

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель Председателя Правления
ОАО «СО ЕЭС»

_____ Н.Г. Шульгинов
«__» _____ 2008 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

**к генерирующему оборудованию участников оптового рынка
(действуют с 01 мая 2008 г.)**

МОСКВА

2008

Оглавление

1. Область применения	3
2. Требования к предоставлению информации.....	4
2.1. Данные по генерирующему оборудованию должны включать в себя:	4
2.1.1. В части оценки участия в общем первичном регулировании частоты:.....	5
2.1.2. В части оценки предоставления диапазона регулирования реактивной мощности:	5
2.1.3. В части оценки участия ГЭС во вторичном регулировании частоты и перетоков мощности:	5
2.1.4. В части оценки готовности генерирующего оборудования к несению нагрузки:.....	6
3. Требования к участию в общем первичном регулировании частоты	6
3.1. Требования к участию ТЭС в ОПРЧ.....	7
3.1.1. Условия участия ТЭС в ОПРЧ	10
3.2. Требования к участию ГЭС в ОПРЧ.....	11
3.3. Требования к участию АЭС в ОПРЧ	13
4. Требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка в части предоставления диапазона регулирования реактивной мощности.....	14
5. Требования к участию ГЭС во вторичном регулировании частоты и мощности	14
6. Технические требования к определению готовности генерирующего оборудования.....	17
6.1. Требования к определению установленной мощности.....	17
6.2. Требования к определению располагаемой мощности	18
6.3. Требования к определению плановой максимальной мощности	21
6.4. Требования к определению максимальной мощности, готовой к несению нагрузки.....	23
7. Требования к обмену телеинформацией	24
Список сокращений и обозначений	25
Список регламентирующих документов.....	26
Приложение 1	28
Приложение 2	35
Приложение 3	49

1. Область применения

Настоящие Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка (далее *Технические требования*) разработаны в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода и устанавливают обязательные технические требования, предъявляемые к генерирующему оборудованию участников оптового рынка электроэнергии и мощности (далее ОРЭ) в целях обеспечения готовности генерирующего оборудования к выработке на конкурентных условиях электрической энергии установленного качества в количестве, необходимом для удовлетворения потребности в электрической энергии в ЕЭС России.

Положения настоящих *Технических требований* распространяются на всех участников ОРЭ, владеющих на праве собственности или ином законном основании генерирующим оборудованием, и обязательны для выполнения всеми участниками ОРЭ независимо от территориального расположения по ценовым и/или неценовым зонам.

Технические требования к генерирующему оборудованию тепловых электростанций (далее ТЭС), гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих станций (далее ГЭС) должны соответствовать требованиям Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [9] (далее ПТЭС).

Технические требования к генерирующему оборудованию атомных электростанций (далее АЭС) должны соответствовать требованиям Регламентов безопасной эксплуатации АЭС [10].

Проверка соответствия генерирующего оборудования участников ОРЭ настоящим *Техническим требованиям* осуществляется в соответствии с Порядком установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям (далее *Порядок установления соответствия*), утверждаемым ОАО «СО ЕЭС» (далее СО).

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

Перечень определений, используемых в настоящих *Технических требованиях*, приведен в Приложении 1.

2. Требования к предоставлению информации

Участники ОРЭ обязаны представлять СО перечисленные в пункте 2.1. настоящих *Технических требований* актуальные (условно постоянные) данные по генерирующему оборудованию в соответствии с *Регламентом определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии* [8].

СО на основании предоставленных данных определяет допустимые диапазоны регулирования активной и реактивной электрической мощности, установленную, располагаемую и максимальную мощности генерирующего оборудования, а также иные параметры, необходимые для определения готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии.

В случае сомнений в достоверности представленной участниками ОРЭ 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 готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электрической энергии* [8] в случае изменения информации о параметрах генерирующего оборудования, участники ОРЭ обязаны в течение трех рабочих дней направить СО соответствующее уведомление с приложением обосновывающих документов.

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

2.1. Данные по генерирующему оборудованию должны включать в себя:

- паспортные данные по каждой единице генерирующего оборудования;
- номинальную мощность каждой единицы генерирующего оборудования;
- допустимые технический минимум и максимум нагрузки каждой единицы генерирующего оборудования по активной мощности (регулируемый диапазон в процентах от номинальной мощности);

- допустимый диапазон работы каждой единицы генерирующего оборудования по реактивной мощности (P – Q диаграмма).

2.1.1. В части оценки участия в общем первичном регулировании частоты:

- тип турбин (марка);
- статизм и зону нечувствительности по частоте регуляторов скорости турбин;
- статизм и зону нечувствительности частотных корректоров регуляторов мощности (при наличии);
- информацию о готовности либо неготовности, либо отсутствии технической возможности участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты в соответствии с *Регламентом определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электрической энергии* [8].

2.1.2. В части оценки предоставления диапазона регулирования реактивной мощности:

- 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.

2.1.3. В части оценки участия ГЭС во вторичном регулировании частоты и перетоков 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;

- информацию о возможности участия ГЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты электрического тока (наличии задатчика внеплановой нагрузки (мощности) (далее ЗВН (ЗВМ), обеспечивающего прием по каналам телемеханики управляющих воздействий от верхнего уровня и формирование задания для ГРАМ, наличии необходимых каналов связи и аппаратуры телемеханики).

2.1.4. В части оценки готовности генерирующего оборудования к несению нагрузки:

- акты о вводе в эксплуатацию, демонтаже, перемаркировке и присоединении генерирующего оборудования;
- данные о наличии ограничений установленной мощности $N_{уст}$.

3. Требования к участию в общем первичном регулировании частоты

Общее первичное регулирование частоты (далее ОПРЧ) должно осуществляться всеми энергоблоками, электростанциями путем изменения мощности под воздействием систем первичного регулирования (далее СПР) в пределах имеющихся регулировочных возможностей, ограниченных только допустимостью режимов работы оборудования.

СПР генерирующего оборудования должна обеспечивать устойчивую выдачу требуемой первичной мощности с момента возникновения отклонения частоты и до возврата частоты к нормальному уровню (до возврата частоты в заданную зону нечувствительности первичных регуляторов) и не допускать нарушения технологической устойчивости оборудования при аварийных отклонениях частоты (других ограничений в тракте СПР не допускается).

СПР генерирующего оборудования должна отслеживать текущие отклонения частоты с учетом возможного изменения не только величины, но и знака отклонения, своими действиями способствуя нормализации частоты, т.е. работать в следящем за отклонением частоты режиме.

Должен быть обеспечен апериодический характер процесса изменения выдачи первичной мощности, без существенного перерегулирования.

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

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

Все вынужденные временные отступления от режима участия в ОПРЧ должны быть оформлены заявками на вывод генерирующего оборудования из ОПРЧ в СО и в соответствующих территориальных подразделениях СО с указанием причины и сроков вывода-ввода.

3.1. Требования к участию ТЭС в ОПРЧ

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

- совокупность основного и вспомогательного оборудования, технологической автоматики энергоблока, электростанции, используемые режимы их эксплуатации должны позволять в пределах установленного регулировочного диапазона нагрузок поддерживать диапазон первичного регулирования (далее ДПР) величиной до 20% номинальной мощности;
- при однократном изменении мощности турбоагрегата (далее ТА) в пределах ДПР на $\pm 10\%$ номинальной под воздействием регулятора частоты вращения (далее АРС) переходный процесс должен укладываться в границы, указанные в *Методических рекомендациях по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты* (Приложение 2), а новая заданная мощность должна поддерживаться основным, вспомогательным оборудованием и технологической автоматикой энергоблока, электростанции неограниченное время;
- быстродействие ОПРЧ генерирующего оборудования в пределах ДПР $\pm 10\%$ номинальной мощности должно обеспечивать выдачу не менее чем 50%

требуемой первичной регулирующей мощности за первые 15 секунд после возникновения отклонения частоты и полностью за 5 – 7 минут;

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

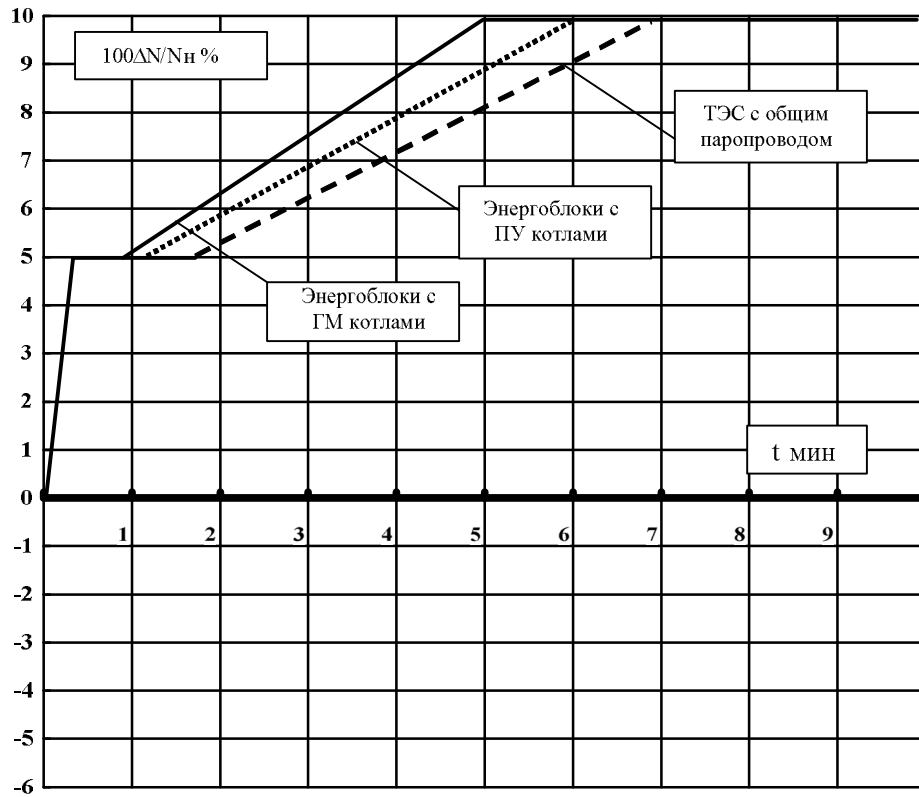


Рис.1 Динамика выдачи первичной мощности ТЭС при скачкообразном снижении частоты

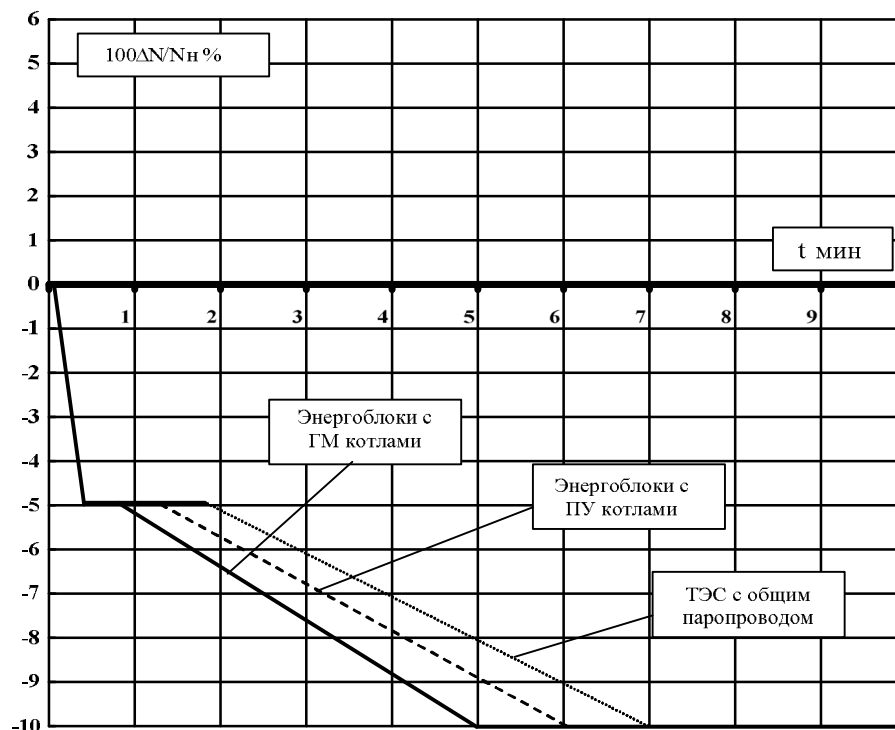


Рис.2 Динамика выдачи первичной мощности ТЭС при скачкообразном повышении частоты

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

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

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

3.1.1. Условия участия ТЭС в ОПРЧ

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

1.а) На энергоблоках:

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

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

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

1.б) На ТЭС с общим паропроводом:

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

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

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

4) Дополнительно должен быть осуществлен контроль:

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

3.2 Требования к участию ГЭС в ОПРЧ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.3 Требования к участию АЭС в ОПРЧ

Оборудование и технологическая автоматика АЭС должны обеспечивать:

- несение заданной графиками средней нагрузки энергоблоков при нормальной частоте ($50 \pm 0,05$ Гц);
- динамическую стабилизацию режима работы турбоагрегата энергоблока действием системы автоматического регулирования (САР) турбины при переходных процессах в энергосистеме при настройке САР (динамической и статической) согласно ТУ на турбину (ГОСТ);
- участие энергоблока в общем первичном регулировании частоты при аварийных отклонениях частоты в соответствии с предусмотренными техническими условиями характеристиками САР турбоагрегата и в пределах диапазона автоматического регулирования мощности реактора;
- сохранение технологической устойчивости энергоблока при чрезмерных аварийных отклонениях частоты путем удержания устойчивого режима работы реактора при участии в первичном регулировании частоты в аварийных условиях, при условии обеспечения требований Технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока [10].

Технические параметры энергоблока АЭС, участвующего в ОПРЧ:

- зона нечувствительности САР турбины не более 0,15 Гц;
- диапазон отклонения мощности энергоблока от текущего значения при участии в ОПРЧ от +2% до -8 % номинальной мощности;
- время участия в ОПРЧ - до нормализации частоты (до возврата частоты в заданную зону нечувствительности первичного регулятора);

- скорость изменения мощности энергоблока при участии в ОПРЧ – не более максимально допустимой для внепланового регулирования согласно требованиям *Регламентов безопасной эксплуатации АЭС* [10].

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

Диапазон регулирования реактивной мощности каждой единицы генерирующего оборудования устанавливается СО в виде графических зависимостей допустимой реактивной мощности генерирующего оборудования от активной мощности, соответствующих табличных форм или расчетных выражений (аналитических зависимостей) на основании данных, представленных участниками ОРЭ, 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 ОРЭ данными.

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

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

5. Требования к участию ГЭС во вторичном регулировании частоты и мощности

В соответствии с *Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода* [1] участники ОРЭ, имеющие в собственности генерирующее оборудование ГЭС, обязаны предоставить указанное оборудование для участия во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности (далее вторичное регулирование), а ГЭС с

установленной мощностью 100 МВт и более, кроме того, должны иметь возможность участия в автоматическом вторичном регулировании.

Требования к участию в автоматическом вторичном регулировании распространяются на ГЭС, оснащенные системами ГРАМ с частотным корректором, привлекаемые к автоматическому либо оперативному вторичному регулированию.

Под участием в автоматическом вторичном регулировании понимается отработка задания центрального регулятора системы АРЧМ на изменение активной мощности с заданными скоростью и точностью в пределах диапазона вторичного регулирования. Центральный регулятор при этом может работать:

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

Контроль участия в автоматическом вторичном регулировании осуществляется вне зависимости от заданных параметров работы центрального регулятора системы АРЧМ.

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

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

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

При этом должна быть предусмотрена блокировка от превышения заданного вторичного резерва в процессе вторичного регулирования по команде от систем автоматического вторичного регулирования режима энергосистем по частоте и перетокам мощности (далее 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.

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

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

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

Отработка задания должна осуществляться в темпе, задаваемом системой АРЧМ.

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

Оперативное вторичное регулирование осуществляется по командам диспетчера соответствующего диспетчерского центра.

Допустимыми отклонениями при исполнении команд оперативного вторичного регулирования являются:

- время начала исполнения команды, от момента получения ее диспетчерским персоналом ГЭС либо от времени, установленного диспетчерской командой:
– не более 1 минуты на работающем оборудовании;

- не более 3 минут на оборудовании, находящемся в резерве.
- отклонение от заданной скорости изменения активной мощности не должно быть более 10%;
- точность поддержания заданной величины активной мощности должна быть в пределах $\pm 2\%$ от текущего задания.

Невыполнением диспетчерской команды считается отклонение хотя бы одного из критериев за допустимые пределы.

6. Технические требования к определению готовности генерирующего оборудования

К основным показателям, характеризующим готовность генерирующего оборудования, относятся согласованные СО величины установленной, располагаемой и максимальной мощности, готовой к несению нагрузки. Все показатели готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, относящиеся к единицам генерирующего оборудования, регистрируются по фактическому состоянию на конец каждого часа h в отношении каждой единицы генерирующего оборудования. Концом каждого часа h является «NN часов 00 минут».

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

Установленная электрическая мощность (установленная мощность) генерирующего оборудования, ГТПГ и электростанции в целом, используемая для расчетов, определяется на основании данных участников ОРЭ, представленных в СО в соответствии с *Регламентом определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электрической энергии* [8] и настоящими *Техническими требованиями*.

Допускаются изменения показателей установленной мощности в течение года. Для изменения показателя в течение года необходимо предоставить СО обосновывающие документы в соответствии с настоящими *Техническими*

требованиями. Величина установленной мощности изменяется с первого числа месяца, следующего за месяцем согласования СО соответствующих документов.

6.2. Требования к определению располагаемой мощности

Располагаемая мощность генерирующего оборудования, ГТПГ и электростанции в целом определяется как установленная мощность за вычетом согласованных СО ограничений по мощности.

Расчеты ожидаемых ограничений мощности с разбивкой по генерирующему оборудованию, ГТПГ и электростанции в целом на предстоящий год выполняются электростанциями, по которым ожидаются ограничения мощности в отчетном году.

Ожидаемые ограничения мощности согласовываются СО по каждому месяцу до 01 ноября года, предшествующего отчетному, на основании документов, представленных в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*, и 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 5 рабочих дней до начала отчетного месяца по каждой единице генерирующего оборудования, ГТПГ и электростанции в целом.

СО не позднее трех рабочих дней до начала отчетного месяца согласовывает указанные ограничения или представляет обоснованный отказ.

При наличии ограничений установленной мощности для ГЭС и для неблочных ТЭС, имеющих более одной зарегистрированной ГТПГ, а так же для блочных ТЭС, имеющих более одной зарегистрированной ГТПГ, при наличии ограничений в целом по станции участник не позднее 5 рабочих дней до начала отчетного месяца должен заявить разнесение ограничений установленной мощности по ГТПГ.

Корректировка ограничений внутри месяца допускается по согласованию с СО заявки не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2 (суток, предшествующих торговым), для второй неценовой зоны до 10 часов местного времени суток Х-1 (суток, предшествующих операционным) в следующих случаях:

- для ГЭС основанием для корректировки является представление подтверждающих ввод ограничений документов, выданных в пределах своей компетенции федеральными органами исполнительной власти Российской Федерации или органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, уполномоченными водным или иным законодательством Российской Федерации регулировать водные режимы соответствующих водных объектов;
- для ГЭС основанием для корректировки является представление документов, подтверждающих изменение не менее чем на 40% водности/приточности поверхностных водных объектов, выданных в пределах своей компетенции организациями, находящимися в ведении Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей природной среды;
- для ГЭС с недостроенными гидротехническими сооружениями – при недостатке расчетного напора при наличии обосновывающих таковые ограничения документов, согласованных с СО,
- для ГЭС и неблочных ТЭС, имеющих более одной зарегистрированной ГТПГ, а так же для блочных ТЭС, имеющих более одной зарегистрированной ГТПГ – при наличии ограничений в целом по станции, при условии сохранения суммарной величины ограничений для электростанции в целом, зарегистрированной в установленном порядке до начала месяца;
- для ТЭС – в отношении генерирующего оборудования с турбинами типа «Р», «ПР», «ПТР», а также «ГТУ» при наличии обосновывающих таковые ограничения документов, согласованных с СО.

В случае заявления участником ОРЭ 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 с соответствующей корректировкой ограничения, но не больше установленной мощности.

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 до конца отчетного месяца и в трехдневный срок уведомить об этом участника ОРЭ.

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

6.2.1. Согласование величин ограничений активной мощности

Согласование величин ограничений активной мощности по генерирующему оборудованию, ГТПГ и электростанции в целом осуществляется СО с учетом имеющейся статистической информации и на основании представленных участником ОРЭ обосновывающих документов. В случае необходимости СО имеет право запросить у участника ОРЭ следующие данные:

- сведения о фактических изменениях установленной электрической мощности в предшествующем и предстоящем году с указанием причин, значений и прогнозируемых дат изменений мощности, типов вводимых, реконструируемых или перемаркируемых агрегатов;
- данные о структуре топлива, показатели, характеризующие ожидаемые условия и режимы эксплуатации, влияющие на значения ограничений мощности;
- обосновывающие расчеты ограничений мощности по генерирующему оборудованию, ГТПГ и электростанции в целом для каждой из причин, их вызывающих;
- перечень мероприятий по сокращению ограничений мощности в отчетном году с указанием среднемесячных значений сокращения ограничений при выполнении каждого из мероприятий;

- анализ проведенных мероприятий по сокращению величины ограничений мощности с указанием их эффективности.

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

6.3. Требования к определению плановой максимальной мощности

Плановая величина максимальной мощности генерирующего оборудования, отнесенного к ГТПГ, готового к несению нагрузки, определяется как значение располагаемой мощности, уменьшенной на величину ремонтного снижения мощности, и величину снижения мощности, связанного с работой в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Годовой график ремонтов с указанием периода и объема ремонтов с учетом всех видов ремонтов, в т. ч. краткосрочных ремонтов, технического обслуживания и перевода в консервацию, утверждается СО по каждому месяцу до 30 сентября года, предшествующего отчетному, в соответствии с *Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации* [11] и настоящими *Техническими требованиями*.

Для своевременного учета ремонтов на этапах месячного, недельного и суточного планирования режимов работы энергосистемы СО в соответствии с *Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации* [11] не позднее 24 числа месяца, предшествующего планируемому, утверждает месячные графики ремонтов основного оборудования, оборудования, влияющего на выдачу мощности, общестанционного и вспомогательного оборудования электростанций, сформированные на основании утвержденных СО годовых графиков ремонтов. Предложения участников ОРЭ для формирования месячных графиков ремонтов подлежат представлению СО до 1 числа месяца, предшествующего планируемому.

Корректировки утвержденных СО месячных графиков ремонтов осуществляются в случаях, предусмотренных *Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации* [11].

Указанные графики ремонтов используются СО для целей регистрации согласованного снижения располагаемой мощности в соответствии с *Порядком установления соответствия*.

Инициированные участником ОРЭ изменения плановых сроков ремонтов, замещение плановых ремонтов одного оборудования ремонтами другого, изменение статуса ремонта (переводы из неплановых и аварийных ремонтов в текущий, средний или капитальный) и т.п. осуществляются только для целей внутримесячного планирования режимов работы энергосистемы и при регистрации согласованного снижения располагаемой мощности не учитываются.

Согласование величины ремонтного снижения мощности по каждому суткам отчетного периода осуществляется СО в отношении генерирующего оборудования, отнесенного к ГТПГ на основании следующих данных:

- утвержденных СО месячных графиков ремонтов основного и вспомогательного оборудования с указанием вида ремонта и его плановой продолжительности;
- согласованных СО диспетчерских заявок на вывод в ремонт основного и вспомогательного оборудования, 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*) [12];
- 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.

Согласование величины снижения мощности, связанного с работой в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, по каждому суткам отчетного периода осуществляется СО по каждой ГТПГ на основании:

- согласованных СО диспетчерских заявок на вывод в резерв основного оборудования, необходимость которого обусловлена изменением потребления тепла;
- согласованных СО диспетчерских заявок на снижение мощности турбоагрегатов типов «Р», «ПР», «ПТР», а также ГТУ работающих только в

теплофикационном режиме (с регулируемой нагрузкой присоединенного теплового потребителя) и отсутствием в технологической схеме возможности перераспределения тепловой энергии между другими потребителями тепла, а также типов «Т» и «ПТ» в случае технической невозможности выработки электроэнергии на указанных агрегатах в конденсационном режиме.

Участник ОРЭ 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].

На основании этих данных с учетом согласованных ограничений и разрешенных диспетчерских заявок СО определяет почасовые значения плановой величины максимальной мощности по каждой ГТПГ и ремонтное снижение мощности по ГТПГ.

6.4. Требования к определению максимальной мощности, готовой к несению нагрузки

Уточненная величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, 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. Основанием для уточнения величины максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, является разрешенная диспетчерская заявка на изменение состояния или параметров оборудования, поданная СО не позднее, чем за 4 часа до часа фактической поставки.

Любое изменение состава оборудования в час фактической поставки, в т.ч. по турбогенераторам и котлоагрегатам неблочной части ТЭС, активная нагрузка которых обусловлена режимами теплофикации, 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, не включенного и отключенного без согласования с СО.

Фактическая величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, определяется на каждый час суток и соответствует сумме включенной мощности

ГТПГ и мощности генерирующего оборудования ГТПГ, находящегося в холодном резерве, определенной с учетом фактических ограничений мощности.

Участник ОРЭ имеет право уведомить СО о вынужденных изменениях состава и/или параметров оборудования и/или режима работы оборудования при помощи устного или электронного оперативного уведомления. Оперативные уведомления подаются участниками ОРЭ в соответствии с *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* [7]. В течение 4 часов после подачи оперативного уведомления участник ОРЭ 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 если оперативное уведомление не соответствует предъявляемым настоящим пунктом требованиям, в том числе по порядку и условиям его подтверждения диспетчерской заявкой, то такое оперативное уведомление для целей настоящих *Технических требований* и *Порядка установления соответствия* не учитывается.

7. Требования к обмену телеинформацией

В целях обеспечения готовности генерирующего оборудования к выработке на конкурентных условиях электрической энергии участники ОРЭ (поставщики электрической энергии и мощности в отношении ГТПГ и участники с регулируемым потреблением) обязаны выполнять требования к системе связи, обеспечивающей передачу данных в СО, установленные Приложением 2 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка* [3] и Приложением 3 к *Регламенту оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* [7].

Список сокращений и обозначений

АРС	– автоматический регулятор скорости
АРЧМ	– автоматическое регулирование частоты и мощности
ВРЧ	– вторичное регулирование частоты
ГА	– гидроагрегат
ГРАМ	– система группового регулирования активной мощности
ГТПГ	– группа точек поставки генерации
ГЭС	– гидроэлектростанция
ДПР	– диапазон первичного регулирования
КРМ	– котельный регулятор мощности
НПРЧ	– нормированное первичное регулирование частоты
ОИК	– оперативно-информационный комплекс
ОПРЧ	– общее первичное регулирование частоты
ОРЭ	– оптовый рынок электроэнергии
РГЕ	– режимная генерирующая единица
РЧВ	– регулятор частоты вращения
СПР	– система первичного регулирования
ТА	– турбоагрегат
ТЭС	– тепловая электростанция
ЦППС	– центральная приемо-передающая станция
ЧК	– частотный корректор

Список регламентирующих документов

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 24.10.2003 г. № 643 «Правила оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода».
2. Договор присоединения к торговой системе оптового рынка.
3. Приложение № 1 к Договору присоединения к торговой системе оптового рынка «Регламент допуска к торговой системе оптового рынка»;
4. Приложение № 3 к Договору присоединения к торговой системе оптового рынка «Регламент актуализации расчетной модели»;
5. Приложение № 4 к Договору присоединения к торговой системе оптового рынка «Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка»;
6. Приложение № 5 к Договору присоединения к торговой системе оптового рынка «Регламент подачи ценовых заявок участниками оптового рынка»;
7. Приложение № 9 к Договору присоединения к торговой системе оптового рынка «Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России»;
8. Приложение № 13 к Договору присоединения к торговой системе оптового рынка «Регламент определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии»;
9. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 19.07.2003 № 229 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ)».
10. 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.
11. Постановление Правительства Российской Федерации от 27.07.2007 № 484 «Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации».

12. Положение о порядке оформления, подачи и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

Приложение 1

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

ПЕРЕЧЕНЬ ОПРЕДЕЛЕНИЙ

Администратор торговой системы (НП «АТС»)	Некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы оптового рынка электрической энергии Единой энергетической системы».
Атомная станция (АЭС)	Электростанция, преобразующая энергию деления ядер атомов в электрическую энергию или электрическую энергию и тепло [ГОСТ 19431].
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.
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].
Гидроэлектростанция (ГЭС)	Электростанция, преобразующая механическую энергию воды в электрическую энергию [ГОСТ 19431].
Генерирующее оборудование (ГО)	Оборудование электростанций, предназначенное для производства электрической энергии.
Готовность генерирующего оборудования участников ОРЭ к выработке электрической энергии	Соответствие генерирующего оборудования участников ОРЭ комплексу требований в части определения готовности к несению нагрузки: а) способность к выработке электроэнергии в соответствии с заданным СО режимом работы и участием в регулировании активной мощности; б) предоставление диапазона регулирования реактивной мощности;

- в) участие гидроэлектростанций во вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности;
- г) участие в общем первичном регулировании частоты электрического тока.

Группа точек поставки (ГТП)	Определяемая СО и Администратором торговой системы 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.
Группа точек поставки генерации (ГТПГ)	Группа точек поставки, для которой сальдо перетоков может быть только отрицательным (генерирующим) за любой период времени.
Групповой объект управления (ГООУ)	Совокупность одной или нескольких групп точек поставки, в отношении которой СО отдаются и фиксируются команды на изменение режима работы.
Данные	Информация, представленная в формализованном виде, пригодном для передачи, интерпретации или обработки с участием человека или автоматическими средствами [ГОСТ 34.320].
Диспетчерское ведение	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 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 (середины получаса – для второй неценовой зоны).

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.
Интернет – сайт СО	Специализированный web-сайт, обслуживаемый территориальным подразделением СО в соответствии с требованиями Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка.
Инфраструктурные организации	Субъекты оптового рынка, обеспечивающие функционирование его технологической инфраструктуры: организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ОАО «ФСК»), СО, и коммерческой инфраструктуры: НП «АТС».
Мощность номинальная	Активная электрическая мощность, которую должно обеспечивать оборудование (турбина; генератор) при длительной эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками завода-изготовителя и указанная в паспорте.
Мощность максимальная (технический максимум)	Наибольшая активная электрическая мощность, с которой оборудование может длительно работать по технологическим условиям работы.
Мощность минимальная (технический минимум)	Минимально-необходимая активная электрическая мощность, обеспечивающая безопасное для оборудования (турбина; генератор), потребителя, персонала состояние работы без останова технологического процесса.

Мощность максимальная плановая	Плановая величина максимальной мощности генерирующего оборудования, ГТЭС и электростанции в целом, готовой к несению нагрузки, определяется как значение располагаемой мощности, уменьшенной на величину ремонтного снижения мощности.
Мощность располагаемая	Располагаемая мощность электроустановки определяется как установленная мощность за вычетом согласованных СО ограничений по мощности.
Мощность установленная	Наибольшая активная электрическая мощность, с которой электроустановка может длительно работать без перегрузки в соответствии с техническими условиями или паспортом на оборудование [ГОСТ 19431-84].
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].
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	Значение вынужденного недоиспользования установленной мощности генерирующего агрегата. Снижение мощности из-за ремонтных работ в ограничение мощности не включают. [ГОСТ 19431-84].
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 (ОРЭ)	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.
Регламенты оптового рынка	Неотъемлемые приложения к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, определяющие правила и процедуры взаимодействия субъектов оптового рынка, разрабатываемые и утверждаемые Наблюдательным советом НП «АТС».
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)	Открытое акционерное общество «Системный оператор ЕЭС России» (ОАО «СО ЕЭС»), 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.
Технологический web-сайт Системного оператора	Специализированный web-сайт, создаваемый СО в соответствии с требованиями Правил оптового рынка электроэнергии переходного периода.
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.
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.
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 2

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты

1. Общие положения

1.1. Настоящие Методические рекомендации по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты (далее *Методика проверки ТЭС*) содержат рекомендации по упрощенной методике проведения контрольных испытаний энергоблоков и ТЭС с общим паропроводом с целью определения их готовности к участию в первичном регулировании частоты в ЕЭС России.

1.2. Готовая к первичному регулированию частоты в соответствии с ПТЭ электростанция, энергоблок должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1.2.1. Совокупность энергетического и вспомогательного оборудования, технологической автоматики энергоблока, электростанции, используемые режимы их эксплуатации должны позволять в пределах установленного регулировочного диапазона нагрузок поддерживать диапазон первичного регулирования (ДПР) величиной до 20% номинальной мощности.⁴

1.2.2. При однократном изменении мощности турбоагрегата в пределах ДПР на $\pm 10\%$ номинальной под воздействием регулятора частоты вращения (АРС) переходный процесс должен укладываться в границы, установленные настоящей *Методикой проверки ТЭС*, а новая заданная мощность должна поддерживаться всем энергетическим оборудованием и технологической автоматикой энергоблока, электростанции неограниченное время. В течение переходного процесса и далее при

⁴ В полной мере этот диапазон будет использоваться эпизодически при аварийных режимах в энергосистеме. В нормальных условиях работы качество регулирования частоты в ЕЭС России обеспечивает выполнение требований «Норматива допустимых минимальных уровней и скоростей изменения нагрузок энергоблоков тепловых электростанций РАО «ЕЭС России» (неплановые изменения нагрузки в пределах $\pm 7\%$ номинальной).

поддержании нового значения мощности технологические параметры режима работы энергоустановки не должны отклоняться за допустимые пределы.

При повторных изменениях мощности турбоагрегата под воздействием АРС в пределах ДПР с интервалом не менее 10 минут в любом направлении мощность энергоблока, электростанции должна успевать стабилизироваться и удерживаться на новом заданном значении до следующего изменения. Переходный процесс после каждого изменения мощности также должен укладываться в границы, установленные настоящей *Методикой проверки ТЭС*, а параметры режима работы энергоустановки не должны отклоняться за допустимые пределы.

1.2.3. При выходе мощности турбоагрегата под воздействием АРС за пределы ДПР средства технологической автоматики не должны допускать нарушений нормального режима работы энергоустановки либо угрозы ее аварийного останова.

1.2.4. Автоматический регулятор частоты вращения турбины должен постоянно контролировать режим работы турбоагрегата, обеспечивая устойчивость работы и участие турбоагрегата в первичном регулировании частоты путем автоматического изменения мощности при изменении частоты его вращения в соответствии с предусмотренными ПТЭ характеристиками.

Режимы работы оборудования, при которых автоматический регулятор частоты вращения турбоагрегата не может выполнять своих функций, не должны допускаться.

Частотные корректоры регуляторов мощности любых типов должны лишь помогать работе регулятора частоты вращения турбины, не заменяя его и не ухудшая его статических и динамических характеристик.

1.2.5. Технологическая автоматика котла и турбины должна способствовать эффективной работе АРС турбины путем своевременного изменения их нагрузки в целях поддержания нового заданного значения активной мощности в процессе первичного регулирования частоты без отклонения параметров технологического процесса за допустимые пределы.

1.2.6. В соответствии с ПТЭ в инструкциях оперативному персоналу электростанций, энергоблоков должны быть даны указания по обеспечению участия и о методах контроля участия электростанций в первичном регулировании частоты.

Оперативный персонал электростанции должен быть обучен методам контроля и управления энергоустановкой, участвующей в первичном регулировании частоты,

как в нормальных, так и в аварийных условиях. В частности, поддержанию заданного первичного диапазона регулирования в обоих направлениях изменения мощности от заданного диспетчерским графиком значения, методам управления оборудованием при выходе мощности за пределы ДПР и т.п.

Возможность такого участия и контроля должна быть обеспечена техническими средствами.

1.3. Контрольные испытания проводятся после завершения работ по подготовке энергоустановок к участию в первичном регулировании частоты. Настоящая *Методика проверки ТЭС* определяют содержание, порядок и способы оценки результатов контрольных испытаний.

Поскольку контрольные испытания в промышленных условиях должны проводиться силами АО-энерго и электростанций, методика их проведения существенно упрощена, количество измеряемых параметров сведено к минимуму, а готовность энергоустановки к участию в первичном регулировании определяется по ограниченному количеству наиболее характерных показателей, а именно:

- соответствие характеристик регулятора частоты вращения турбины требованиям ПТЭ;
- соответствие переходных процессов активной мощности и давления свежего пара перед турбиной (в общем паропроводе), полученных при испытаниях, требованиям, изложенным в настоящей *Методике проверки ТЭС*.

2. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МЕТОДИКЕ ПРОВЕДЕНИЯ КОНТРОЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ

2.1. Контрольные испытания энергоустановки на готовность к участию в первичном регулировании частоты (ПРЧ) включают в себя:

- испытания системы регулирования частоты вращения каждой турбины;
- комплексные испытания энергоблока, очереди ТЭС с общим паропроводом.

2.2. Для всех турбин должны быть представлены следующие характеристики системы регулирования, определенные не позднее одного года до даты проведения контрольных испытаний в соответствии с п. 8 «Методических указаний по проверке и

испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин: МУ 34-70-062-83» (М.: СПО ОРГРЭС, 1991):

- статическая характеристика;
- зона нечувствительности по частоте;
- степень неравномерности по частоте (общая и местные максимальная и минимальная);
- время непрерывного полного хода регулирующих клапанов турбины (РК) при воздействии на механизм управления турбиной (МУТ) в сторону открытия и закрытия (на остановленной турбине).

2.3. Комплексные испытания проводятся на каждом энергоблоке и каждой очереди ТЭС с общим паропроводом, исключая энергоустановки, по тем или иным причинам освобожденные от участия в первичном регулировании частоты.

На энергоустановках до проведения комплексных испытаний должны быть:

- выполнены мероприятия, обеспечивающие соответствие характеристик АСР турбины требованиям ПТЭ;
- выведены из эксплуатации любые автоматические устройства, препятствующие действию регулятора частоты вращения турбин в нормальных режимах работы оборудования (регуляторы давления «до себя» и регуляторы положения РК турбины при работе на скользящих параметрах, если они не входят в состав системы регулирования мощности и на них не подается сигнал от частотного корректора, и т.п.);
- введены в постоянную эксплуатацию системы автоматического регулирования нагрузки котлов (АСРК), получающие прямо или косвенно (например, по давлению свежего пара) задание на изменение паропроизводительности при отклонениях частоты в энергосистеме от нормы.

Выполнение указанных требований обеспечивается, в частности, при использовании схем, рекомендованных в Информационном письме ИП-06-2000 (Э) «О мероприятиях по выполнению на электростанциях требований ПТЭ по регулированию частоты» (М.: СПО ОРГРЭС, 2000):

- для энергоблоков с прямоточными котлами: типовой системы управления мощностью САУМ-1 или ее упрощенного варианта САУМ-У;
- на энергоблоках с барабанными котлами: САУМ-2 или ее упрощенного варианта без регулятора мощности на турбине (на турбине — свободный АРС, на котле — АСРК, поддерживающая давление пара перед турбиной);
- на ТЭС с поперечными связями: главного регулятора давления пара в общем паропроводе, воздействующего на АСРК всех или части котлов, на турбинах — свободные АРС.

2.4. Комплексные испытания проводятся по рабочей программе, утвержденной главным инженером электростанции. Программа комплексных испытаний должна быть, кроме того, согласована с СО.

2.5. Комплексные испытания проводятся в двух диапазонах нагрузок:

при 90 — 100% номинальной и вблизи нижнего предела регулировочного диапазона. На ТЭС с общим паропроводом испытания должны проводиться при работе турбоагрегатов, суммарная номинальная мощность которых составляет не менее 70% номинальной мощности турбоагрегатов данной очереди ТЭС.

На каждой нагрузке должны быть получены представительные графики переходных процессов по активной мощности и давлению пара перед турбиной каждого энергоблока, по суммарной активной мощности работающих турбоагрегатов и давлению пара в общем паропроводе данной очереди ТЭС при возмущающих воздействиях в сторону увеличения и уменьшения нагрузки на $\pm 10\%$ номинальной. Перед каждым опытом основные технологические параметры и расходы сред на котлах и турбинах должны быть стабилизированы и в течение 5-10 минут до нанесения возмущения не должны изменять своих значений.

2.6. При проведении комплексных испытаний возмущающие воздействия по нагрузке формируются следующим образом:

2.6.1. На энергоблоках, в системах автоматического регулирования которых имеются турбинные регуляторы мощности, воздействующие на МУТ по заданию от частотного корректора (САУМ-1, САУМ-У, САУМ-2 и им подобные), возмущающее

воздействие формируется путем скачкообразного изменения заранее откалиброванного сигнала, имитирующего отклонение частоты на величину, соответствующую изменению нагрузки блока на $\pm 10\%$ номинальной на входе регуляторов, получающих задание от частотного корректора.

2.6.2. На энергоблоках, в системах автоматического регулирования которых отсутствует турбинный регулятор мощности, воздействующий на МУТ, а АСРК поддерживает давление пара перед турбиной, возмущающее воздействие формируется путем однократного ступенчатого перемещения регулирующих клапанов турбины на величину, соответствующую изменению активной мощности на $\pm 10\%$ номинальной. Перемещение клапанов осуществляется подачей на МУТ непрерывного сигнала соответствующего направления и длительности. До нанесения возмущения должны быть выбраны люфты МУТ, а после нанесения возмущения положение МУТ не должно изменяться до окончания опыта.

2.6.3. На ТЭС с общим паропроводом, оснащенной главным регулятором давления пара, воздействующим на АСРК всех или части котлов, возмущения формируются путем однократных ступенчатых перемещений регулирующих клапанов всех или части работающих турбин данной очереди ТЭС, величины которых определены заранее и соответствуют изменению суммарной активной мощности всех работающих турбин очереди на $\pm 10\%$ номинальной. Перемещение клапанов осуществляется путем одновременной подачи непрерывного сигнала соответствующего направления и длительности на МУТ турбин, участвующих в испытаниях.

2.7. Определение величины перемещения МУТ, соответствующей 10%-ному изменению активной мощности энергоблока (величин перемещения МУТ турбин ТЭС с общим паропроводом для получения 10% изменения суммарной мощности), производится путем постепенного (в 2 — 3 приема) прикрытия (открытия) РК турбины с выдержками на каждой ступени до восстановления давления пара перед турбиной (в общем паропроводе).

2.8. В каждом опыте с помощью регистрирующих приборов или наблюдателями вручную должны быть зафиксированы:

- моменты нанесения возмущающих воздействий и их фактическая величина;

- за 3 минуты до нанесения возмущения и в течение всего переходного процесса до стабилизации режима:
 - активная мощность турбогенератора энергоблока; суммарная мощность всех работающих турбогенераторов очереди ТЭС (или каждого в отдельности);
 - давление пара перед турбиной энергоблока; в общем паропроводе ТЭС;
 - минимальное и максимальное содержание кислорода (O_2) в дымовых газах (по штатному регистратору);
 - параметр, характеризующий положение регулирующих клапанов турбины энергоблока при работе в зоне скользящего давления.

Каждый опыт должен заканчиваться стабилизацией активной мощности на новом уровне, восстановлением исходного значения давления свежего пара в опытах при номинальном давлении или стабилизацией давления на новом уровне в опытах при скользящем давлении.

Регистрацию переходных процессов можно производить автоматически или вручную с обязательной фиксацией момента нанесения возмущения.

Для автоматической регистрации целесообразно использовать многоканальные самопишущие приборы с непрерывной записью (например, типа Н-327 или их аналоги, осциллографы и т.п.), многоточечные (печатающие) регистраторы, а при наличии ИВС или АСУ ТП — специально сформированные протоколы с последующей распечаткой на принтере или графопостроителе.

Скорость диаграммной ленты самопишущих и регистрирующих приборов следует выбирать не менее 12 мм/секунду, средняя точка на диаграмме должна соответствовать средней величине регистрируемого параметра в данной серии опытов, а шкала — отклонениям параметра от средней величины при двусторонних возмущающих воздействиях. При использовании многоточечных регистраторов цикл печати каждой точки не должен превышать 20 секунд.

Для регистрации параметров могут быть использованы и штатные самопишущие приборы со скоростью диаграммной ленты, увеличенной до 12 — 20 мм/минуту. Однако шкалы этих приборов рассчитаны на полный диапазон

изменения параметров, вследствие чего погрешности измерений существенно возрастают. По этой же причине при ручной регистрации целесообразно использовать специально подготовленные показывающие приборы с «растянутой» шкалой.

При ручной регистрации каждый наблюдатель по команде ведущего должен записывать не более двух-трех параметров. Интервал записи должен составлять 20 секунд. Начало записи за 3 минуты, до нанесения возмущения, окончание — после стабилизации параметров. Ориентировочная продолжительность одного опыта — 10 — 15 минут.

2.9. Обработка результатов комплексных испытаний включает:

- отбор по одному наиболее представительному опыту в сторону увеличения и уменьшения нагрузки на каждой из двух нагрузок (п. 2.5 настоящей *Методики проверки ТЭС*);
- расчет относительных величин отклонений параметров в каждом опыте с интервалом 20 секунд.

Относительная величина активной мощности — $100 \Delta N / N_n$ (%), где

1. **для энергоблоков:** ΔN — отклонение величины активной мощности от исходного значения (МВт), N_n — номинальная мощность турбогенератора (МВт);
2. **для ТЭС с общим паропроводом:** ΔN равняется сумме отклонений величин активной мощности всех работающих турбоагрегатов от исходного значения в каждый момент времени $\Delta N = \sum \Delta N_i$ (МВт); N_n — суммарная номинальная мощность турбогенераторов, работавших при испытаниях (МВт).

Относительная величина давления свежего пара — $100 \Delta P / P_n$ (%), где

1. ΔP — отклонение величины давления свежего пара перед турбиной (в общем паропроводе) от начального значения в опыте (МПа, кгс/см²);
 2. P_n — номинальное значение этого давления (МПа, кгс/см²).
- оформление бланков-графиков, представленным ниже, по отобранным опытам. В каждом бланке должны быть указаны наименования

электростанции, номер блока (очереди ТЭС с общим паропроводом), номер и дата проведения опыта, а также заполнены таблицы граничных значений параметров (начального и конечного) в данном опыте. Для энергоблоков заполняется таблице 1 полностью (размерности Р, Н и Учк указываются по шкале измерительного прибора); для очереди ТЭС с общим паропроводом в таблице 1 заполняются только столбцы: ΣN — суммарная мощность очереди и $P_{опп}$ — давление в общем паропроводе, в таблице 2 указываются значения N и H для турбоагрегатов, на которых наносились возмущения во время опытов.

Баланк-график при увеличении мощности

Электростанция:

Блок, очередь:

Опыт при увеличении мощности № _____

Дата: _____

Граничные значения параметров в опыте:

Таблица 1

Для блоков и ТЭС с общим паропроводом

Мощность $N_{бл.}$ $N_{оч}$ (МВт)		Давление пара P_T $P_{опп}(\dots)$		Полож.РК турбины*H (...)		Сигн.част. коррект.* $U_{чк}(\dots)$		Содержа- ние* O_2 (%)	
нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.

* Заполняются только для блоков

Таблица 2

Для ТЭС с общим паропроводом

№ турбины									
№ (МВт)	нач.								
	кон.								
H (...)	нач.								
	кон.								

Баланк-график при уменьшении мощности

Электростанция:

Блок, очередь:

Опыт при увеличении мощности № _____

Дата: _____

Граничные значения параметров в опыте:

Таблица 1
Для блоков и ТЭС с общим паропроводом

Мощность N _{бл.} N _{оч.} (МВт)		Давление пара P _т P _{опп} (...)		Полож.РК турбины*Н (...)		Сигн.част. коррект.* U _{чк} (...)		Содержа- ние* O ₂ (%)	
нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.

* Заполняются только для блоков

Таблица 2
Для ТЭС с общим паропроводом

№ турбины									
№ (МВт)	нач.								
	кон.								
Н (...)	нач.								
	кон.								

Графики отклонений параметров строятся в координатных сетках, приведенных на бланках (Примеры графиков отражающих динамику выдачи первичной мощности для ТЭС различного типа представлена на рис 1 и рис 2 настоящих *Технических требований*). При этом в обязательном порядке выделяются точки, полученные в опытах, независимо от того, попадают они или нет на результирующую кривую. Ломаные линии на графиках относительного отклонения мощности не соответствуют фактической форме кривых, полученных в опытах, а ограничивают область, в которой должны находиться кривые переходных процессов (при увеличении мощности — выше, а при уменьшении мощности — ниже пограничных линий) соответственно для энергоблоков с газомазутными (ГМ) котлами, пылеугольными (ПУ) котлами и ТЭС с общим паропроводом.

3. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ ИСПЫТАНИЙ

3.1. Испытания проводятся по утвержденной программе, в которой должны быть поименно указаны: руководитель испытаний, работники цехов ТЭС,

участвующие в испытаниях, и их обязанности. Испытания на каждой из выбранных нагрузок состоят из двух этапов: подготовительного и основного.

3.2. Подготовительный этап испытаний включает:

- настройку и проверку работы измерительной и регистрирующей аппаратуры;
- установку требуемой нагрузки и стабилизацию режима работы оборудования;
- определение величин возмущающих воздействий:
 - для энергоблоков в п. 2.6.1 настоящей *Методики проверки ТЭС*: определение величины сигнала по отклонению частоты, соответствующему изменению мощности энергоблока на $\pm 10\%$ номинальной;
 - для энергоблоков в п. 2.6.2 настоящей *Методики проверки ТЭС*: определение величины перемещения МУТ, соответствующей изменению мощности энергоблока на $\pm 10\%$ номинальной;
 - для ТЭС с общим паропроводом (п. 2.6.3 настоящей *Методики проверки ТЭС*): определение величин перемещения МУТ всех или части работающих турбин для получения возмущающего воздействия, равного $\pm 10\%$ их суммарной номинальной мощности.
- стабилизацию режима работы оборудования перед основным этапом испытаний.

3.3. Основной этап испытаний включает проведение опытов с увеличениями и уменьшениями нагрузки энергоблока (очереди ТЭС с общим паропроводом) путем однократного перемещения МУТ турбины (одновременного перемещения МУТ выбранных турбин на ТЭС с общим паропроводом) на величину, определенную на подготовительном этапе (п. 3.2 настоящей *Методики проверки ТЭС*) с регистрацией параметров согласно п. 2.8 настоящей *Методики проверки ТЭС*.

3.4. Обработка результатов испытаний выполняется в соответствии с п. 2.9.

4. ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ КОНТРОЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ

4.1. Готовность энергоблока или очереди ТЭС с общим паропроводом к участию в первичном регулировании частоты в соответствии с требованиями ПТЭ оценивается по результатам контрольных испытаний и включает в себя:

- оценку соответствия характеристик системы регулирования турбин требованиям ПТЭ;
- оценку результатов комплексных испытаний.

4.2. Турбина считается готовой к участию в первичном регулировании, если характеристики ее системы регулирования, указанные в п. 2.2 настоящей *Методики проверки ТЭС* и определенные не позднее одного года до даты проведения контрольных испытаний, соответствуют требованиям ПТЭ и отсутствуют какие-либо технические причины, препятствующие ее работе в регулирующем режиме.

4.3. Оценка результатов комплексных испытаний производится по графикам переходных процессов активной мощности и давления пара перед турбиной (в общем паропроводе), построенным в соответствии с указаниями п. 2.9 настоящей *Методики проверки ТЭС*, с учетом следующих положений:

4.3.1. При начальном номинальном давлении пара ступенчатое перемещение регулирующих клапанов турбины энергоблока (турбин очереди ТЭС, подключенных к общему паропроводу) воздействием на МУТ с одновременным воздействием на систему регулирования нагрузки котла энергоблока (котлов ТЭС, подключенных к общему паропроводу) должно вызывать:

- в первые 10 — 15 секунд изменение активной мощности на 0,5 — 0,6 от величины возмущения за счет аккумулированного тепла и сопровождаться падением давления пара перед турбиной (в общем паропроводе);
- дальнейшее изменение мощности с задержкой на этом уровне (или небольшим спадом) и восстановление давления пара монотонно за счет изменения паропроизводительности котла. Длительность переходных процессов по активной мощности и давлению свежего пара одинакова, а ее величина зависит от типа энергоустановки и оптимальности настроек регуляторов нагрузки котла(ов).

4.3.2. В режиме скользящего давления при ступенчатом перемещении регулирующих клапанов турбины энергоблока и одновременном воздействии на систему регулирования нагрузки котла изменение активной мощности за счет аккумулированного тепла в первые 10 — 15 секунд уменьшается по сравнению с ее изменением при номинальном давлении пропорционально снижению давления пара перед турбиной ($P_{ск}/P_{ном}$).

Далее активная мощность с небольшой задержкой на этом уровне практически монотонно изменяется до конечного значения за счет изменения паропроизводительности котла. При этом давление свежего пара перед турбиной не восстанавливается до исходного значения, а стабилизируется в конце переходного процесса на новом уровне, соответствующем новому значению мощности блока.

4.4. Динамические характеристики энергоблока (очереди ТЭС с общим паропроводом) при номинальном давлении пара оцениваются как удовлетворительные, если в течение всего переходного процесса характер кривой изменения мощности соответствует приведенному выше описанию, кривая не пересекает граничных линий, показанных на бланках графиков для данного вида энергоустановок, давление свежего пара перед турбиной (в общем паропроводе) в течение переходного процесса не отклоняется за установленные пределы (уставки предупредительной сигнализации), а в конце — восстанавливается до исходного значения и на блоке (очереди ТЭС) отсутствуют какие-либо технические причины, препятствующие работе в регулирующем режиме.

4.5. Динамические характеристики энергоблока при работе в зоне скользящего давления оцениваются как удовлетворительные, если кривые изменения мощности и давления пара соответствуют описанным в п. 4.3.2 настоящей *Методики проверки ТЭС*.

4.6. При положительных оценках характеристик системы регулирования турбин и результатов комплексных испытаний и отсутствии каких-либо технических причин, препятствующих работе в регулирующем режиме, энергоблок (очередь ТЭС с общим паропроводом) считается готовым (ой) к участию в первичном регулировании частоты в ЕЭС в соответствии с требованиями ПТЭ.

4.7. Результаты контрольных испытаний должны быть представлены в виде краткой пояснительной записки, содержащей:

- данные по основному оборудованию (тип, номинальная нагрузка, параметры пара, топливо, диапазон регулирования нагрузки, режимы работы и др.);
- данные по системе регулирования частоты вращения турбины (п. 2.2 настоящей *Методики проверки ТЭС*), перечень работавших при испытаниях регуляторов нагрузки котла, турбины, блока (очереди ТЭС), их структурные схемы (входные сигналы, функциональные преобразователи, регулирующие органы), тип аппаратуры;
- данные по измерительным приборам, использованным при испытаниях (тип, шкала, класс точности, скорость диаграммной ленты, цикл печати);
- краткое описание проведенных испытаний: даты и условия проведения опытов, состав участвующего оборудования, экспериментально определенные величины и продолжительность возмущающих воздействий (п. 2.6 настоящей *Методики проверки ТЭС*), количество проведенных опытов и их краткая характеристика, особенности и недостатки в работе оборудования и систем регулирования, выявленные в процессе проведения испытаний, необходимость и причины вмешательства оператора и т.д., выводы.

Приложение 3

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ по проверке готовности ГЭС к первичному регулированию частоты

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Каждая электростанция, в том числе и ГЭС, должна участвовать в первичном регулировании частоты в нормальных и тем более в аварийных условиях работы энергосистемы.

Требования к гидроагрегатам ГЭС в части обеспечения их участия в первичном регулировании частоты уточнены в ПТЭ. При этом мертвая зона по частоте, задаваемая энергосистемой, должна быть не более 0,15 Гц.

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 первичном регулировании частоты и не смягчает требований, изложенных в ПТЭ.

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

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 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 первичном регулировании частоты.

Возможность такого участия и контроля должна быть обеспечена техническими средствами.

Для снижения амплитуды колебаний частоты, вызванных случайными временными нарушениями баланса мощности в ЕЭС России, либо для ограничения отклонений частоты, возникающих при аварийных изменениях генерируемой или потребляемой мощности, все гидроагрегаты должны участвовать в первичном регулировании частоты. Оно 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 мертвой зоны по частоте и недостаточного быстродействия. Поэтому для оценки степени участия ГЭС в первичном регулировании частоты помимо величины статизма необходимо знать величину мертвой зоны по частоте и быстродействие системы.

Мертвая зона 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 70% статического

отклонения мощности после ступенчатого (или достаточно быстрого) изменения частоты.

При индивидуальном регулировании гидроагрегата статизм, мертвая зона 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), которыми оснащены ГЭС, возведенные после войны.

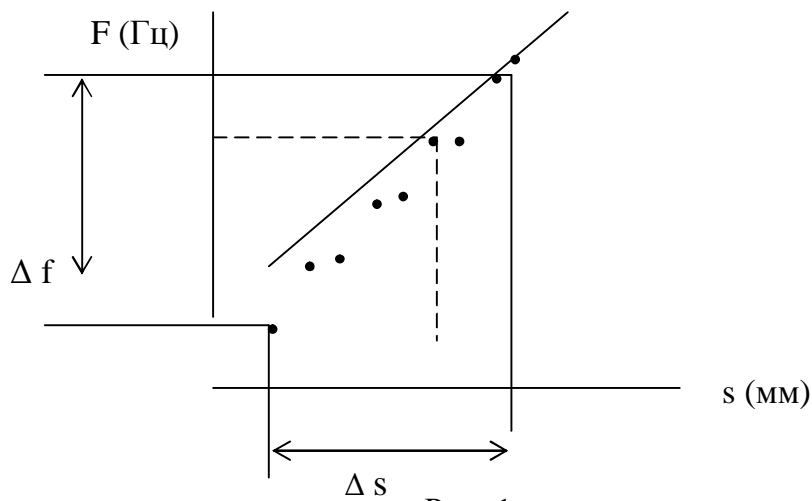
Электрогидравлические регуляторы различных типов также имеют свои особенности. Подробные рекомендации по испытаниям регуляторов различных типов содержатся в «Методических указаниях по испытаниям систем регулирования гидротурбин: МУ 34 70-160-86». В данном документе приведены рекомендации общего характера, 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 $K_f == \Delta s / \Delta f$.



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 $f — P$ и $f — Y$

(рис. 2), где Y – ход сервомотора Н.А., P – мощность генератора. Соединяя точки одного направления плавными линиями, получают статические характеристики регулятора и регулирования.

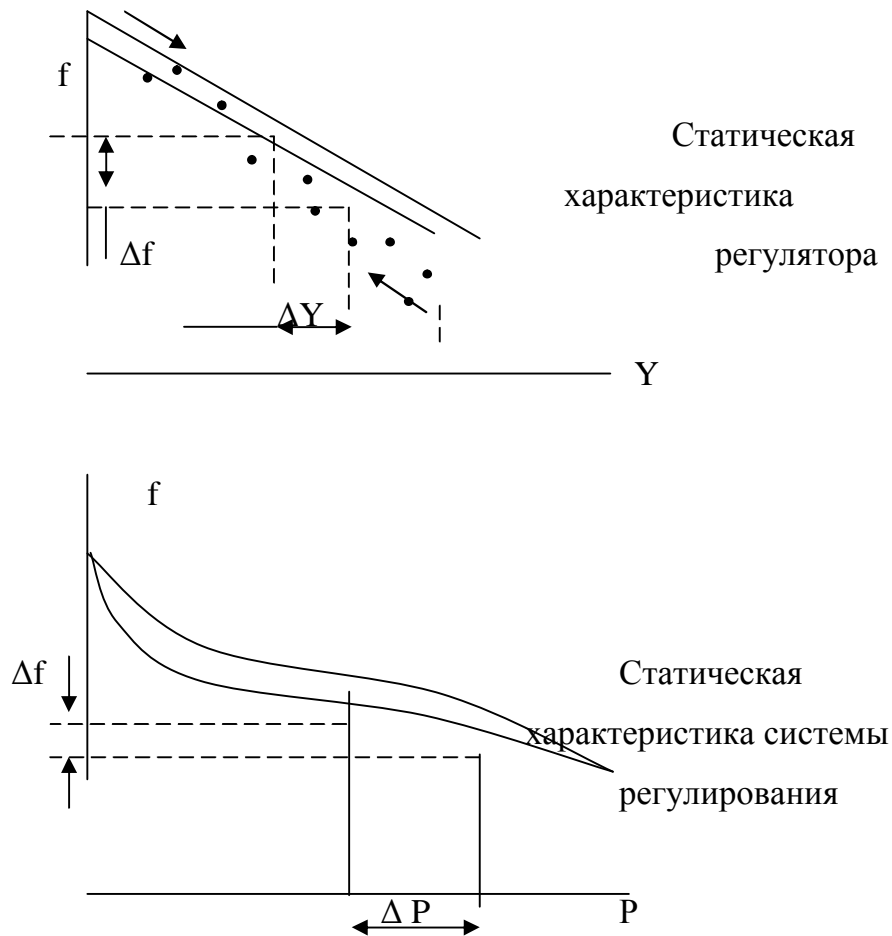


Рис. 2

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 мертвой зоны по частоте

Величина мертвой зоны по частоте гидромеханических регуляторов зависит в основном от положительных перекрытий главного золотника. Наличие на многих регуляторах вертикального боя штифта маятника приводит к снижению мертвой зоны

(нельзя при этом забывать, что бой сопровождается более интенсивным истиранием отсекающих кромок золотника).

При тщательном выполнении опыта по снятию статической характеристики мертвая зона 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 мертвой зоне.

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

1.3. Определение быстродействия регулятора

Количественной оценкой быстродействия является время переходного процесса, для получения которого необходимо создать ступенчатое (или достаточно быстрое) изменение частоты или уставки частоты. При определенном навыке это можно сделать путем быстрого поворота рукоятки МИЧО.

Ступенчатое воздействие 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 70% 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 мертвой зоны по частоте

Мертвая зона по частоте определяется косвенным методом измерением тока по балансному прибору. Измерения производятся при работе агрегата в сети в условиях практически неизменной частоты. При наличии колебаний 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 мертвой зоны 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 перемычкой 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 перемычки 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 70% отклонения мощности и открытия НА.

3. ИСПЫТАНИЯ СИСТЕМЫ ГРАМ

3.1. Определение статических характеристик

Определение величины статизма и мертвой зоны по частоте производится при работе ГРАМ в режиме регулирования мощности с заданными величинами статизма и мертвой зоны 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) $\Delta P_{ГЭС ном}$

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

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

где Δf — изменение частоты, Гц;

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

$P_{ГЭС ном}$ и $P_{Г ном}$ — 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 зона 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 зона 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 70% полного изменения мощности ГЭС.