. Оценка результатов испытаний.

Испытания признаются успешными, если испытываемое оборудование устойчиво проработало на свои собственные нужды в течение не менее 30 минут и затем было успешно синхронизировано с энергосистемой.

Приложение 11

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

Форма заявления об учете величины максимальной мощности ГЭС, которая может быть многократно (не менее 2 раз) набрана в течение суток из остановленного состояния в течение 20 минут и поддерживаться в течение не менее 40 последующих минут в случае ступенчатого набора ГЭС нагрузки

(исходящая дата и номер)

В целях учета при определении регулировочной мощности ГЭС в рамках подтверждения готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии данных о ступенчатом наборе нагрузки ГЭС _____,
(наименование электростанции)

направляю информацию о величине максимальной мощности ГЭС, которая может быть многократно (не менее 2 раз) набрана в течение суток из остановленного состояния в течение 20 минут и поддерживаться в течение не менее 40 последующих минут.

Приложение на X л. в 1 экз.

В приложении приводится описание причин, обуславливающих ступенчатый набор нагрузки ГЭС, а также представляются обосновывающие документы.

(должность подписанта)

(фамилия и инициалы подписанта)

Зависимость величины нагрузки (наименование электростанции) от времени

№ п/п	Величина нагрузки, МВт	Суммарное время из остановленного состояния до набора соответствующей нагрузки *, мин
1		10
2		20
3		30
4		40
5		50
6		60
...

* – данные указываются с шагом 10 минут. Последнее указываемое значение времени должно соответствовать минимальному времени набора максимальной нагрузки из остановленного состояния всех гидрогенераторов.

Приложение 12

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

**Форма проекта Решения об отсутствии технической возможности участия
генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты**

СОГЛАСОВАНО

УТВЕРЖДАЮ

должность /от АО «СО ЕЭС»/

должность /от объекта электроэнергетики/

дата, личная подпись, расшифровка подписи

« ____ » _____ 20 ____ г.

дата, личная подпись, расшифровка подписи

« ____ » _____ 20 ____ г.

Решение

**об отсутствии технической возможности участия в общем первичном
регулировании частоты генерирующего оборудования**

диспетчерское наименование объекта электроэнергетики

В связи с _____

*кратко указываются технические причины невозможности участия генерирующего оборудования
объекта электроэнергетики в ОПРЧ*

принято настоящее решение о технической невозможности участия в общем
первичном регулировании частоты:

диспетчерское наименование оборудования, без возможности участия в ОПРЧ

Приложение: _____

реквизиты заключения организации - изготовителя или экспертной организации

Приложение 13

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

Методика оценки участия гидроэлектростанций в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности

1. Общие положения

При оценке участия ГЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ) используются следующие критерии:

1. «Непредоставление резервов вторичного регулирования»
2. «Недостаточная точность регулирования мощности»
3. «Наличие колебательного процесса»

Оценка участия ГЭС в АВРЧМ производится на часовых интервалах. Из интервалов контроля исключаются периоды времени, когда ГЭС не находилась под управлением от ЦС (ЦКС) АРЧМ (в централизованном режиме).

Для ГЭС, участвующих в АВРЧМ только в режиме АОП, расчет по критерию «Непредоставление резервов вторичного регулирования» не производится, расчет по критерию «Недостаточная точность регулирования» производится для периодов времени, когда величина телеизмерения «Выход ЗВМ» по модулю более значения 0,5 МВт.

Данные, используемые при проведении контроля:

– телеизмерения (ТИ) и телесигналы (ТС), передаваемые из ГРАМ ГЭС в ЦС (ЦКС) АРЧМ:

ТИ «Мощность», ТИ «Плановая мощность», ТИ «Частотная коррекция (первичная мощность)», ТИ «Выход ЗВМ», ТИ «Частота», ТИ «Диапазон на загрузку», ТИ «Диапазон на разгрузку», ТС «Централизованный», ТС «Минимум», ТС «Максимум», ТС «Блокировка»;

– ТИ из ЦС (ЦКС) АРЧМ: величина заданных для ГЭС резервов на загрузку, величина заданных для ГЭС резервов на разгрузку;

– данные из уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования (ПАК MODES-Terminal) на каждый час суток: максимальная заявленная мощность ГЭС, минимальная заявленная мощность ГЭС.

Значения параметров алгоритмов и уставок срабатывания по каждому из критериев указаны в карте уставок и параметров алгоритмов критериев контроля участия гидроэлектростанций (ГЭС) в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

2. Математические обозначения

$f(t)$ – «Частота» [Гц];

$P_{\text{факт}}(t)$ – «Фактическая активная мощность» [МВт];

$P_{\text{план}}(t)$ – «Плановая мощность» [МВт];

$P_{звм}(t)$ – «Выход ЗВМ» [МВт];

$S_{ц}(t)$ – «Централизованный»;

$P_{чк}(t)$ – требуемая первичная мощность [МВт];

$R_{загр.план}(t)$ – «Заданный резерв на загрузку» [МВт];

$R_{разгр.план}(t)$ – «Заданный резерв на разгрузку» [МВт];

$R_{загр.ост}(t)$ – «Диапазон на загрузку» [МВт];

$R_{разгр.ост}(t)$ – «Диапазон на разгрузку» [МВт]

$R_{загр.факт}(t)$ – «Фактические резервы на загрузку» [МВт]

$R_{разгр.факт}(t)$ – «Фактические резервы на разгрузку» [МВт]

X (написание полужирным шрифтом) – массив, состоящий из нескольких элементов: $X = \{X_i, i = 1..N\}$ (здесь i – индекс элементов массив, N – количество элементов массива).

3. Критерий 1 «Непредоставление резервов вторичного регулирования»

Критерий предназначен для выявления факта непредоставления ГЭС, участвующими в АВРЧМ, заданных резервов вторичного регулирования.

Используемая информация

Сигналы:

- Массив значений задания вторичной мощности (ТИ «Выход ЗВМ») [МВт] – $P_{звм} = \{P_{звм,i}, i = 1..n\}$.
- Массив значений резерва на загрузку (ТИ «Диапазон на загрузку») [МВт] – $R_{загр.ост} = \{R_{загр.ост,i}, i = 1..n\}$.
- Массив значение резерва на разгрузку (ТИ «Диапазон на разгрузку») [МВт] – $R_{разгр.ост} = \{R_{разгр.ост}, i = 1..n\}$.
- Массив значений заданных резервов АВРЧМ на загрузку [МВт] – $R_{загр.план} = \{R_{загр.план,i}, i = 1..n\}$.
- Массив значений заданных резервов АВРЧМ на разгрузку [МВт] – $R_{разгр.план} = \{R_{разгр.план,i}, i = 1..n\}$.
- Максимальная мощность [МВт] – $P_{макс}$.

Параметры алгоритма:

Величина упреждения определения исчерпания вторичных резервов, относительная [%] – $\Delta_{R,отн}$.

Максимальная допустимая длительность отклонений [сек]

Алгоритм решения

- 1) Расчет фактических резервов на загрузку $R_{загр.факт}$ и разгрузку $R_{разгр.факт}$:

$$R_{загр.факт,i} = \max(P_{звм,i}, 0) + R_{загр.ост,i}$$

$$R_{\text{разгр.факт},i} = \max(P_{\text{звм},i}, 0) - R_{\text{разгр.ост},i}$$

- 2) Нахождение интервалов непредоставления резервов вторичного регулирования (нарушений) на загрузку и разгрузку.

Моменты времени непредоставления резервов определяются следующим образом:

$$M_{\text{загр},i} = R_{\text{загр.план},i} - \min(0,01 \cdot \Delta_{R,\text{отн}} \cdot P_{\text{макс}}; \Delta_{R,\text{абс}}) - R_{\text{загр.факт},i} > 0$$

$$M_{\text{разгр},i} = -R_{\text{разгр.план},i} - \min(0,01 \cdot \Delta_{R,\text{отн}} \cdot P_{\text{макс}}; \Delta_{R,\text{абс}}) + R_{\text{разгр.факт},i} > 0$$

- 3) Исключение из дальнейших расчётов интервалов с нарушениями, длительность которых меньше максимальной допустимой длительности отклонений, и соответствующих им моментов времени.
- 4) Расчёт суммарной длительности непредоставления резервов АВРЧМ (на загрузку и разгрузку):

$$T_{\text{нар.загр}} = \sum_{\substack{i \in [1;3601] \\ M_{\text{загр},i}}} 1$$

$$T_{\text{нар.разгр}} = \sum_{\substack{i \in [1;3601] \\ M_{\text{разгр},i}}} 1$$

- 5) Расчёт суммарной величины непредоставленных резервов АВРЧМ (на загрузку и разгрузку):

$$V_{\text{нар.загр}} = \sum_{\substack{i \in [1;3601] \\ M_{\text{загр},i}}} \max(0, R_{\text{загр.план},i} - \min(0,01 \cdot \Delta_{R,\text{отн}} \cdot P_{\text{макс}}; \Delta_{R,\text{абс}}) - R_{\text{загр.факт},i})$$

$$V_{\text{нар.разгр}} = \sum_{\substack{i \in [1;3601] \\ M_{\text{разгр},i}}} \max(0, -R_{\text{разгр.план},i} - \min(0,01 \cdot \Delta_{R,\text{отн}} \cdot P_{\text{макс}}; \Delta_{R,\text{абс}}) + R_{\text{разгр.факт},i})$$

Результаты решения

- суммарная длительность непредоставления вторичных резервов (на загрузку и разгрузку);
- суммарная величина непредоставленных резервов АВРЧМ (на загрузку и разгрузку).

4. Критерий 2 «Недостаточная точность регулирования мощности»

Критерий предназначен для выявления случаев несоответствия ГЭС установленным требованиям регулирования мощности при подключении к ЦКС (ЦС) АРЧМ.

Используемая информация

Сигналы:

- Массив значений фактической мощности ГЭС (ТИ «Мощность») [МВт] – $P_{\text{факт}} = \{P_{\text{факт},i}, i = 1..n\}$.
- Массив значений плановой мощности ГЭС (ТИ «Плановая мощность») [МВт] – $P_{\text{план}} = \{P_{\text{план},i}, i = 1..n\}$.
- Массив значений задания вторичной мощности (ТИ «Выход ЗВМ») [МВт] – $P_{\text{ЗВМ}} = \{P_{\text{ЗВМ},i}, i = 1..n\}$.
- Массив значений требуемой первичной мощности (ТИ «Частотная коррекция (первичная мощность)») [МВт] – $P_{\text{чк}} = \{P_{\text{чк},i}, i = 1..n\}$.
- Массив значения сигнала ТС «Централизованный».
- Максимальная мощность [МВт] – $P_{\text{макс}}$.

Параметры алгоритма:

- Максимальная заявленная мощность ГЭС – $P_{\text{макс}}$.
- Допустимая задержка [сек] – t_{delay} .
- Максимальное допустимое отклонение [%] – Δ_P .
- Максимальная допустимая длительность отклонений [сек] – t_{out} .
- Признак работы ГЭС в режиме АОП.

Алгоритм решения

- 1) Расчёт суммарного задания мощности:

$$P_{\text{зад},i} = P_{\text{план},i} + P_{\text{чк},i} + P_{\text{ЗВМ},i}$$

- 2) Расчёт верхней и нижней допустимых границ:

$$P_{\text{вг.доп},i} = \max_{j \in [i-t_{\text{delay}}, i]} (P_{\text{зад},j}) + 0,01 \cdot \Delta_P \cdot P_{\text{макс}}$$

$$P_{\text{нг.доп},i} = \min_{j \in [i-t_{\text{delay}}, i]} (P_{\text{зад},j}) - 0,01 \cdot \Delta_P \cdot P_{\text{макс}}$$

- 3) Нахождение интервалов выхода фактической мощности $P_{\text{факт}}$ за допустимые границы $P_{\text{вг.доп}}$ и $P_{\text{нг.доп}}$, которые произошли в централизованном режиме. Для ГЭС, находящихся только под управлением АОП, так же должно выполняться условие:

$$|P_{\text{ЗВМ},i}| > 0,5$$

- 4) Исключение из расчётов интервалов с нарушениями, у которых одновременно и длительность не больше максимальной допустимой длительности отклонений t_{out} , и величина не больше максимальной допустимой величины отклонений V_{out} – оставление интервалов, у которых длительность больше максимальной допустимой t_{out} или величина больше максимальной допустимой V_{out} .
- 5) Подсчет суммарной длительности выхода фактической мощности за допустимые границы.

Результаты решения

Суммарная длительность выхода фактической мощности за допустимые границы.

5. Критерий 3 «Наличие колебательного процесса»

Критерий предназначен для выявления по значениям фактической мощности ГЭС, участвующей в АВРЧМ, нежелательного колебательного процесса.

Используемая информация

Сигналы:

- Массив значений фактической мощности (ТИ «Мощность») [МВт] $P_{\text{факт}} = \{P_{\text{факт},i}, i = 1..n\}$.

- Максимальная мощность [МВт] – $P_{\text{макс}}$.

Параметры алгоритма:

- Максимальная допустимая амплитуда колебаний [% $P_{\text{макс}}$].

- Максимально допустимая мера колебательности

Алгоритм решения

1) Нормируется сигнал фактической мощности:

$$P_i = \frac{P_{\text{факт},i}}{P_{\text{макс}}}$$

2) Выбирается сетка полос для детектирования колебаний.

Детектирование колебаний на часовом отрезке выполняется посредством скользящего окна. Ширина окна выбирается таким образом, чтобы в нем укладывалось несколько периодов. Сдвиг окна – около периода. Нижняя граница периода колебаний – 5 сек, верхняя граница периода колебаний – 600 сек. Для лучшего детектирования колебаний с разными периодами вся полоса [5 сек; 10 мин] разбивается на несколько полос с одинаковым соотношением верхней границы к нижней. Это отношение должно быть не больше 2, чтобы исключить повторяемость кратных периодов.

3) Для каждой полосы с параметрами [$T_{\text{нр}}$; $T_{\text{вр}}$] выполняются пункты 3-7.

4) Выполняется фильтрация высокочастотных (шумовых) и низкочастотных (плавно меняющийся тренд) составляющих сигнала активной мощности.

Исключение из исходного сигнала высокочастотных составляющих выполняется фильтром скользящего среднего с параметром (шириной окна) равным $\left[\frac{T_{\text{нр}}}{4}\right]$:

$$X = \text{AVG}\left(P, \left[\frac{T_{\text{нр}}}{4}\right]\right)$$

Исключение из исходного сигнала низкочастотных составляющих выполняется фильтром скользящего среднего с параметром (шириной окна) равным $[T_{\text{вр}} * 4]$:

$$S = \text{AVG}(P, [T_{\text{вр}} * 4])$$

5) Рассчитывается сигнал O – колебания мощности на искомым нежелательных частотах относительно нуля:

$$O_i = X_i - S_i$$

- 6) Часовой интервал делится на окна шириной $T_{max} * 5$, и для каждого окна вычисляется автокорреляционная функция (АКФ), минимум АКФ в полосе получастот ($[T_{нг}/2, T_{вг}/2]$), максимум АКФ в полосе частот ($[T_{нг}, T_{вг}]$), мера колебательности, амплитуда колебаний и период колебаний.
- 7) Определяется наличие колебательного процесса при выполнении следующих условий:
- минимум АКФ в полосе получастот – меньше нуля;
 - максимум АКФ в полосе частот – больше нуля;
 - мера колебательности – больше максимального допустимого значения меры колебательности;
 - амплитуда колебаний – больше максимального допустимого значения амплитуды.

Результаты решения

каждый зафиксированный колебательный процесс с параметрами:

- моменты начала и конца колебательного процесса;
- амплитуда колебаний;
- период колебаний;
- мера колебательности.

Карта уставок и параметров алгоритмов критериев оценки участия гидроэлектростанций в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности

Параметры и уставки	Значение
Критерий 1 «Непредоставление резервов вторичного регулирования»	
величина упреждения определения исчерпания вторичных резервов, %Р _{макс}	1
максимальная допустимая длительность отклонений, сек	15
Критерий 2 «Недостаточная точность поддержания мощности»	
допустимая задержка, сек	15
максимальная допустимая длительность отклонений, сек	15
максимальное допустимое отклонение мощности, %Р _{макс}	1
Критерий 3 «Наличие колебательного процесса»	
максимальная допустимая амплитуда колебаний, %Р _{макс}	1
максимально допустимая величина колебательности	1,55

Приложение 14

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по оценке участия генерирующего оборудования в общем первичном
регулировании частоты

Приложение 15

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

**Порядок определения требуемого объема мощности, используемого для
определения спроса на мощность в ценовых зонах оптового рынка для целей
проведения конкурентного отбора мощности**

1. Область применения

1.1. Настоящий Порядок определения требуемого объема мощности, используемого для определения спроса на мощность в ценовых зонах оптового рынка для целей проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности (далее – Порядок) разработан в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 (далее соответственно – конкурентный отбор мощности, Правила оптового рынка) и определяет порядок расчета:

- прогнозируемого максимального объема потребления мощности;
- вероятных объемов снижения доступной мощности генерирующего оборудования;
- требуемого объема мощности.

1.2. Определение прогнозируемого максимального объема потребления мощности, вероятных объемов снижения доступной мощности генерирующего оборудования и определенного на их основании объема требуемой генерирующей мощности в соответствии с настоящим Порядком осуществляется АО «СО ЕЭС» в отношении ценовых зон оптового рынка.

1.3. Действие положений настоящего Порядка не распространяется на технологии оперативного управления электроэнергетическим режимом и краткосрочного планирования.

2. Термины и определения

Прогноз потребления мощности по территориям территориальных энергосистем – значение прогноза потребления мощности по территориям территориальных энергосистем, учтенное при формировании прогнозных показателей потребления электрической энергии (мощности), предусмотренных в схеме и программе развития на соответствующий период, утвержденной в соответствии с Правилами разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556.

Среднесуточная фактическая температура территориальной энергосистемы – среднесуточная температура наружного воздуха, рассчитанная как средневзвешенная по доле электропотребления энергорайона (территории предприятия

электрических сетей, энергоузла и пр.), в котором осуществляется замер температуры воздуха в суммарном потреблении по территории территориальной энергосистемы.

Среднегодовое фактическое значение температуры территориальной энергосистемы – среднее арифметическое значений среднесуточных температур наружного воздуха по территории территориальной энергосистемы, зафиксированных в сутки прохождения максимума потребления активной мощности этой энергосистемы за 10 зимних периодов, предшествующих дате публикации информации для проведения конкурентного отбора мощности.

Конкурентный отбор мощности – долгосрочный конкурентный отбор мощности, проводимый в соответствии с Правилами оптового рынка.

Коэффициенты влияния температурного фактора на потребление электрической энергии (мощности) территориальной энергосистемы – характеристика зависимости максимума потребления мощности территориальной энергосистемы от температуры наружного воздуха во всем диапазоне температур, определяемой фактической на момент выполнения расчетов структурой потребителей территориальной энергосистемы, за каждые сутки 3 лет, предшествующих году проведения конкурентного отбора мощности, последний из которых заканчивается не ранее чем за 45 дней до даты публикации информации для проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности.

Коэффициент регионального совмещения максимума потребления мощности территориальной энергосистемы – доля потребления территориальной энергосистемы в час максимума потребления мощности ценовой зоны относительно собственного характерного суточного максимума потребления мощности.

Показатели неготовности – показатели неготовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии, определенные в соответствии с Правилами оптового рынка при невыполнении (частичном невыполнении) условий поддержания генерирующего оборудования в состоянии готовности к выработке электрической энергии в части соблюдения максимальных почасовых значений мощности.

Зимний период – период, состоящий из трех последовательных полных месяцев с декабря по февраль, заканчивающийся не позднее чем за 45 дней до даты публикации информации для проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности.

3. Порядок определения коэффициентов регионального совмещения максимума потребления мощности территориальной энергосистемы

На основании статистических данных о фактическом почасовом потреблении мощности территориальной энергосистемы j в рабочие дни d 3 (трех) последних зимних периодов в отношении каждого зимнего периода y строится суточный профиль потребления каждой территориальной энергосистемы j и ценовой зоны z в целом:

$$P_{j,y,h}^{\text{профиль}} = \frac{\sum_{h \in d \in y} P_h^{\text{факт.потр}}}{d_y},$$

где y – зимний период, d – рабочие дни, относящиеся к зимнему периоду y ; d_y – число рабочих дней в зимнем периоде y .

Суточный профиль ценовой зоны строится путем суммирования суточных профилей всех энергосистем, входящих в соответствующую ценовую зону.

Для каждого суточного профиля потребления каждой территориальной энергосистемы j и ценовой зоны z в целом для каждого зимнего периода y определяются часы максимума потребления мощности территориальных энергосистем и ценовой зоны, к которой отнесена данная территориальная энергосистема, – $H_{j,y}^{max}$ и $H_{z,y}^{max}$ соответственно.

Для каждой территориальной энергосистемы j определяется коэффициент регионального совмещения k_j^{per} , соответствующий среднему за 3 (три) последних зимних периода y отношению потребления мощности территориальной энергосистемы j в час максимума потребления мощности ценовой зоны $H_{z,y}^{max}$ к потреблению мощности $H_{j,y}^{max}$ в час максимума потребления мощности территориальной энергосистемы j .

$$k_j^{per} = \sum_y \frac{P_{j,y,H_{z,y}^{max}}^{факт.потр}}{P_{j,y,H_{j,y}^{max}}^{факт.потр}} / 3$$

где $P_{j,y,H_{z,y}^{max}}^{факт.потр}$ – значение фактического потребления мощности территориальной энергосистемы j в час максимума потребления мощности данной территориальной энергосистемы $H_{j,y}^{max}$, определенное на основании суточного профиля потребления мощности энергосистемы, сформированного за рабочие сутки d зимнего периода y ;

$P_{j,y,H_{z,y}^{max}}^{факт.потр}$ – значение фактического потребления мощности территориальной энергосистемы j в час максимума потребления мощности ценовой зоны $H_{z,y}^{max}$, определенное на основании суточного профиля потребления мощности энергосистемы, сформированного за рабочие сутки d зимнего периода y .

4. Порядок определения прогнозируемого максимального объема потребления мощности с учетом влияния температурного фактора

Прогнозируемые максимальные объемы потребления мощности территориальных энергосистем с учетом влияния температурного фактора ($P_{j,d}^{прогноз.темп}$) определяются исходя из значений прогноза потребления мощности по каждой территориальной энергосистеме на год, на который проводится конкурентный отбор мощности, приведенных к среднесуточным температурам наружного воздуха в соответствующих территориальных энергосистемах в каждом сутках d 20-ти последних зимних периодов ($T_{j,d}^{факт}$), и характеристик зависимости максимумов потребления мощности территориальных энергосистем от фактической температуры наружного воздуха ($k_{j,r}^{T.B}$).

$$P_{j,d}^{прогноз.темп} = P_j^{прогноз} \times e^{\left(\frac{k_{j,r}^{T.B}}{100} \times (T_{j,d}^{расч} - T_{j,d}^{исх})\right)},$$

где

$P_j^{прогноз}$ – значение прогноза потребления мощности по территориям территориальных

энергосистем j на год, на который проводится конкурентный отбор мощности, учтенное при формировании прогнозных показателей потребления электрической энергии (мощности), предусмотренных в схеме и программе развития электроэнергетических систем России на соответствующий период, утвержденной в соответствии с Правилами разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556;

$k_{i,r}^{Т.В.}$ – коэффициенты влияния изменения среднесуточной температуры наружного воздуха территориальной энергосистемы j на максимум потребления мощности территориальной энергосистемы j , определяемые для интервалов температур r , рассчитанные на основании статистических данных за каждые сутки 3 лет, предшествующих году проведения конкурентного отбора мощности, при этом последний из которых заканчивается не ранее чем за 45 дней до даты публикации информации для проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности;

$T_{j,d}^{расч}$ и $T_{j,d}^{исх}$ – расчетное и исходное значение температур наружного воздуха территориальной энергосистемы j в интервале температур r , находящемся в диапазоне температур от $T_{j,d}^{факт}$ до $T_j^{ср.мн.лет}$.

$T_{j,d}^{факт}$ – среднесуточная температура наружного воздуха территориальной энергосистемы j , рассчитанная как средневзвешенная по доле электропотребления энергорайона (территории предприятия электрических сетей, энергоузла и пр.) i , в котором осуществляется замер температуры воздуха, в суммарном потреблении мощности по территории территориальной энергосистемы j в сутки d :

$$T_{j,d}^{факт} = \sum \left(\frac{T_{i,d}^{ср.факт} \times \Delta_i}{\sum \Delta_i} \right),$$

где

$T_{i,d}^{ср.факт}$ – значение температуры наружного воздуха, полученное путем усреднения измерений фактической температуры в точке замера ($T_{i,h}^{факт}$), произведенных в определенные часы суток d через одинаковые интервалы времени n :

$$T_{i,d}^{ср.факт} = \frac{\sum T_{i,d}^{факт}}{n},$$

где

n – количество измерений температуры за сутки;

Δ_i – электропотребление энергорайона i за три года, предшествующих году проведения конкурентного отбора мощности, при этом последний из которых заканчивается не ранее чем за 45 дней до даты публикации информации для проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности;

$\sum \Delta_i$ – электропотребление территориальной энергосистемы j , в состав которой входят энергорайоны i , за три года, предшествующих году, проведения конкурентного отбора мощности, при этом последний из которых заканчивается не ранее чем за 45 дней до даты публикации информации для проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности;

$T_j^{\text{ср.мн.лет}}$ – среднеарифметическое значений среднесуточных температур наружного воздуха территориальной энергосистемы j , зафиксированных в сутки прохождения максимума потребления активной мощности этой энергосистемы ($D_{j,Y}^{\text{max}}$) за 10 последних зимних периодов.

$$T_j^{\text{ср.мн.лет}} = \frac{\sum T_{j,D_{j,Y}^{\text{max}}}^{\text{факт}}}{10},$$

где

$T_{j,D_{j,Y}^{\text{max}}}^{\text{факт}}$ – среднесуточная температура наружного воздуха территориальной энергосистемы j , зафиксированная в сутки прохождения максимума потребления активной мощности этой энергосистемы ($D_{j,Y}^{\text{max}}$) в зимний период у.

В случае, если значения температур $T_{j,d}^{\text{факт}}$ и $T_j^{\text{ср.мн.лет}}$ находятся в разных температурных диапазонах, выполняется последовательное приведение показателя прогнозируемого максимального объема потребления мощности от значения $T_j^{\text{ср.мн.лет}}$ к температуре, соответствующей границе температурного диапазона, и далее к значению $T_{j,d}^{\text{факт}}$ с использованием индивидуальных коэффициентов влияния ($k_{i,r}^{\text{Т.В.}}$) для каждого из температурных диапазонов r .

Величина прогнозируемого максимального объема потребления мощности по ценовой зоне z ($P_{z,d}^{\text{потр}}$) определяется равной сумме величин прогнозируемого максимального объема потребления мощности по территориальным энергосистемам j , отнесенным к данной ценовой зоне z в целом ($P_{j,d}^{\text{прогноз.темп}}$), и долей величин прогнозируемого максимального объема потребления мощности по территориальным энергосистемам j , если территориальная энергосистема отнесена к двум ценовым зонам оптового рынка ($\Delta P_{j,d}^{\text{прогноз.темп}}$). При этом величины (доли величин) прогнозируемого максимального объема потребления мощности по территориальным энергосистемам j умножаются на соответствующий данной ценовой зоны коэффициент регионального совмещения максимума потребления территориальной энергосистемы $k_{j,z}$.

$$P_{z,d}^{\text{потр}} = \sum P_{j,d}^{\text{прогноз.темп}} \cdot k_{j,z}^{\text{рег}} + \sum \Delta P_{j,d}^{\text{прогноз.темп}} \cdot k_{j,z}, j \in z,$$

$$\Delta P_{j,d}^{\text{прогноз.темп}} = P_{j,d}^{\text{прогноз.темп}} \cdot k_{j,z},$$

где

$k_{j,z}$ – доля прогнозируемого максимального объема потребления мощности территориальной энергосистемы j , относимая к ценовой зоне z , определенная на основании данных замера потокораспределения на час максимума зимнего замерного дня года, информация о котором представлена системному оператору в соответствии с Правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 20.12.2022 № 1340, до даты публикации информации для проведения конкурентного отбора мощности.

На основании полученного набора значений формируется статистический ряд

прогнозируемых максимальных объемов потребления мощности ценовой зоны с учетом влияния температурного фактора, определенных для каждых суток 20-ти последних зимних периодов.

Полученный статистический ряд прогнозируемых максимальных объемов потребления мощности ценовой зоны с учетом влияния температурного фактора представляет собой частотную характеристику и преобразуется методом математического моделирования случайных величин к нормально распределенным случайным величинам с нормальной функцией распределения $N(\mu, \delta)$:

$$\begin{aligned}\mu &= Ex, x \in W \\ \delta &= Ex^2 - (Ex)^2, x \in W,\end{aligned}$$

где

W – сформированный статистический ряд прогнозируемых максимальных объемов потребления мощности ценовой зоны с учетом влияния температурного фактора.

На основании нормально распределенной величины прогнозируемых максимальных объемов потребления мощности ценовой зоны методом математического моделирования случайных величин на основе частотных характеристик формируется новый статистический ряд значений прогнозируемых максимальных объемов потребления мощности ценовой зоны с учетом влияния температурного фактора в количестве 100 000 значений методом Бокса-Мюллера:

$$\begin{aligned}Z_{0,i} &= \sqrt{-2\ln U_{1,i}} * \cos(2\pi U_{2,i}) * \delta + \mu, \\ Z_{1,i} &= \sqrt{-2\ln U_{1,i}} * \sin(2\pi U_{2,i}) * \delta + \mu,\end{aligned}$$

где

$U_{1,i}$ и $U_{2,i}$ – равномерно распределённые случайные величины $\in R\{0 \dots 1\}$, $i \in \{1 \dots 50000\}$;

$Z_{0,i}$ и $Z_{1,i}$ – нормально распределенные случайные величины, с функцией распределения $N(\mu, \delta)$.

На основе полученных нормально распределенных случайных величин формируется объединенное множество случайных величин:

$$Z = Z_{0,i} \cup Z_{1,i}.$$

5. Порядок определения вероятных объемов снижения доступной мощности генерирующего оборудования в ценовых зонах оптового рынка

5.1. Вероятность снижения доступной мощности генерирующего оборудования при совмещении неплановых (аварийных) ремонтов определяется для каждой ценовой зоны на основании моделирования вероятного объема снижения мощности генерирующего оборудования с применением метода математического моделирования случайных величин на основе частотных характеристик, проведенного на основании статистических данных о показателях неготовности, определенных в соответствии с требованиями Правил оптового рынка для дневных часов (с 8 до 22 часов московского времени для генерирующих объектов, расположенных в первой ценовой зоне, с 8 до 22 часов кемеровского времени для генерирующих объектов, расположенных во второй

ценовой зоне) рабочих суток 10-ти последних зимних периодов.

5.2. Для целей определения вероятных объемов снижения доступной мощности в отношении каждой электростанции s для каждого дневного часа h рассчитывается суммарное снижение, состоящее из:

- суммарного по всем ГТП, входящим в состав электростанции s , объема неплановых снижений мощности генерирующего оборудования тепловых, атомных и гидроэлектростанций, функционирующих в ценовой зоне, относительно объемов располагаемой мощности соответствующих генерирующих объектов, определенные в связи с невыполнением требований, установленных в подпунктах 3, 4, 6-8 пункта 50 Правил оптового рынка, в дневные часы рабочих суток 10-ти зимних последних периодов ($\sum \Delta P_{s,h}^{\text{нпл.сниз}}$);

- суммарного по всем ГТП, входящим в состав атомных электростанций s , объема плановых снижений мощности относительно объемов располагаемой мощности соответствующих генерирующих объектов, определенные в дневные часы рабочих суток 10-ти последних зимних периодов ($\sum \Delta P_{s,h}^{\text{пл.сниз}}$, $s \in \text{АЭС}$).

5.3. Показатели неготовности учитываются в отношении генерирующих объектов – электростанций s как сумма показателей неготовности, определенных для каждого часа суток периода времени, указанного в п.4.1 настоящего Порядка, по всем группам точек поставки (далее – ГТП), зарегистрированным в отношении генерирующего оборудования соответствующей электростанции, с учетом следующих особенностей:

а) показатели неготовности по ГТП не включаются в почасовую сумму показателей неготовности электростанции при выполнении в отношении всего генерирующего оборудования, входящего в состав соответствующей ГТП в течение всего периода, указанного в п.4.1 настоящего Порядка, одного из следующих условий:

- генерирующее оборудование выведено (в полном составе) из эксплуатации в течение указанного периода,

- в отношении генерирующего оборудования в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 30.01.2021 № 86 (далее – Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации), органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на осуществление функций по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в топливно-энергетическом комплексе (далее – уполномоченный орган), принято решение о согласовании вывода из эксплуатации с даты, наступающей не позднее 1 января года, на который проводится конкурентный отбор мощности,

- в отношении генерирующего оборудования в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации и Правилами оптового рынка по решению уполномоченного органа проведен конкурентный отбор мощности генерирующих объектов для целей вывода данного генерирующего оборудования из эксплуатации со сроком ввода в эксплуатацию нового генерирующего объекта не позднее 1 января года, на который проводится конкурентный отбор мощности,

– в отношении генерирующего оборудования в перечне генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов, утвержденном Правительством Российской Федерации на основании результатов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, предусмотрен вывод из эксплуатации не позднее 1 января года, на который проводится конкурентный отбор мощности, и перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной (газовыми турбинами);

б) по условным ГТП, зарегистрированным на 1 декабря года, предшествующего году проведения конкурентного отбора мощности, в отношении генерирующего оборудования, дата начала поставки мощности которых в соответствии с договорами, указанными в подпунктах 4, 10 и 15 пункта 4 Правил оптового рынка, наступает не позднее 1 января года, на который проводится конкурентный отбор мощности, показатели неготовности определяются на основании статистических данных о показателях неготовности, определенных для генерирующих объектов соответствующего типа, за исключением условных ГТП, зарегистрированных в отношении генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам, указанными в подпункте 15 пункта 4 Правил оптового рынка, для которых в перечне генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов, утвержденном Правительством Российской Федерации на основании результатов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, не предусматривается перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной (газовыми турбинами).

5.4. Порядок расчета показателей неготовности по условным ГТП.

Показатели неготовности по условным ГТП рассчитываются на основании статистических данных о показателях неготовности для следующих типов оборудования:

- атомные электростанции;
- гидроэлектростанции;
- гидроаккумулирующие электростанции;
- генерирующие объекты тепловых электростанций, работающие с использованием паросилового цикла на газовом топливе;
- генерирующие объекты тепловых электростанций, работающие с использованием паросилового цикла на угольном топливе;
- генерирующие объекты тепловых электростанций, работающие с использованием парогазового цикла; газотурбинные установки.

Статистические данные по каждой ГТП, включающей генерирующее оборудование соответствующего типа, приводится от абсолютных снижений к снижениям в относительных величинах путем деления величины снижения в МВт на установленную мощность генерирующего оборудования, входящего в ГТП.

Значения показателей неготовности по всем ГТП соответствующего типа объединяются в единый массив и строится частотная характеристика (D).

Для каждого типа оборудования формируется суммарная частотная характеристика путем объединения всех рядов данных снижений мощности в относительных единицах по всем ГТП соответствующих типов:

$$F_n(x) = \frac{1}{n} \sum_{\substack{z_i < x \\ i \in \{1 \dots n\}}} n_i,$$

где

n – количество значений снижений генерации в массиве данных D;

z_i – величина значения генерации в массиве данных D.

Методом математического моделирования случайных величин на основе частотных характеристик сформированная объединенная характеристика преобразуется в функцию распределения с 15 000 значений (в относительных величинах):

$$Z_i = \operatorname{argmax}(F_n(x) < U_i),$$

где

U_i – равномерно распределённые случайные величины $\in R\{0 \dots 1\}$, $i \in \{1 \dots 15000\}$;

Z_i – частотно распределённая случайная величина с числом значений 15 000, с функцией распределения $F_n(x)$.

Для каждой новой ГТП сформированная функция распределения для соответствующего типа генерации умножается на величину установленной мощности соответствующей ГТП с последующим использованием сформированной функции распределения для новых ГТП при моделировании вероятного объема снижения мощности генерирующего оборудования.

5.5. Выполняется объединение двух множеств случайных величин x и z с формированием новой частотной функции распределения:

$$F_m(y) = \frac{1}{m} \sum_{\substack{(z \cup x)_i < y \\ i \in \{1 \dots m\}}} m_i,$$

где

m – суммарное количество значений снижений мощности для действующих электростанций и новых ГТП;

$(z \cup x)_i$ – объединенная величина значений снижения мощности для действующих электростанций и новых ГТП.

Методом математического моделирования случайных величин на основе частотных характеристик функции распределения $F_m(y)$ формируется 100 000 случайных значений вероятных объемов снижений мощности:

$$S_i = \operatorname{argmax}(F_m(y) < U_i),$$

где

U_i – равномерно распределённые случайные величины $\in R\{0 \dots 1\}$, $i \in \{1 \dots 100000\}$;

S_i – частотно распределенная случайная величина с числом значений 100 000, с функцией распределения $F_m(y)$.

6. Порядок определения требуемого объема мощности в ценовых зонах оптового рынка

На основании функции плотности распределения величины прогнозируемых максимальных объемов потребления мощности и функции плотности распределения вероятности снижения доступной мощности генерирующего оборудования при совмещении ремонтов для каждой ценовой зоны z выполняется формирование новой функции плотности распределения суммы этих двух независимых случайных величин в соответствии с теоремой о плотности суммы двух случайных величин:

$$f_v(m) = \sum_{k \in R_{z \cup y}} f_z(P = k) * f_y(P = m - k),$$

где

f_z – функция плотности распределения величины прогнозируемых максимальных объемов потребления мощности;

f_y – функция плотности вероятности снижения доступной мощности генерирующего оборудования при совмещении ремонтов;

f_v – функция свертки f_z и f_y ;

$m = z + yR_{z \cup y}$ – гистограмма допустимых значений (от суммарного минимума до суммарного максимума) суммы прогнозируемых максимальных объемов потребления мощности и вероятных объемов снижения доступной мощности генерирующего оборудования в ценовых зонах, с шагом 50 для первой ценовой зоны и 10 для второй ценовой зоны.

Функция распределения вероятности двух случайных независимых величин определяется на основании функции плотности распределения $f_v(m)$ как $F_v(m) = \int f_v(m) dm$.

Значение требуемого объема мощности в ценовой зоне определяется на основании полученной функции распределения для нормативного значения, соответствующего одному событию в рабочие дни 10 последних зимних периодов за 10 лет, определяемого по следующей формуле:

$$\beta = 1 - 1/D,$$

где:

D – количество рабочих суток в 10 последних зимних периодах.

Нормативное значение β округляется до 5 знаков после запятой.