

Изменения, вносимые в **Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка с 01.06.2025**

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
1.1	<p>... Технические требования к генерирующему оборудованию тепловых электростанций (далее – ТЭС), гидроэлектростанций (далее – ГЭС) и гидроаккумулирующих станций (далее – ГАЭС) должны соответствовать требованиям Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [10] (далее – ПТЭ). ...</p>	<p>... Технические требования к генерирующему оборудованию тепловых электростанций (далее – ТЭС), гидроэлектростанций (далее – ГЭС) и гидроаккумулирующих станций (далее – ГАЭС) должны соответствовать требованиям Правил технологического функционирования электроэнергетических систем [16] (далее – ПТЭФ), Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [10] (далее – ПТЭ). ...</p>
2.2	<p>Для целей подтверждения готовности генерирующего оборудования и определения объема мощности, фактически поставленного на оптовый рынок, в соответствии с <i>Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности</i> [8], КО предоставляет СО следующие данные:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ценовые заявки на планирование объемов производства в отношении ГТП генерации, ГТП импорта или объекта управления, представленного генерирующим оборудованием и отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой; • фактическую выработку электроэнергии электростанцией по данным автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета (далее – АИИС КУ); • фактический собственный максимум потребления по ГТП потребления электростанции (группы электростанций); • максимально допустимые величины собственного максимума потребления на нужды генерации по ГТП потребления электростанции (группы электростанций) (далее – норматив собственных нужд). 	<p>Для целей подтверждения готовности генерирующего оборудования и определения объема мощности, фактически поставленного на оптовый рынок, в соответствии с <i>Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности</i> [8], КО предоставляет СО следующие данные:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ценовые заявки на планирование объемов производства в отношении ГТП генерации, ГТП импорта или объекта управления, представленного генерирующим оборудованием и отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой; • фактическую выработку электроэнергии электростанцией по данным автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета (далее – АИИС КУ); • объем потребления мощности на собственные и хозяйственные нужды, отнесенные к ГТП потребления электростанции (группы электростанций).
5	<p>... Требование участия в АВРЧМ не распространяется на контррегулирующие ГЭС, к которым относятся ГЭС</p>	<p>... Требование участия в АВРЧМ не распространяется на контррегулирующие ГЭС, к которым относятся ГЭС</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>установленной мощностью более 200 МВт, имеющие водохранилище с полезным объемом краткосрочного регулирования, необходимым для перераспределения переменных расходов воды вышележащей ГЭС в равномерный расход воды в свой нижний бьеф в целях обеспечения участия вышележащей регулирующей высоконапорной ГЭС установленной мощностью 1000 МВт и более в покрытии суточной и/или недельной неравномерности графика нагрузки, с учетом выполнения требований неэнергетических водопользователей и условий неподтопления населенных пунктов.</p> <p>...</p>	<p>установленной мощностью более 200 МВт, имеющие водохранилище с полезным объемом краткосрочного регулирования, необходимым для перераспределения переменных расходов воды вышележащей ГЭС в равномерный расход воды в свой нижний бьеф в целях обеспечения участия вышележащей регулирующей высоконапорной ГЭС установленной мощностью 1000 МВт и более либо 600 МВт и более, если правилами использования водных ресурсов водохранилища допустимый диапазон изменения верхнего бьефа контррегулирующей ГЭС не установлен или составляет менее 1,5 метра, в покрытии суточной и/или недельной неравномерности графика нагрузки, с учетом выполнения требований неэнергетических водопользователей и условий неподтопления населенных пунктов.</p> <p>...</p>
6.2.2	<p>В качестве базовых ограничений установленной мощности ТЭС и АЭС на какой-либо месяц предстоящего года принимаются значения ограничений, зарегистрированные СО в отношении соответствующего месяца предшествующего года, а также в иные месяцы соответствующего сезонного периода в порядке, установленном Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8], при условии оформления в электронном виде на Сайте КОМ соответствующего заявления о распространении ограничений установленной мощности на иные месяцы.</p> <p>...</p>	<p>В качестве базовых ограничений установленной мощности ТЭС и АЭС на какой-либо месяц предстоящего года принимаются значения ограничений, зарегистрированные СО в отношении соответствующего месяца предшествующего года, а также в иные месяцы соответствующего сезонного периода в порядке, установленном Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8], при условии оформления в электронном виде на Сайте КОМ соответствующего заявления о распространении ограничений установленной мощности на иные месяцы.</p> <p>В отношении электростанций, функционирующих на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам, в качестве базовых ограничений на 2025 год принимаются значения ограничений, согласованные СО до начала года. Указанные базовые ограничения, зарегистрированные на месяца 2025 года, подлежат корректировке в сторону увеличения на основании официального запроса участника оптового рынка, при этом изменению подлежат базовые ограничения начиная с месяца, следующего за месяцем поступления соответствующего запроса.</p> <p>...</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
6.2.3	<p>...</p> <p>Согласованные СО до начала текущего года ожидаемые ограничения установленной мощности могут быть скорректированы и согласованы по каждому суткам до начала месяца, в котором эти изменения актуальны.</p> <p>В случае если участник оптового рынка не заявил ограничения установленной мощности на предстоящий месяц, в качестве заявленных ограничений установленной мощности СО принимает ограничения установленной мощности, заявленные до начала текущего года.</p> <p>В случае если участник оптового рынка не заявил ограничения установленной мощности в месяц, предшествующий планируемому, а также до начала текущего года, то в качестве заявленных ограничений установленной мощности принимаются нулевые значения.</p> <p>Корректировка ограничений установленной мощности на предстоящий месяц должна быть представлена в СО не позднее 15 числа месяца, предшествующего планируемому, по каждой единице генерирующего оборудования, ГТП и электростанции в целом. СО до начала отчетного месяца согласовывает указанные ограничения или представляет обоснованный отказ.</p> <p>При наличии ограничений установленной мощности для электростанций, имеющих более одной зарегистрированной ГТП, при наличии ограничений в целом по станции участник не позднее 15 числа месяца, предшествующего планируемому, должен заявить разнесение ограничений установленной мощности по ГТП.</p> <p>В случае если участник оптового рынка не заявлял ограничения установленной мощности до начала текущего года, то последующее заявление ограничений установленной мощности должно быть представлено в СО не позднее 1 числа месяца, предшествующего планируемому.</p> <p>...</p>	<p>...</p> <p>Согласованные СО до начала текущего года ожидаемые ограничения установленной мощности могут быть скорректированы и согласованы по каждому суткам до начала месяца, в котором эти изменения актуальны.</p> <p>Корректировка ограничений установленной мощности на предстоящий месяц должна быть представлена в СО не позднее 15 числа месяца, предшествующего планируемому, по каждой единице генерирующего оборудования, ГТП и электростанции в целом. СО до начала отчетного месяца согласовывает указанные ограничения или представляет обоснованный отказ.</p> <p>При наличии ограничений установленной мощности для электростанций, имеющих более одной зарегистрированной ГТП, при наличии ограничений в целом по станции участник не позднее 15 числа месяца, предшествующего планируемому, должен заявить разнесение ограничений установленной мощности по ГТП.</p> <p>В случае если участник оптового рынка не заявлял ограничения установленной мощности до начала текущего года, то последующее заявление ограничений установленной мощности должно быть представлено в СО не позднее 1 числа месяца, предшествующего планируемому.</p> <p>В случае если участник оптового рынка не заявил ограничения установленной мощности на предстоящий месяц либо заявленные значения не были согласованы СО, указанные значения принимаются равными нулю.</p> <p>...</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
Приложение 14	Изложить в приведенной редакции	

Приложение 14

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

**по оценке участия генерирующего оборудования в общем первичном
регулировании частоты**

Оглавление

1. Общие положения	1
2. Используемые обозначения и сокращения.....	2
3. Исходные данные, используемые для оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ	3
4. Методика проведения оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ....	3
Приложение	19

1. Общие положения

1.1. Настоящие Методические указания по оценке участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с Требованиями к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденными приказом Минэнерго России от 09.01.2019 № 2 (далее – Требования).

1.2. Методические указания предназначены для использования персоналом электростанций, работающих в составе ЕЭС России, а также работниками АО «СО ЕЭС» при осуществлении оценки участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ) на соответствие Требованиям.

1.3. Положения настоящих Методических указаний распространяются на генерирующее оборудование всех типов электростанций, с использованием которых осуществляется деятельность по производству электрической энергии (мощности) на оптовом рынке электрической энергии и мощности или розничных рынках электрической энергии, работающее в режиме выработки электрической энергии и признанное в установленном Требованиями порядке готовым к участию в ОПРЧ.

1.4. Методические указания устанавливают:

- исходные данные, используемые для оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ;
- методики проведения оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на соответствие Требованиям;

2. Используемые обозначения и сокращения

В Методических указаниях применены следующие обозначения и сокращения:

АЭС – атомная электростанция;

ВОЛЭС – волновая электростанция;

ВЭС – ветровая (ветроэлектрическая) электростанция;

ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция;

ГПА – газопоршневой агрегат;

ГУБТ – газовая утилизационная бескомпрессорная турбина;

ГЭС – гидравлическая электростанция;

ДГА – детандер-генераторный агрегат;

ДГУ – дизель-генераторная установка;

ОИК – оперативно-информационный комплекс;

ПГУ – парогазовая установка;

СЭС – солнечная электростанция;

ТЭС – тепловая электростанция;

частота – значение частоты электрического тока, если не оговорено иное.

3. Исходные данные, используемые для оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ

3.1. АО «СО ЕЭС» осуществляет оценку участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на основе телеметрической информации о частоте и активной мощности, поступающей от электростанций в ОИК диспетчерских центров.

При необходимости, для оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ собственник электростанции должен предоставить по запросу АО «СО ЕЭС» данные по частоте, активной мощности и других технологических параметров генерирующего оборудования, а также выполненное в хронологическом порядке сравнение параметров режима работы генерирующего оборудования при отклонении частоты и ответных действий со стороны автоматических систем регулирования, защит, блокировок, оперативного персонала.

Интервал записи (анализа) данных мониторинга должен начинаться с момента, предшествующего началу отклонения частоты не менее чем за 5 минут, и заканчиваться моментом устойчивого восстановления частоты в энергосистеме (окончательного возврата частоты в диапазон $50,0 \pm 0,1$ Гц продолжительностью более 5 минут).

3.2. В целях подтверждения предоставленной собственником электростанции информации по участию генерирующего оборудования в ОПРЧ АО «СО ЕЭС» вправе запросить соответствующие обосновывающие документы: руководства и инструкции по эксплуатации оборудования; карты уставок технологических защит, блокировок и сигнализаций; проектную документацию с описанием алгоритмов работы систем автоматического регулирования; заключения специализированных организаций.

3.3. Срок хранения архивных данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ в диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС» и на электростанциях должен соответствовать пункту 44 Требований.

4. Методики проведения оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ

4.1 Общие положения

4.1.1. По способу проведения анализа, оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ разделяется на количественную и качественную оценки фактического участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

Количественная и качественная оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ должны осуществляться в соответствии с требованиями, изложенными в разделах 4.2 - 4.4 Методических указаний.

4.1.2. Количественная оценка участия в ОПРЧ генерирующего оборудования осуществляется для всех случаев отклонения частоты в энергосистеме от номинальной на 0,2 Гц и более.

Для проведения количественной оценки участия в ОПРЧ генерирующего оборудования ТЭС, АЭС, ВЭС и СЭС, ВОЛЭС продолжительность указанных отклонений частоты должна быть не менее 30 секунд.

Для проведения количественной оценки участия в ОПРЧ ГПА и ДГУ, генерирующего оборудования ГЭС и ГАЭС, ВОЛЭС, генерирующего оборудования на основе ГУБТ и ДГА продолжительность указанных отклонений частоты должна быть не менее 1 минуты.

4.1.3. Качественная оценка участия в ОПРЧ генерирующего оборудования ТЭС, АЭС, ГПА, ДГУ, ГЭС и ГАЭС осуществляется при наличии резких (за время не более 10 секунд) отклонений частоты в энергосистеме в пределах $50,0 \pm 0,2$ Гц, продолжительностью не менее 20 секунд, отвечающих условиям согласно пунктам 4.4.3 и 4.4.4 настоящих Методических указаний.

Качественная оценка участия в ОПРЧ ВЭС, СЭС, генерирующего оборудования ВОЛЭС и генерирующего оборудования на основе ГУБТ и ДГА, имеющего техническую возможность автоматического изменения активной мощности при отклонениях частоты, осуществляется при наличии резких (за время не более 10 секунд) отклонений частоты в энергосистеме более 50,15 Гц продолжительностью не менее 20 секунд.

4.1.4. В случае фиксации по результатам количественной или качественной оценки факта неудовлетворительного участия генерирующего оборудования в ОПРЧ дальнейший анализ и оценка участия такого генерирующего оборудования в ОПРЧ не осуществляется до устранения собственником или иным законным владельцем (далее – собственником) электростанции причин неудовлетворительного участия соответствующего генерирующего оборудования в ОПРЧ и повторного подтверждения готовности такого генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ в установленном Требованиями порядке.

4.1.5. При несоответствии измерений и регистрации частоты и активной мощности на электростанции пункту 43 Требований, установленном с использованием критерия автоматизированного контроля «непредоставление информации» (Приложение настоящих Методических указаний), количественная оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ выполняется без применения критериев автоматизированного контроля, в соответствии с разделами 4.2, 4.4 настоящих Методических указаний.

4.1.6. Оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ не осуществляется в следующих случаях:

- при наличии оформленной в установленном порядке диспетчерской заявки на временный вывод генерирующего оборудования из режима участия в ОПРЧ;
- при производстве пуско-остановочных операций на генерирующем оборудовании;
- если в отношении генерирующего оборудования оформлено решение об отсутствии технической возможности участия в ОПРЧ, в соответствии с пунктом 7 Требований;
- при отключении генератора от сети вследствие:
 - действия противоаварийной автоматики;

- отключения элементов схемы выдачи мощности с переходом генерирующего оборудования на холостой ход или нагрузку собственных нужд;
- нарушений нормального режима работы или повреждений генератора с остановом генерирующего оборудования;
- недопустимых отклонений параметров электроэнергетического режима энергосистемы.

4.1.7. Для генерирующего оборудования всех типов в случае не предоставления или неполного предоставления собственником электростанции в установленные сроки сведений согласно пунктам 3.1, 3.2 настоящих Методических указаний оценка участия в ОПРЧ осуществляется по данным, имеющимся в распоряжении АО «СО ЕЭС» на момент закрытия отчетного месяца.

4.2 Методика количественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ без применения критериев автоматизированного контроля

4.2.1. Фактическая величина выдаваемой генерирующим оборудованием первичной мощности определяется формулой:

$$\Delta P_{\text{п}} = P - P_0, \text{ МВт} \quad (1),$$

где:

P , МВт – текущая активная мощность генерирующего оборудования на момент времени, выбранный для проведения оценки;

P_0 – исходная активная мощность генерирующего оборудования на момент времени, соответствующий исходной частоте (f_0 , Гц), до начала рассматриваемого отклонения частоты.

4.2.2. Требуемая величина первичной мощности определяется формулой (не менее):

$$P_{\text{тп}} = -\frac{100}{S\%} \cdot \frac{P_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}} \cdot K_{\text{д}} \cdot \Delta f_{\text{р}}, \text{ МВт} \quad (2),$$

где:

$S\%$ - статизм первичного регулирования;

$P_{\text{ном}}$, МВт – установленная (номинальная) мощность генерирующего оборудования (для СЭС, ВЭС и ВОЛЭС - исходная активная мощность генерирующего оборудования, работающего через один преобразователь постоянного тока или на одно распределительное устройство напряжением 10 кВ и выше, определяемая как фактическая активная мощность такого генерирующего оборудования на момент начала его участия в ОПРЧ);

$\Delta f_{\text{р}}$, Гц – расчетная величина отклонения частоты на момент времени, выбранный для проведения оценки;

$K_{\text{д}}$ - коэффициент, учитывающий динамику выдачи первичной мощности к моменту времени, выбранному для проведения оценки и нормированный Требованиями для разного типа генерирующего оборудования при скачкообразном изменении частоты.

Примеры определения коэффициента K_d для разных моментов времени участия в ОПРЧ газомазутного паросилового энергоблока ТЭС и парогазовой установки утилизационного типа показаны на рисунках 1 и 2 для случаев скачкообразного изменения задания первичной мощности на 10 % номинальной (установленной) мощности. Ломаные сплошные линии на графиках ограничивают области, в которых должны находиться кривые изменения первичной мощности (не ниже – при увеличении мощности и не выше – при снижении мощности). Диапазон допустимых значений фактической первичной мощности по окончании времени регулирования (времени выдачи требуемой первичной мощности согласно статической частотной характеристике генерирующего оборудования, см. ниже) принят исходя из установленной Требованиями точности ее поддержания в пределах $\pm 1\%$ от номинальной (установленной) мощности генерирующего оборудования.

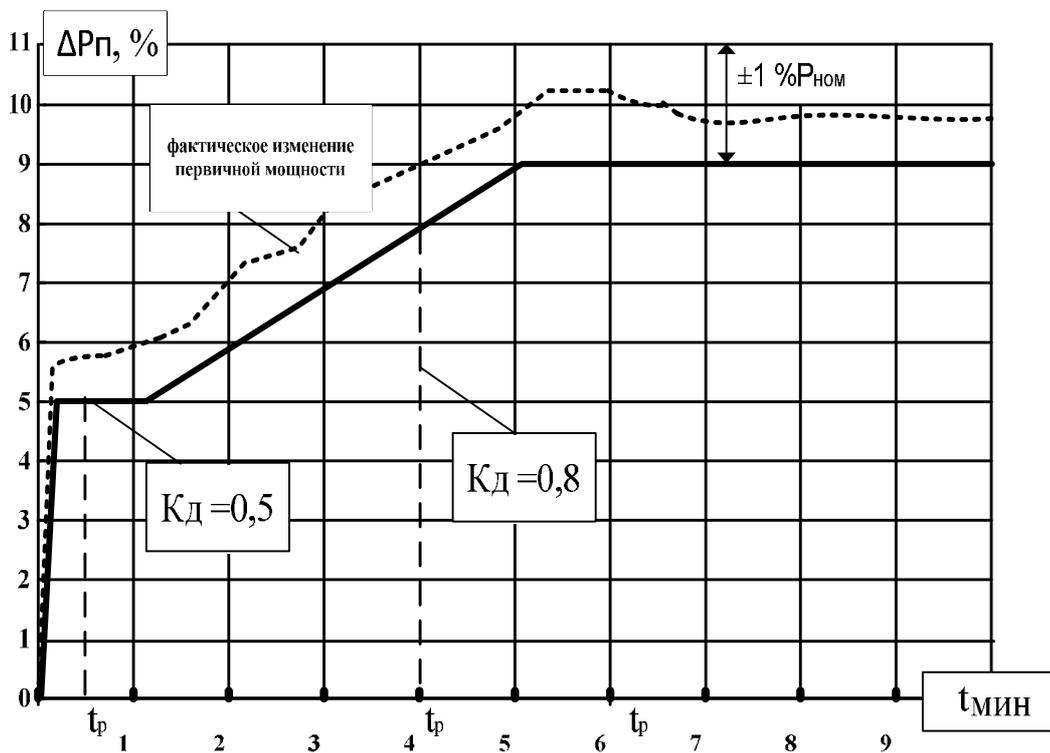


Рис. 1 Динамика выдачи первичной мощности паросиловым энергоблоком при скачкообразном изменении заданного значения нагрузки на 10 %

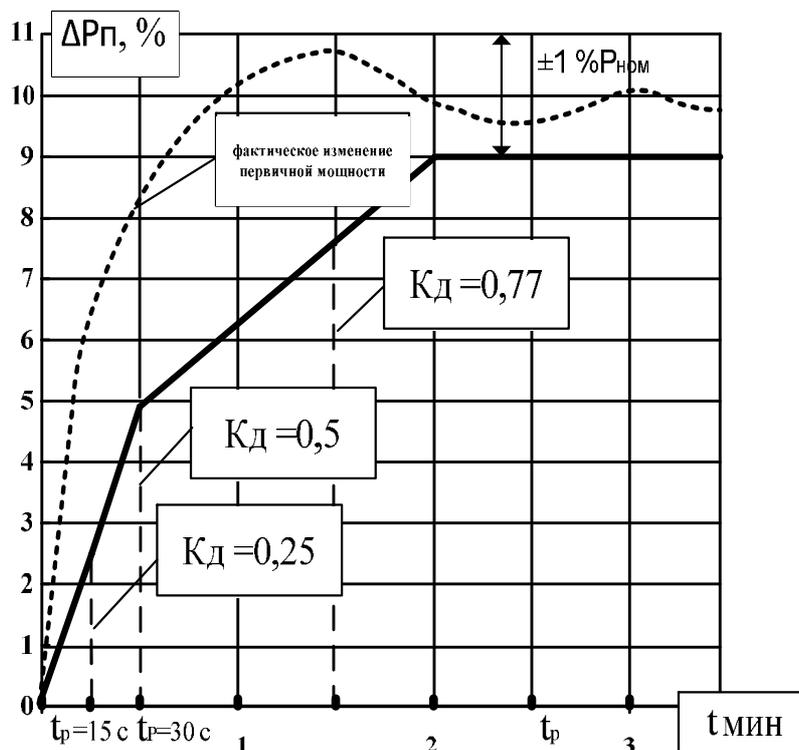


Рис. 2 Динамика выдачи первичной мощности парогазовой установкой утилизационного типа при скачкообразном изменении заданного значения нагрузки на 10 %

4.2.3. При определении расчетной величина отклонения частоты Δf_p принимается, что:

$\Delta f_p = 0$ при отклонениях частоты не превышающих зону нечувствительности ($f_{нч}$, Гц) / «мертвую полосу» ($f_{мп}$, Гц) первичного регулирования;

$\Delta f_p = (f - f_0) - f_{нч}(f_{мп})$ при повышении частоты от исходной на величину, превышающую зону нечувствительности/«мертвую полосу» первичного регулирования;

$\Delta f_p = (f - f_0) + f_{нч}(f_{мп})$ при понижении частоты от исходной на величину, превышающую зону нечувствительности/«мертвую полосу» первичного регулирования.

Для СЭС, ВЭС и имеющих техническую возможность автоматического изменения активной мощности ВОЛЭС и генерирующего оборудования на основе ГУБТ, ДГА $\Delta f_p = 0$ при снижении частоты, $\Delta f_p > 0$ при повышении частоты выше верхней границы «мертвой полосы» первичного регулирования (50,1 Гц).

Знак минус в формуле (2) означает необходимость выдачи отрицательной первичной мощности (на разгрузку) при повышении частоты и наоборот.

4.2.4. Ниже представлены возможные варианты статической характеристики первичного регулирования генерирующего оборудования, параметры которой определяются в рамках проверки готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ:

4.2.4.1. Статическая характеристика генерирующего оборудования, не оснащенного регулятором мощности (в наличии только регулятор частоты вращения), показана на рисунке 3 (нелинейность типа «люфт»).

Фактическая зона (степень) нечувствительности при увеличении частоты ($f_{нч}^+$) и при ее уменьшении ($f_{нч}^-$) может быть не одинакова и зависит от многих факторов. В зависимости от этих факторов реальное значение нечувствительности на загрузку или разгрузку варьируется от нуля до $f_{нч}$.

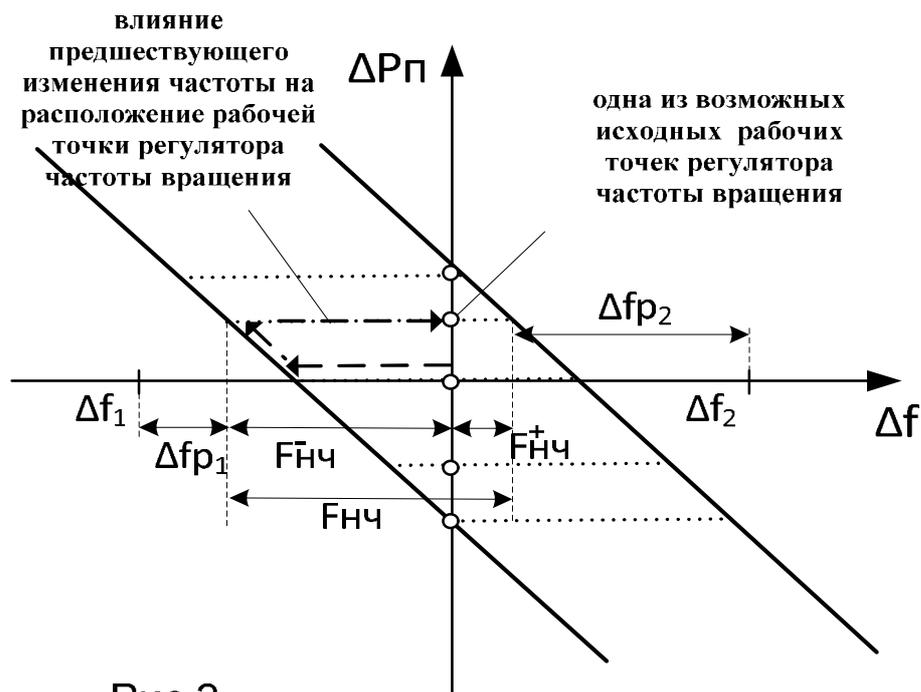
Отклонения частоты в формуле (2) для таких случаев рассчитывается от текущей частоты в момент времени (t_0), соответствующий началу процесса отклонения частоты от исходного значения на $\pm 0,2$ Гц и более от номинальной.

4.2.4.2. Статическая частотная характеристика генерирующего оборудования, оснащенного регулятором активной мощности с частотным корректором (далее – регулятор мощности), показана на рисунке 4 (нелинейность типа «мертвая полоса»).

Регулятор мощности генерирующего оборудования ТЭС, АЭС, ГЭС и ГАЭС позволяет повысить точность реализации статической частотной характеристики, формируемой регулятором частоты вращения турбины.

Величина отклонения частоты в регуляторе мощности формируется как разность между текущим значением частоты и номинальной частотой 50 Гц, скорректированная на величину «мертвой полосы» ($f_{мп}$) согласно формуле (2).

Для генерирующего оборудования ГЭС и ГАЭС в случаях перехода системы регулирования гидроагрегата из режима «Мощность» в режим «Частота» статическая частотная характеристика принимается аналогичной рисунку 4, с тем отличием, что ее наклон может отличаться от заданной для режима «Частота».



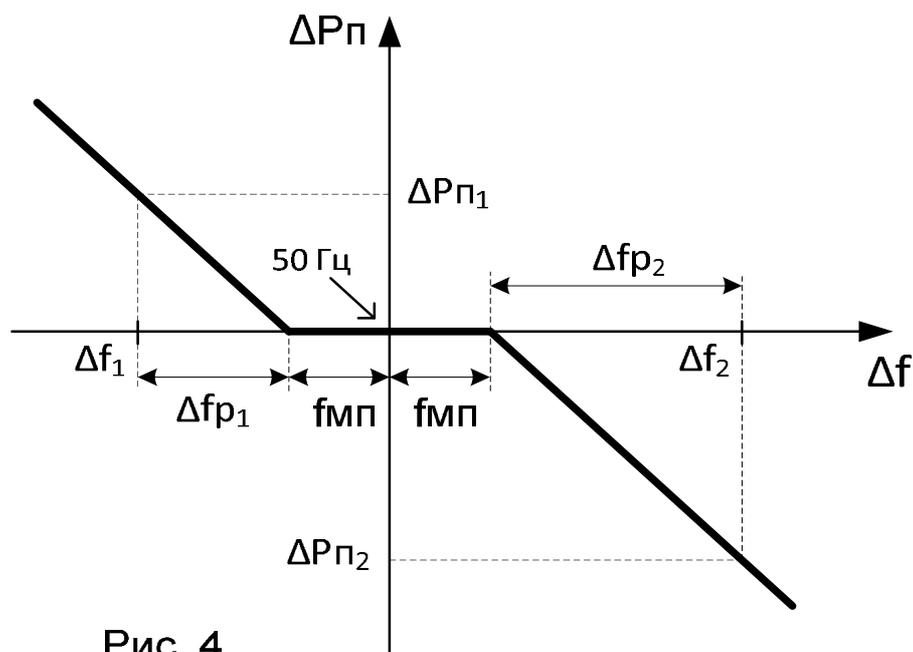


Рис. 4

4.2.5. Выбор момента времени, на который проводится оценка (t_p), определяется характером изменения мощности генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ и должен быть сделан в пользу момента, однозначно фиксирующего несоответствие генерирующего оборудования Требованиям по величине фактически выданной первичной мощности.

Для генерирующего оборудования, изменение мощности которого при отклонениях частоты полностью соответствует Требованиям по величине фактически выданной первичной мощности на всем интервале времени до возврата частоты в пределы $(50,0 \pm 0,2)$ Гц момент времени для проведения оценки (фиксации количественных показателей) участия в ОПРЧ может выбираться любым.

4.2.6. Значения частоты и активной мощности генерирующего оборудования, используемые в формулах (1) и (2) вычисляются путем нахождения средних значений указанных параметров на интервале вблизи момента времени, на который производится оценка (t_p) и до момента времени (t_0), соответствующего началу процесса отклонения частоты от исходного значения на $\pm 0,2$ Гц и более от номинальной.

В случае возникновения при отклонении частоты на $\pm 0,2$ Гц и более от номинальной незатухающих или слабозатухающих (более 5-ти подряд периодов) колебаний активной мощности генерирующего оборудования дополнительно вычисляется амплитуда колебаний мощности.

В случае, если на интервалах расчета значения частоты и активной мощности генерирующего оборудования оставались относительно стабильными, то фактические показатели участия в ОПРЧ допускается вычислять по текущим значениям в выбранные моменты времени, без использования усреднения.

4.2.7. Оценка величины требуемой первичной мощности генерирующего оборудования на момент окончания переходного процесса для выбранного расчетного отклонения частоты (Δf_p) должна производиться с учетом требуемой точности поддержания заданной активной мощности в квазиустановившемся режиме (не хуже 1% номинальной (установленной) мощности генерирующего оборудования).

4.2.8. Оценка величины требуемой первичной мощности, ограниченной величиной резерва мощности генерирующего оборудования, должна производиться с учетом требуемой точности измерений активной мощности (не хуже 1% номинальной (установленной) мощности генерирующего оборудования).

4.2.9. Для исключения случаев некорректного анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ:

- для оценки фактических показателей участия генерирующего оборудования в ОПРЧ выбираются интервалы с квазиустановившимся режимом (интервалы, на которых частота остается практически неизменной или изменяется медленно);

- предпочтение отдается интервалам со скачкообразным изменением частоты;

- учитываются актуальные ограничения на регулировочный диапазон генерирующего оборудования, указанные в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования;

- учитываются изменения мощности генерирующего оборудования, вызванные действием персонала по команде диспетчера, а также изменения, связанные с участием в автоматическом вторичном регулировании частоты и/или потоков активной мощности с управлением от ЦКС (ЦС) АРЧМ;

- для генерирующего оборудования АЭС учитывается работа в режиме «мощностного» эффекта реактивности;

- для генерирующего оборудования, не оснащенного регуляторами мощности, статизм регулирования, используемый при оценке участия генерирующего оборудования в ОПРЧ необходимо принимать равным наибольшей величине, допустимой Требованиями для местных участков статической характеристики регулирования частоты вращения вала турбины (коленчатого вала для ГПА и ДГУ) - 6 %, в не зависимости от данных, предоставленных собственником электростанции в отношении указанного параметра;

- для генерирующего оборудования ТЭС, ГПА, ДГУ, ГЭС и ГАЭС, не оснащенного регуляторами мощности, нечувствительность регуляторов частоты вращения турбин принимается равной предельно допустимому согласно Требованиям значению - 0,15 Гц, в не зависимости от данных, предоставленных собственником электростанции в отношении указанного параметра;

- для генерирующего оборудования ГЭС и ГАЭС, оснащенного регуляторами мощности и перешедшими в процессе первичного регулирования в режим без обратной связи по мощности статизм регулирования, используемый при оценке участия генерирующего оборудования ГЭС и ГАЭС в ОПРЧ необходимо принимать равным наибольшей величине, допустимой Требованиями для гидротурбин – 6 %;

– учитываются результаты анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, предоставленные собственником или иным законным владельцем электростанции по запросу АО «СО ЕЭС».

4.2.10. Оценка участия в ОПРЧ неблочной части ТЭС должна вестись по суммарной мощности включенного в работу и готового к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования.

При фиксации несоответствия величины фактической суммарной первичной мощности величине суммарной требуемой первичной мощности, рассчитанной исходя из количества готового к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования, проводится анализ причин неудовлетворительного участия в ОПРЧ неблочной части ТЭС путем индивидуальной оценки участия каждой единицы генерирующего оборудования в ОПРЧ.

4.2.11. Для генерирующего оборудования ТЭС должна выполняться оценка наличия реакции регулятора частоты вращения турбины на первоначальное отклонение частоты (обратное изменению частоты изменение мощности через 15 секунд после выхода частоты за зону нечувствительности или «мертвую полосу» первичного регулирования). Отсутствие реакции генерирующего оборудования ТЭС на загрузку может быть зафиксировано только при отсутствии запаса на открытие регулирующих клапанов (оценивается по величине заявленного технического максимума турбогенератора), в противном случае наличие реакции обязательно.

При повышении частоты должна фиксироваться реакция регуляторов частоты вращения турбин ТЭС на разгрузку.

При отсутствии реакции на первоначальное отклонение частоты в отношении данной единицы генерирующего оборудования фиксируется несоответствие Требованиям по величине фактически выданной первичной мощности в первые 15 секунд (расчет производится по текущим значениям частоты и активной мощности).

4.2.12. Для ВЭС и СЭС оценка участия в ОПРЧ выполняется по суммарной мощности включенного в работу генерирующего оборудования

При фиксации несоответствия величины фактической суммарной первичной мощности величине суммарной требуемой первичной мощности ВЭС и СЭС, рассчитанной от исходной мощности включенного генерирующего оборудования, заданной величины статизма и «мертвой полосы» первичного регулирования, а также в случае отсутствия требуемого автоматического ограничения максимальной нагрузки электростанции при повышенной частоте фиксируется неудовлетворительное участие в ОПРЧ всей ВЭС и СЭС.

4.2.13. Количественная оценка участия в ОПРЧ генерирующего оборудования ВОЛЭС и генерирующего оборудования на основе ГУБТ, ДГА, не имеющего технической возможности автоматического изменения активной мощности при отклонениях частоты, осуществляется в периоды времени, когда частота увеличивалась более 51 Гц на время более 10 секунд, при этом проверяется только факт отключения генерирующего оборудования от сети.

4.2.14. По результатам количественной оценки неудовлетворительное участие в ОПРЧ фиксируется:

4.2.14.1 Для генерирующего оборудования ТЭС, АЭС, ГПА, ДГУ, ГЭС и ГАЭС:

- если величина фактической первичной мощности генерирующего оборудования ниже требуемой первичной мощности хотя бы в один из периодов на всем интервале наблюдения, на котором фиксируются отклонения частоты от номинальной на $\pm 0,20$ Гц и более;

- если в процессе первичного регулирования зафиксировано срабатывание технологических защит (вмешательство оперативного персонала), действующих на останов генерирующего оборудования или приводящих к значительному снижению нагрузки (ниже технического минимума или более чем в 3 раза превышающего требуемую первичную мощность).

4.2.14.2 Для СЭС, ВЭС, ВОЛЭС, генерирующего оборудования на основе ГУБТ, ДГА, имеющего техническую возможность автоматического изменения активной мощности при отклонениях частоты, если величина фактической первичной мощности генерирующего оборудования ниже требуемой первичной мощности хотя бы в один из периодов на всем интервале наблюдения, на котором фиксируются повышение частоты более 50,2 Гц.

4.2.14.3 Для генерирующего оборудования ВОЛЭС и генерирующего оборудования на основе ГУБТ, ДГА, не имеющего технической возможности автоматического изменения активной мощности при отклонениях частоты если при повышении частоты более 51 Гц на 10 секунд и более не зафиксировано отключение генерирующего оборудования от сети.

4.2.14.4 Для генерирующего оборудования электростанций всех типов, если при отклонении частоты на $\pm 0,20$ Гц и более от номинальной зафиксировано возникновение незатухающих или слабозатухающих (более 5-ти подряд периодов) колебаний активной мощности амплитудой более 1% номинальной (установленной) мощности генерирующего оборудования, не связанных с колебаниями частоты.

4.2.14.5 Для генерирующего оборудования электростанций всех типов, если собственником электростанции или иным законным владельцем в установленный срок не предоставлены в АО «СО ЕЭС» запрошенные данные по частоте и активной мощности, результаты собственного анализа участия в ОПРЧ, а также иные необходимые АО «СО ЕЭС» данные согласно п.45 Требований.

4.3 Методика количественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ с применением критериев автоматизированного контроля

4.3.1. Расчет выполняется с использованием программно-аппаратного комплекса «Автоматизированная система контроля участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты», реализующего критерии автоматизированного контроля, описанные в Приложении настоящих Методических указаний.

4.3.2. Граничные меры и параметры алгоритмов критериев автоматизированного контроля участия генерирующего оборудования в ОПРЧ указаны в Приложении к Методическим указаниям.

4.3.3. При проведении оценки адекватной/должной реакции изменения мощности генерирующего оборудования при изменении частоты:

- учитываются актуальные ограничения на регулировочный диапазон генерирующего оборудования, указанные в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования;

- учитываются изменения мощности генерирующего оборудования, вызванные действием оперативного персонала электростанций по диспетчерской команде, а также изменения мощности, связанные с участием в автоматическом вторичном регулировании частоты и/или перетоков активной мощности с управлением от ЦКС (ЦС) АРЧМ;

- для генерирующего оборудования АЭС учитывается работа в режиме «мощностного» эффекта реактивности;

- для генерирующего оборудования ВЭС и СЭС, ВОЛЭС анализ и оценка участия в ОПРЧ выполняется по суммарной мощности включенного в работу генерирующего оборудования. Номинальная мощность генерирующего оборудования ВЭС и СЭС принимается равной фактической мощности генерирующего оборудования на момент начала его участия в ОПРЧ;

- для генерирующего оборудования ВОЛЭС, ГУБТ и ДГА оценка участия в ОПРЧ проводится с учетом скорости изменения мощности, установленной документами по эксплуатации систем автоматического управления этим генерирующим оборудованием;

- для генерирующего оборудования неблочной части ТЭС оценка проводится по суммарной мощности включенного в работу и готового к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования неблочной части. При выявлении нарушений, проводится дополнительный анализ причин неудовлетворительного участия в ОПРЧ неблочной части ТЭС, путем индивидуальной оценки участия каждой единицы генерирующего оборудования в ОПРЧ;

4.3.4 По результатам оценки неудовлетворительное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ фиксируется в случаях:

- выявления при проведении количественной оценки нарушений Требования к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования генерирующего оборудования с применением критерия «Отсутствие адекватной/должной реакции»;

- отсутствия при проведении количественной оценки адекватного изменения мощности генерирующего оборудования при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования с применением критерия «Отсутствие адекватной/должной реакции»;

- если в процессе первичного регулирования зафиксировано срабатывание технологических защит (вмешательство оперативного персонала), действующих на останов генерирующего оборудования или приводящих к значительному снижению нагрузки (ниже технического минимума или более чем в 3 раза превышающего требуемую первичную мощность);

– если для генерирующего оборудования ВОЛЭС и генерирующего оборудования на основе ГУБТ, ДГА, не имеющего технической возможности автоматического изменения активной мощности при отклонениях частоты при повышении частоты более 51 Гц продолжительностью 10 секунд и более не зафиксировано отключение генерирующего оборудования от сети.

4.4 Методика качественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ

4.4.1. Качественная оценка участия в ОПРЧ генерирующего оборудования проводится путем построения графика активной мощности генерирующего оборудования совместно с графиком частоты за интервал времени до и после скачкообразного изменения частоты, с последующим отнесением зафиксированной реакции генерирующего оборудования на изменение частоты к одному из следующих типов:

1) «адекватная» – характеризуется обратным изменению частоты пропорциональным изменением активной мощности генерирующего оборудования. Пример такой реакции приведен на рисунке 5;

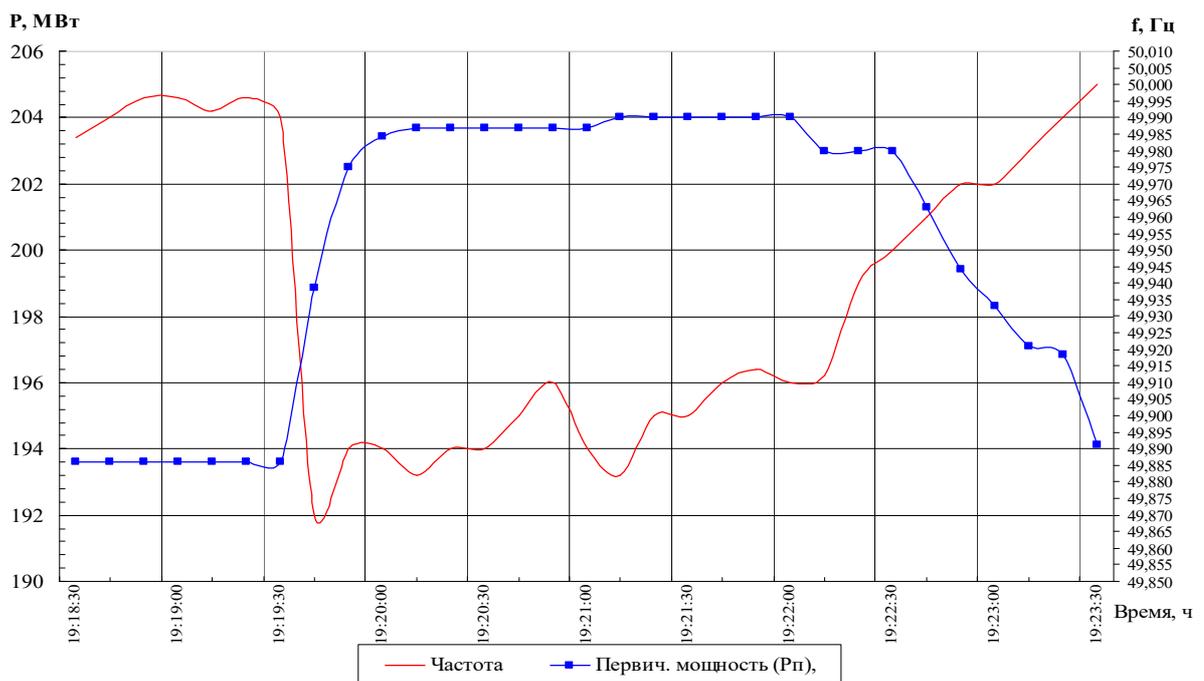


Рис. 5 «Адекватная» реакция генерирующего оборудования на снижение частоты при наличии резерва на загрузку

2) «с провалом» – начальная реакция соответствует «адекватной», однако через определенное время при сохранении отклонения частоты первичная мощность значительно снижается, вплоть до нуля. Пример такой реакции приведен на рисунке 6;

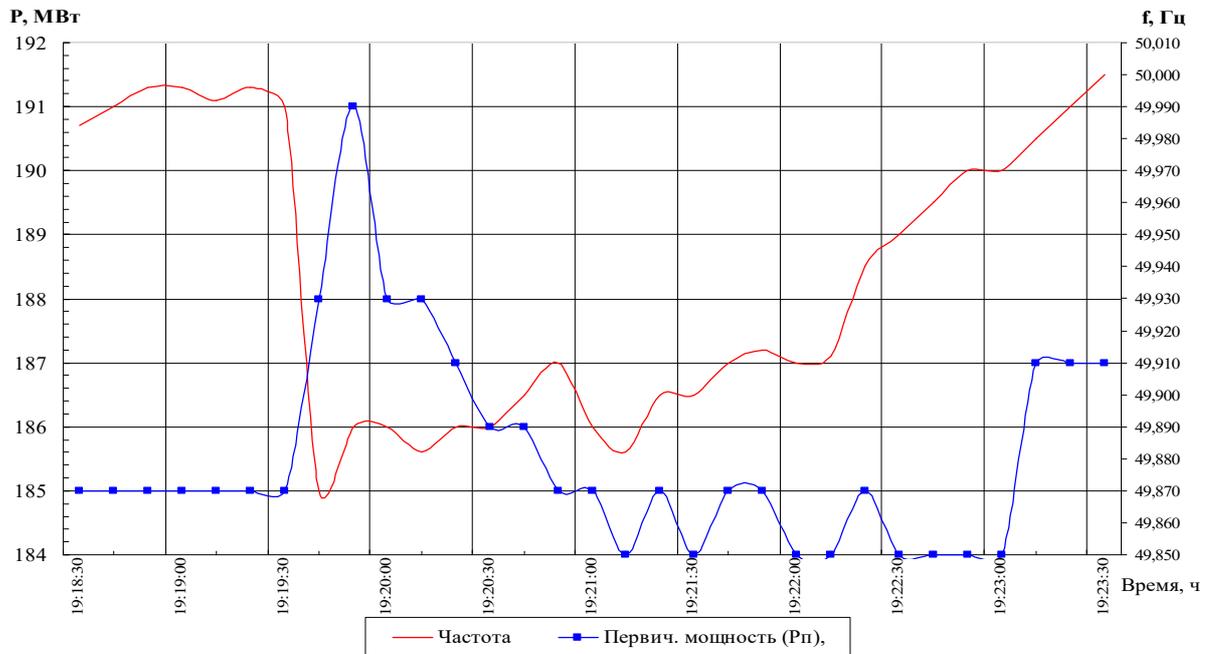


Рис. 6 «Провал» реакции генерирующего оборудования на снижение частоты при наличии резерва на загрузку

3) «котельная» – участие в ОПРЧ генерирующего оборудования ТЭС изменением нагрузки котла при слабой или отсутствующей реакции регулятора частоты вращения турбины на изменение частоты. Пример такой реакции приведен на рисунке 7;

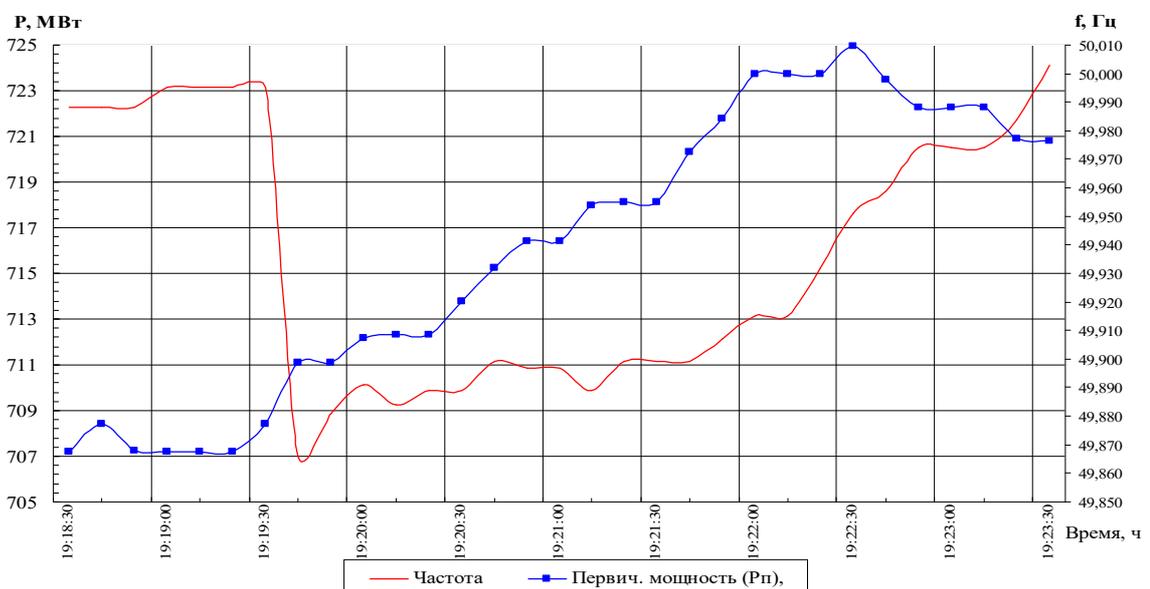


Рис. 7 «Котельная» реакция генерирующего оборудования ТЭС на снижение частоты при наличии резерва на загрузку

4) «противоположная» – в отличие от «адекватной» повторяет по знаку изменение частоты. Пример такой реакции приведен на рисунке 8

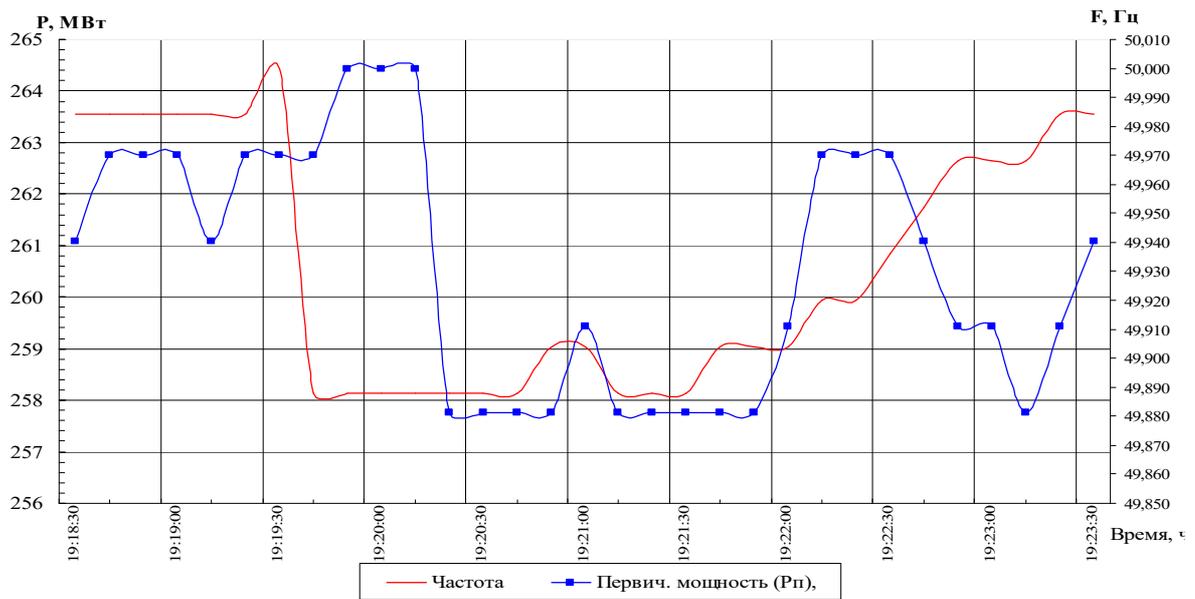


Рис. 8 «Противоположная» реакция генерирующего оборудования на отклонение частоты

5) «колебания» – после скачкообразного изменения частоты возникают незатухающие колебания активной мощности генерирующего оборудования относительно среднего значения с явно выраженными амплитудой и периодом колебаний, не связанных с колебаниями частоты. Пример такой реакции приведен на рисунке 9;

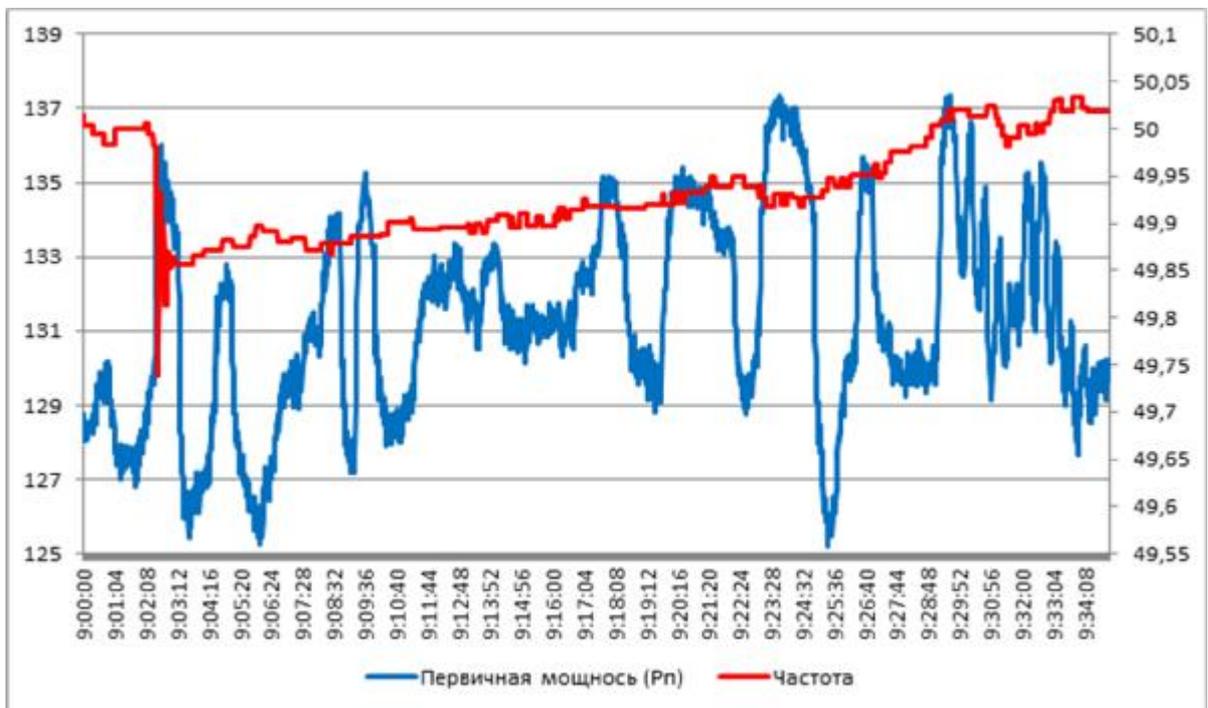


Рис. 9 «Колебания» мощности генерирующего оборудования при отклонении частоты

б) «нет реакции» – зависимость изменения активной мощности генерирующего оборудования от изменения частоты отсутствует при наличии соответствующего резерва первичного регулирования. Пример отсутствия реакции приведен на рисунке 10;

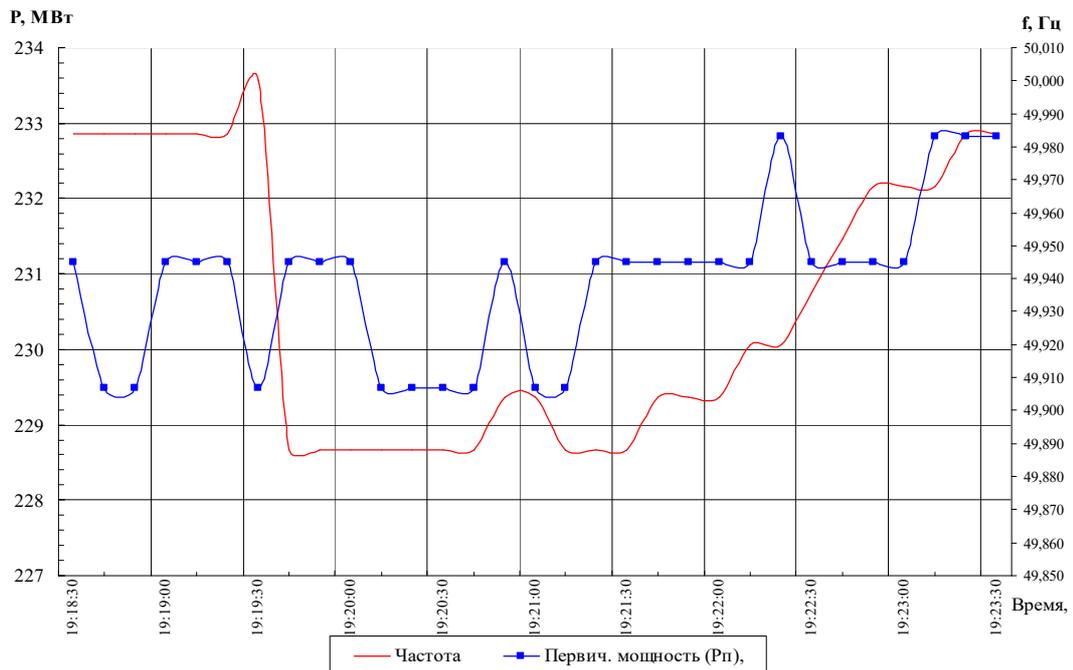


Рис. 10 «Нет реакции» генерирующего оборудования на отклонение частоты при наличии резерва

7) «без резерва» - на момент проведения оценки регулировочный диапазон генерирующего оборудования на изменение мощности был исчерпан, и его участие в ОПРЧ отсутствует или сводится к кратковременному изменению мощности под действием регулятора частоты вращения, в случае повышения частоты (если действия регулятора частоты вращения не фиксируется, реакция относится к типу «нет реакции»);

8) «телеизмерение» - если изменение мощности не может быть отнесено к одному из вышеуказанных типов №№ 1) – 7) вследствие неудовлетворительного качества телеизмерений активной мощности.

4.4.2. Качественная оценка участия в ОПРЧ неблочной части ТЭС ведется аналогично методике количественной оценки участия в ОПРЧ соответствующего типа генерирующего оборудования, т.е. по суммарной мощности включенного в работу и готового к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования, с контролем наличия реакции регуляторов частоты вращения турбин на первоначальное отклонение частоты.

4.4.3. По результатам качественной оценки неудовлетворительное участие в ОПРЧ генерирующего оборудования ТЭС, ГПА, ДГУ, ГЭС и ГАЭС, не оснащенных регуляторами мощности, фиксируется при отсутствии участия в ОПРЧ, выражающемся в отсутствии для случаев скачкообразного изменения частоты на $\pm 0,2 \div 0,4$ Гц реакции типа «адекватная» и наличии соответствующего резерва на изменение мощности, при этом отсутствие реакции типа «адекватная» должно быть зафиксировано не менее трех раз за календарный год.

4.4.4. По результатам качественной оценки неудовлетворительное участие в ОПРЧ генерирующего оборудования АЭС, ТЭС, ГПА, ДГУ, ГЭС и ГАЭС, оснащенного регуляторами мощности фиксируется при отсутствии участия в ОПРЧ, выражающемся в отсутствии для случаев скачкообразного изменения частоты с выходом за $50,00 \pm 0,15$ Гц реакции типа «адекватная» при наличии соответствующего резерва на изменение мощности.

Приложение
к Методическим указаниям по
оценке участия генерирующего
оборудования в общем
первичном регулировании
частоты

**Критерии автоматизированного контроля участия генерирующего
оборудования в общем первичном регулировании частоты**

1. Общие положения

Настоящие критерии предназначены для проведения автоматизированного контроля участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ) в части соблюдения требований к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования, к предоставлению данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, осуществлению на электростанциях текущего непрерывного мониторинга, отсутствию незатухающих колебаний активной мощности генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ.

Автоматизированный контроль участия генерирующего оборудования в ОПРЧ производится с использованием передаваемых с электростанций в ОИК АО «СО ЕЭС» измерений (сигналов) активной мощности $P(t)$ генерирующего оборудования и частоты $f(t)$, а также с использованием переданных с электростанций по запросу АО «СО ЕЭС» данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

При оценке участия генерирующего оборудования в ОПРЧ используются следующие критерии автоматизированного контроля:

- 1) «Непредоставление информации»;
- 2) «Отсутствие адекватной/должной реакции».

Критерии автоматизированного контроля участия генерирующего оборудования в ОПРЧ реализованы с использованием мер нарушений.

Мера нарушения – числовая скалярная функция, вычисляемая на временном интервале.

Выявление нарушений осуществляется с использованием граничного значения меры (граничной меры) следующим образом:

- если мера нарушения больше граничной меры, то принимается решение о наличии нарушения;
- если мера нарушения меньше или равна граничной мере, то принимается решение об отсутствии нарушения.

Значения параметров алгоритмов и граничных мер по каждому из критериев указаны в карте граничных мер и параметров алгоритмов критериев контроля участия генерирующего оборудования различного типа в ОПРЧ.

2. Математические обозначения

Δf_p	расчетное отклонение частоты
$f(t)$	сигнал частоты
$h(t)$	переходная функция
$h(15\text{сек}), h(15)$	значение переходной функции в точке 15 сек.
$P(t)$	сигнал фактической активной мощности генерирующего оборудования
$P_{\text{мин}}$	минимальная мощность (нижняя граница регулировочного диапазона) генерирующего оборудования
$P_{\text{макс}}$	максимальная мощность (верхняя граница регулировочного диапазона) генерирующего оборудования
$P_{\text{ном}}$	номинальная мощность генерирующего оборудования
AVG	фильтр скользящего среднего
\exists	квантор существования
\forall	квантор всеобщности
\in	принадлежность множеству
\equiv	знак тождественности
x	массив из нескольких элементов (i – индекс элемента, N –
$\equiv \{x_i, i = 1..N\}$	количество элементов)
$ x $	модуль числа x
\tilde{X}_i	сглаженные (обработанные фильтром низких частот) значения сигнала $X_i \equiv X(t_i)$

3. Критерий «Непредоставление информации»

Критерий предназначен для выявления нарушений требований по предоставлению данных по частоте и активной мощности генерирующего оборудования.

Используемая информация

Массив значений измерений мощности [МВт] – $\mathbf{P} = \{P_i, i = 1..n\}$.

Массив значений измерений частоты [Гц] – $\mathbf{f} = \{f_i, i = 1..n\}$.

Массив значений измерений эталонной частоты [Гц] – $\mathbf{f}_{\text{эт}} = \{f_{\text{эт},i}, i = 1..n\}$.

Уставка нижней границы для проверки достоверности мощности – $P_{\text{дост},\text{min}}$.

Уставка верхней границы для проверки достоверности мощности – $P_{\text{дост},\text{max}}$.

Параметры алгоритма:

- Минимальное допустимое значение частоты $f_{\text{min},\text{доп}}$ [Гц].
- Максимальное допустимое значение частоты $f_{\text{max},\text{доп}}$ [Гц].
- Максимальное допустимое отклонение частоты от эталонной частоты $\Delta f_{\text{max},\text{доп}}$ [Гц].
- Максимальное допустимое количество повторяющихся значений по частоте $N_{\text{max},f}$.
- Максимальное допустимое количество повторяющихся значений по мощности $N_{\text{max},P}$.
- Максимальное допустимое суммарное время непредоставления информации $t_{\text{max},\text{доп}}$.

Алгоритм решения

Блок-схема алгоритма для критерия представлена на рисунке 1.

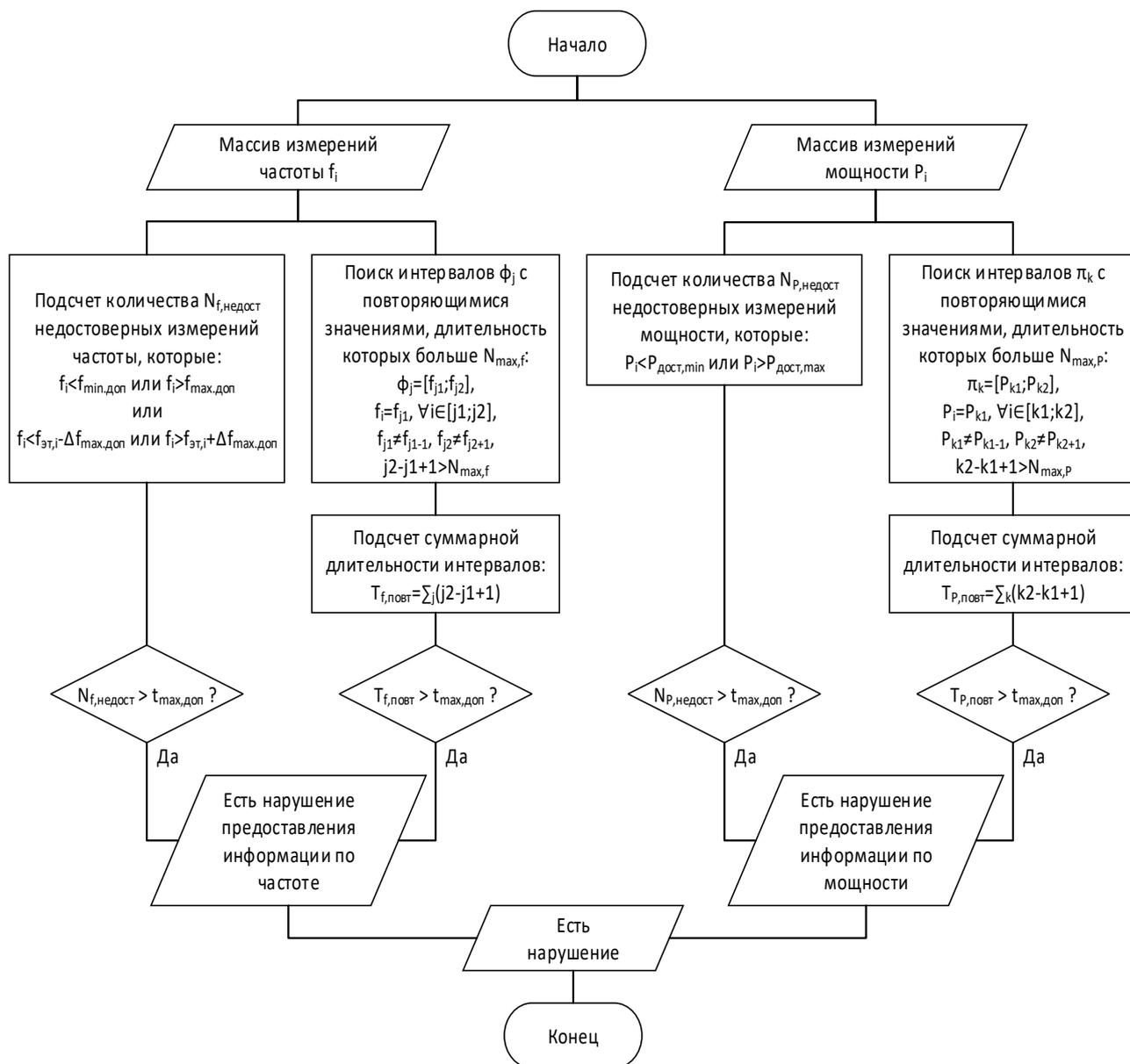


Рисунок 1. Блок-схема алгоритма для критерия "Непредоставление информации"

Результаты решения алгоритма

- Признак наличия нарушения предоставления информации по частоте.
- Признак наличия нарушения предоставления информации по мощности.
- Признак наличия нарушения по критерию «Непредоставление информации».

6. Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» для ТЭС

Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» предназначен для выявления нарушений Требований к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ.

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования ТЭС при скачкообразных отклонениях частоты в пределах $\pm 0,1 \div 0,2$ Гц от номинальной оценка проводится на интервалах времени с переходным режимом по частоте (качественная оценка). Применяется метод идентификации переходной функции.

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования ТЭС при отклонениях частоты на $\pm 0,2$ Гц и более от номинальной оценка проводится как на интервалах времени с переходным режимом по частоте, так и на интервалах времени с квазиустановившимся режимом по частоте (количественная оценка). Применяются метод идентификации переходной функции и метод построения допустимых границ.

Критерий состоит из двух частей:

- когда частота не изменяется существенно (интервалы времени с «квазиустановившимся режимом по частоте») - применяется метод построения допустимых границ;
- когда частота изменяется существенно (скачкообразное отклонение частоты, интервалы времени с «переходным режимом по частоте») - применяется метод идентификации переходной функции.

Моменты времени считаются моментами квазиустановившегося режима по частоте, если частота на отрезке в ± 15 секунд не отличалась от среднего значения частоты на этом отрезке более чем на 10 мГц.

Скачкообразное отклонение частоты – это воздействие в виде ступенчатой функции.

Используемая информация

- Массив значений измерений мощности [МВт] за время отклонения частоты – $\mathbf{P} = \{P_i, i = 1..N\}$.
- Массив значений измерений частоты [Гц] за время отклонения частоты – $\mathbf{f} = \{f_i, i = 1..N\}$.
- Уставка фильтра объединения интервалов
- Уставка фильтра исключения интервалов
- Величина «мертвой полосы», f_{dead}
- Уставка определения квазиустановившегося режима, ε_2
- Уставка оценки значения переходной функции, ε_3
- Уставка ограничения анализа переходного режима, ε_4

Алгоритм решения

Блок-схема алгоритма для критерия представлена на рисунке 3.



Рисунок 3. Блок-схема алгоритма для критерия «Отсутствие адекватной/должной реакции» ТЭС

1. Определяются интервалы выхода частоты за мертвую полосу:

r_{init} – начало интервала (исходный момент), если $|f_{r-1} - 50| \leq f_{dead}$ и $|f_r - 50| > f_{dead}$

r_{end} – конец интервала, если $|f_r - 50| \leq f_{dead}$ и $|f_{r-1} - 50| > f_{dead}$

2. Объединяются интервалы, у которых длительность интервала между концом и началом следующего меньше уставки фильтра объединения интервалов. Удаляем интервалы, длительность которых меньше уставки фильтра исключения интервалов.

3. Для каждого момента времени рассчитывается среднее значение $f_{i,sp}$, на интервале ± 15 секунд и расчетное отклонение частоты Δf_p :

$$f_{i,sp} = \frac{1}{31} \sum_{k=i-15}^{i+15} f_k$$

$$\Delta f_{p,i} = \begin{cases} f_i - (50 - f_{dead}) & f_i \leq 50 - f_{dead} \\ 0 & 50 - f_{dead} \leq f_i \leq 50 + f_{dead} \\ f_i - (50 + f_{dead}) & 50 + f_{dead} \leq f_i \end{cases}$$

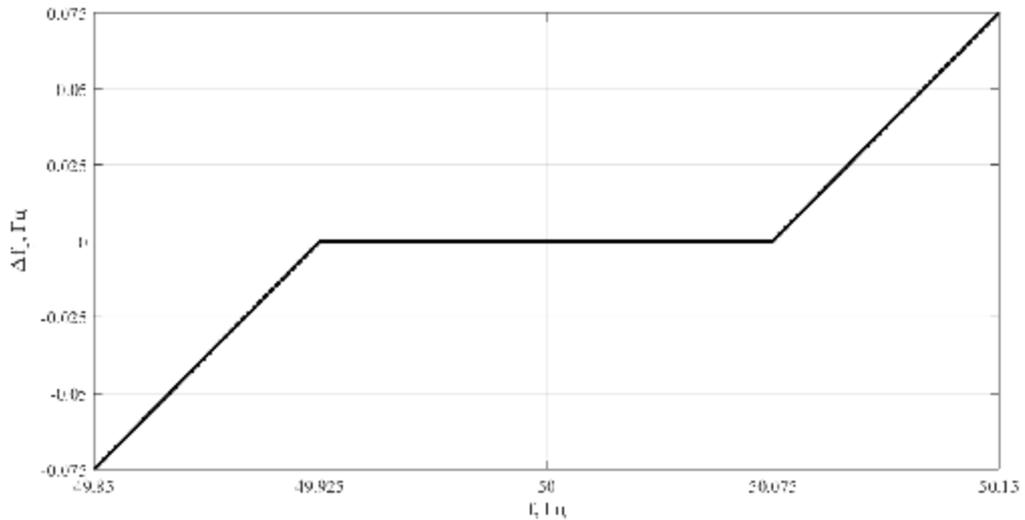


Рисунок 4. Расчетное отклонение частоты при величине «мертвой полосы» первичного регулирования $50,000 \pm 0,075$ Гц

Моменты времени, для которых $|f_{i,cp} - 50| \leq f_{dead}$, далее не оцениваются.

Моменты времени, для которых $|f_{i,cp} - 50| > f_{dead}$, оцениваются по-разному в зависимости от того, являются ли они моментами квазиустановившегося режима энергосистемы или нет.

Для каждого интервала выполняются нижеследующие действия.

Определяется «исходная мощность» как среднее значение мощности на интервале в 15 секунд до исходного момента отклонения частоты:

$$P_{исх} = \frac{1}{15} \sum_{k=r-15}^{r-1} P_k$$

Моменты времени считаются моментами квазиустановившегося режима энергосистемы, если частота на отрезке в ± 15 секунд не отличалась от среднего значения частоты на этом отрезке более чем на ε_2 мГц:

$$f_i - \text{квазиуст.}, \text{ если } \forall j \in [i - 15; i + 15]: |f_j - f_{i,cp}| \leq \varepsilon_2$$

$$f_i - \text{не квазиуст.}, \text{ если } \exists j \in [i - 15; i + 15]: |f_j - f_{i,cp}| > \varepsilon_2$$

Моменты времени с квазиустановившимся режимом оцениваются методом построения допустимой границы.

Моменты времени с не квазиустановившимся (переходным) режимом оцениваются методом идентификации переходной функции генерирующего оборудования.

6.1 Оценка в квазиустановившемся режиме

1. Для моментов времени с квазиустановившимся режимом по частоте строится допустимая граница для мощности: при отклонении частоты вниз – нижняя

допустимая граница $P_{нг}$, при отклонении частоты вверх – верхняя допустимая граница $P_{вг}$:

$$\begin{cases} P_{нг,i} = \min \left(P_{исх} + \min \left(\frac{-100 \Delta f_{p,i}}{S} \frac{K_{д,i} P_{ном}}{f_{ном}}; 0,1 P_{ном} \right); P_{макс} \right) - 0,01 P_{ном} \\ P_{вг,i} = \max \left(P_{исх} + \max \left(\frac{-100 \Delta f_{p,i}}{S} \frac{K_{д,i} P_{ном}}{f_{ном}}; -0,1 P_{ном} \right); P_{мин} \right) + 0,01 P_{ном} \end{cases}$$

где: $f_{ном}$ – номинальная частота – 50 [Гц];
 Δf_p – расчетное отклонение частоты [Гц];
 S – статизм [%];
 $K_{д,i}$ – «коэффициент динамики».

Коэффициент динамики $K_{д,i}$ для ТЭС рассчитывается в соответствии с рисунком 5 следующим образом:

$$K_{д,i} = \begin{cases} (i-r) \frac{0,5}{t_{0,5ТЭС}}, & r \leq i \leq r + t_{0,5ТЭС} \\ 0,5 + (i-r-t_{0,5ТЭС}) \frac{1-0,5}{t_{1ТЭС}-t_{0,5ТЭС}}, & r + t_{0,5ТЭС} \leq i \leq r + t_{1ТЭС} \\ 1, & r + t_{1ТЭС} \leq i \end{cases}$$

где: $t_{0,5ТЭС}$ [сек] – 15, $t_{1ТЭС}$ [сек] – 300 для газомазутных энергоблоков, 360 для пылеугольных энергоблоков, 420 для ТЭС с общим паропроводом.

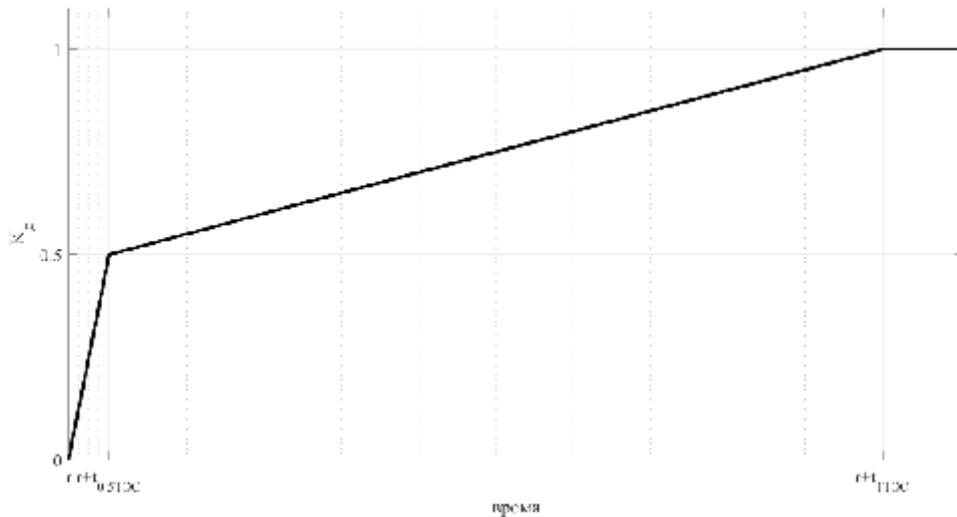


Рисунок 5. Коэффициент динамики для ТЭС (кроме ПГУ)

Коэффициент динамики $K_{д,i}$ для ПГУ рассчитывается в соответствии с рисунком 6 следующим образом:

$$K_{д,i} = \begin{cases} (i-r) \frac{0,25}{t_{0,25ПГУ}}, & r \leq i \leq r + t_{0,25ПГУ} \\ 0,25 + (i-r-t_{0,25ПГУ}) \frac{0,5-0,25}{t_{0,5ПГУ}-t_{0,25ПГУ}}, & r + t_{0,25ПГУ} \leq i \leq r + t_{0,5ПГУ} \\ 0,5 + (i-r-t_{0,5ПГУ}) \frac{1-0,5}{t_{1ПГУ}-t_{0,5ПГУ}}, & r + t_{0,5ПГУ} \leq i \leq r + t_{1ПГУ} \\ 1, & r + t_{1ПГУ} \leq i \end{cases}$$

где: $t_{0,25ПГУ}$ [сек] – 15, $t_{0,5ПГУ}$ [сек] – 30, $t_{1ПГУ}$ [сек] – 120.

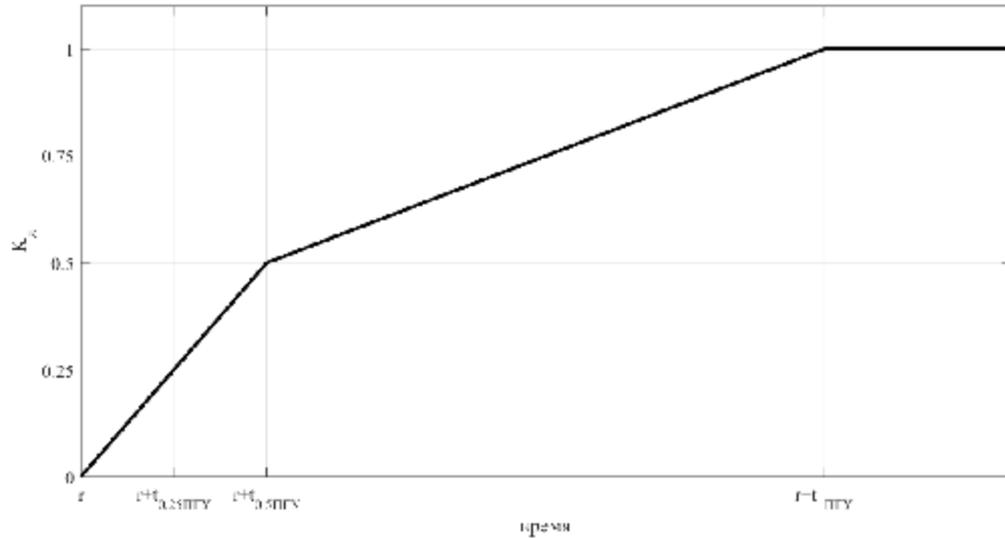


Рисунок 6. Коэффициент динамики для ПГУ

Если для моментов с квазиустановившимся режимом по частоте есть значения мощности меньше нижней допустимой границы (при отклонении частоты вниз) или больше верхней допустимой границы (при отклонении частоты вверх), то фиксируется нарушение.

6.2 Оценка в переходном режиме

1. Для моментов времени с переходным (не квазиустановившимся) режимом строится допустимая граница для мощности: при отклонении частоты вниз – нижняя допустимая граница $P_{нг}$, при отклонении частоты вверх – верхняя допустимая граница $P_{вг}$:

$$\begin{cases} P_{нг,i} = \min(P_{исх} + \varepsilon_4 P_{ном}; P_{макс}; P_{огр.макс}) - 0,01 P_{ном} \\ P_{вг,i} = \max(P_{исх} - \varepsilon_4 P_{ном}; P_{мин}; P_{огр.мин}) + 0,01 P_{ном} \end{cases}$$

2. Если для моментов времени значения мощности больше нижней допустимой границы (при отклонении частоты вниз) или больше верхней допустимой границы (при отклонении частоты вверх), то этот момент времени не оценивается.
3. Выполняется идентификация переходной функции генерирующего оборудования.
4. Переход от f, P к относительным переменным одинаковой размерности X, Y [% $P_{ном}$]:

$$X_i = \frac{-100 \Delta f_{p,i}}{S} \cdot \frac{f_{ном}}{f_{ном}} \cdot 100, \quad Y_i = \frac{P_i}{P_{ном}} \cdot 100$$

5. Фильтрация шума с помощью фильтра скользящего среднего:

$$\tilde{X}_i = \frac{1}{5} \sum_{k=i-2}^{i+2} X_k, \quad \tilde{Y}_i = \frac{1}{5} \sum_{k=i-2}^{i+2} Y_k$$

6. Для оценки в момент i для идентификации переходной функции используются данные x, y отрезка длиной 46 секунд:

$$\begin{aligned} x &\equiv \{x_t, t = 1..46\} \equiv \{\tilde{X}_j, j \in [i-15; i+30]\} \\ y &\equiv \{y_t, t = 1..46\} \equiv \{\tilde{Y}_j, j \in [i-15; i+30]\} \end{aligned}$$

Вычисление приращений $\Delta x, \Delta y$:

$$\Delta x_t = \begin{cases} 0 & t = 1 \\ x_t - x_{t-1} & t = 2..46 \end{cases}, \quad \Delta y_t = \begin{cases} 0 & t = 1 \\ y_t - y_{t-1} & t = 2..46 \end{cases}$$

Для идентификации переходной функции решается система линейных алгебраических уравнений.

Определяется переходная функция системы на отрезке от 0 до 15 секунд в виде массива её значений в 0,1,...15 секунд:

$$\mathbf{h} = \{h_i, i = 0..15\}$$

$$\mathbf{\Delta} = \{\Delta h_i, i = 1..15\}, \quad \Delta h_i = h_i - h_{i-1}$$

Тогда, в соответствии с принципом суперпозиции, изменение выхода системы (отклик системы) $\Delta y(t)$ в зависимости от изменения входного воздействия $\Delta x(t)$ будет описываться следующим образом:

$$\Delta y_t = \sum_{k=1}^{15} (\Delta x_{t-k} \cdot \Delta h_k) + e_t$$

где e_t – некоторая ошибка.

Для решения задачи идентификации решается задача минимизации среднеквадратичного значения невязки, эквивалентная задаче минимизации суммы квадратов невязок:

$$\min_{\Delta h} F(\Delta h) = \min_{\Delta h} \left(\sum_{t=t_1}^{t_2} e_t^2 \right) = \min_{\Delta h} \left(\sum_{t=t_1}^{t_2} (\Delta x_{t-1} \Delta h_1 + \dots + \Delta x_{t-15} \Delta h_{15} - \Delta y_t)^2 \right)$$

Необходимым условием точки минимума является равенство нулю частных производных:

$$\begin{cases} \frac{\partial F}{\partial \Delta h_1} = \sum_{t=t_1}^{t_2} 2\Delta x_{t-1} \cdot (\Delta x_{t-1} \Delta h_1 + \dots + \Delta x_{t-15} \Delta h_{15} - \Delta y_t) = 0 \\ \dots \\ \frac{\partial F}{\partial \Delta h_{15}} = \sum_{t=t_1}^{t_2} 2\Delta x_{t-15} \cdot (\Delta x_{t-1} \Delta h_1 + \dots + \Delta x_{t-15} \Delta h_{15} - \Delta y_t) = 0 \end{cases}$$

Эта система эквивалентна системе линейных алгебраических уравнений:

$$\begin{vmatrix} \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta x_{t-1} & \dots & \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta x_{t-15} \\ \dots & \dots & \dots \\ \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-15} \Delta x_{t-1} & \dots & \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-15} \Delta x_{t-15} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \Delta h_1 \\ \dots \\ \Delta h_{15} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta y_t \\ \dots \\ \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-15} \Delta y_t \end{vmatrix}$$

которую можно записать в матричном виде:

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{\Delta} = \mathbf{B},$$

$$\text{где } a_{ij} = \sum_{t=1}^4 \Delta x_{t-i} \Delta x_{t-j}, \quad b_i = \sum_{t=1}^4 \Delta x_{t-i} \Delta y_t, \quad i = 1..15, j = 1..15$$

решением которой являются приращения переходной функции $\mathbf{\Delta} \equiv \{\Delta h_i, i = 1..15\}$ на отрезке от 1 до 15 секунд.

Вычисление оценки переходной функции \mathbf{h} на отрезке от 0 до 15 секунд:

$$h_i = \begin{cases} h_0 = 0 \\ h_i = h_{i-1} + \Delta h_i, \end{cases} \quad i = 1..15$$

Если для моментов с переходным режимом значение оценки переходной функции в точке 15 секунд $h_{15} \equiv h(15\text{сек})$ меньше ε_3 , то фиксируется нарушение.

Результаты решения

Признак наличия нарушения по критерию «отсутствие адекватной/должной реакции»: 1 – есть нарушение, 0 – нет нарушения.

7. Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» для ГЭС, ГАЭС, ГПА, ДГУ

Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» предназначен для выявления нарушений Требований к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ.

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования ГЭС, ГАЭС, ГПА, ДГУ при скачкообразных отклонениях частоты в пределах $\pm 0,1 \div 0,2$ Гц от номинальной оценка проводится на интервалах времени с переходным режимом по частоте (качественная оценка).

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования ГЭС, ГАЭС, ГПА, ДГУ при отклонениях частоты на $\pm 0,2$ Гц и более от номинальной оценка проводится как на интервалах времени с переходным режимом по частоте, так и на интервалах времени с квазиустановившимся режимом по частоте (количественная оценка).

Основой работы критерия является понятие дефицита мощности. Дефицит мощности – это величина, на которую отклонение мощности агрегата (в абсолютном значении) меньше требуемой первичной мощности. Если отклонение мощности агрегата (в абсолютном значении) больше требуемой первичной мощности, дефицит мощности считается равным нулю. Для оценки используется средний дефицит мощности – дефицит мощности, средний на интервале до 1 мин.

Реакция генерирующего оборудования на отклонение мощности может происходить с задержкой. Для корректного расчета дефицита мощности эту задержку необходимо учитывать, так как она влияет на величину рассчитанного дефицита мощности. На величину рассчитанного дефицита мощности также влияет значение мёртвой полосы.

При неизвестных фактических значениях задержки и «мёртвой полосы», нарушение может быть зафиксировано только в случае, если при любой комбинации допустимых значений задержки/«мёртвой полосы» средний дефицит мощности больше уставки.

Нарушение может быть зафиксировано только в случае, если средний дефицит мощности, минимальный для всех допустимых значений задержки/мёртвой полосы, больше уставки.

Используемая информация

- Массив значений измерений мощности [МВт] за время отклонения частоты – $\mathbf{P} = \{P_i, i = 1..N\}$.
- Массив значений измерений частоты [Гц] за время отклонения частоты – $\mathbf{f} = \{f_i, i = 1..N\}$.

Алгоритм решения

1. Сигнал мощности пересчитывается из МВт в проценты номинальной мощности.
2. Задаются допустимые значения мёртвой полосы – от 50 мГц до 75 мГц с шагом 1 мГц.
3. Задаются допустимые значения задержки – от 0 сек до 30 сек с шагом 1 сек.
4. Для каждой пары значений «мёртвой полосы» и задержки определяются:

- момент t_0 выхода частоты за пределы «мёртвой полосы» и интервал в 1 минуту после этого, на котором производится оценка;
- значения расчетного отклонения частоты;
- значения требуемой первичной мощности $P_{пт}$ (при расчете используется максимальное допустимое значение статизма первичного регулирования 6%);
- значения отклонения фактической мощности от исходной мощности $\Delta P_{факт}$ (в момент выхода частоты за пределы мёртвой полосы);
- значения дефицита мощности на интервале $[t_0 + \text{задержка}; t_0 + 1 \text{ мин}]$

$$P_{деф}(t) = \begin{cases} \max(P_{пт}(t) - \Delta P_{факт}(t); 0), & \text{если } P_{пт}(t) > 0 \\ \max(-P_{пт}(t) + \Delta P_{факт}(t); 0), & \text{если } P_{пт}(t) < 0 \end{cases}$$

- значение среднего дефицита мощности на интервале $[t_0 + \text{задержка}; t_0 + 1 \text{ мин}]$ в моменты, когда $P_{пт}(t) \neq 0$;
5. Определяются значения «мёртвой полосы» и задержки, для которых средний дефицит мощности является минимальным. Соответствующий им средний дефицит мощности является минимальным средним дефицитом мощности.
 6. Минимальный средний дефицит мощности сравнивается с уставкой. При превышении уставки фиксируется нарушение.

Результаты решения

Признак наличия нарушения по критерию «отсутствие адекватной/должной реакции»: 1 – есть нарушение, 0 – нет нарушения.

8. Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» для АЭС

Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» предназначен для выявления нарушений Требований к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ.

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования АЭС при скачкообразных отклонениях частоты в пределах $\pm 0,1 \div 0,2$ Гц от номинальной оценка проводится на интервалах времени с переходным режимом по частоте (качественная оценка). Применяется метод идентификации переходной функции.

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования АЭС при отклонениях частоты на $\pm 0,2$ Гц и более от номинальной оценка проводится как на интервалах времени с переходным режимом по частоте, так и на интервалах времени с квазиустановившимся режимом по частоте (количественная оценка). Применяются метод идентификации переходной функции и метод построения допустимых границ.

Критерий состоит из двух частей:

- когда частота не изменяется существенно (интервалы времени с «квазиустановившимся режимом по частоте») - применяется метод построения допустимых границ;
- когда частота изменяется существенно (скачкообразное отклонение частоты, интервалы времени с «переходным режимом по частоте») - применяется метод идентификации переходной функции.

Моменты времени считаются моментами квазиустановившегося режима по частоте, если частота на отрезке в ± 15 секунд не отличалась от среднего значения частоты на этом отрезке более чем на 10 мГц.

Скачкообразное отклонение частоты – это воздействие в виде ступенчатой функции.

Используемая информация

- Массив значений измерений мощности [МВт] за время отклонения частоты – $P = \{P_i, i = 1..n\}$.
- Массив значений измерений частоты [Гц] за время отклонения частоты – $f = \{f_i, i = 1..n\}$.
- Верхнее ограничение мощности¹, $P_{\text{огр.макс}}$
- Нижнее ограничение мощности¹, $P_{\text{огр.мин}}$
- Уставка фильтра объединения интервалов
- Уставка фильтра исключения интервалов
- Признак работы на «мощностном» эффекте реактивности
- Величина «мертвой полосы», f_{dead}
- Уставка определения квазиустановившегося режима, ε_2
- Уставка оценки значения переходной функции, ε_3
- Уставка ограничения анализа переходного режима, ε_4

¹Если не задано, то алгоритм не учитывает верхнее/нижнее ограничение мощности

Алгоритм решения

Блок-схема алгоритма представлена на рисунке 7.

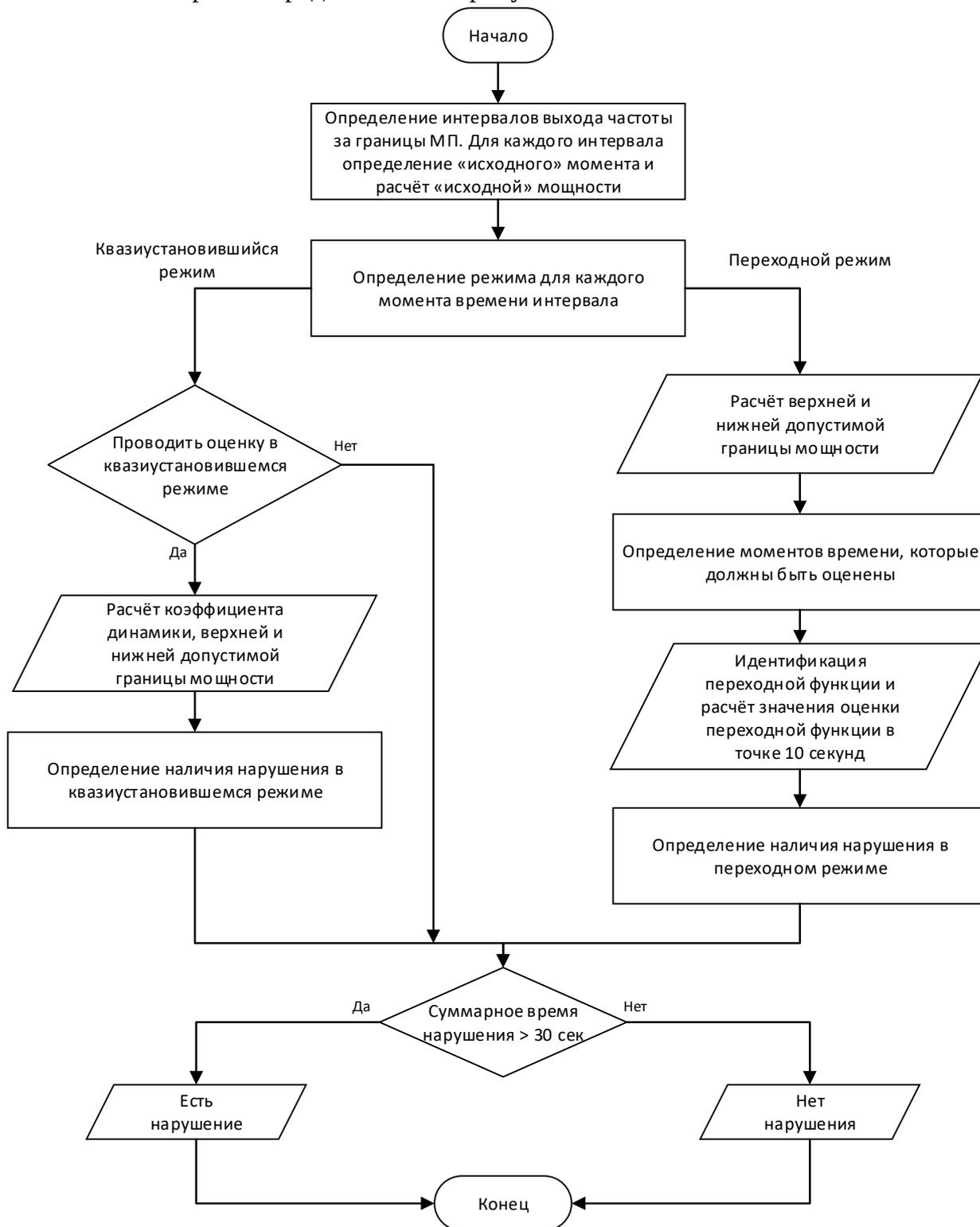


Рисунок 7. Блок-схема алгоритма «Отсутствие адекватной/должной реакции» АЭС

1. Определяются интервалы выхода частоты за «мертвую полосу»:

r_{init} – начало интервала (исходный момент), если $|f_{r-1} - 50| \leq f_{dead}$ и $|f_r - 50| > f_{dead}$

r_{end} – конец интервала, если $|f_r - 50| \leq f_{dead}$ и $|f_{r-1} - 50| > f_{dead}$

2. Объединяются интервалы, у которых длительность интервала между концом и началом следующего меньше уставки фильтра объединения интервалов. Удаляем интервалы, длительность которых меньше уставки фильтра исключения интервалов.
3. По значениям частоты считаются средние на отрезке плюс-минус 15 секунд значения частоты f_{cp} , а также расчетное отклонение частоты Δf_p в соответствии с рисунком 8:

$$f_{i,cp} = \frac{1}{31} \sum_{k=i-15}^{i+15} f_k$$

$$\Delta f_{p,i} = \begin{cases} f_i - (50 - f_{dead}) & f_i \leq 50 - f_{dead} \\ 0 & 50 - f_{dead} \leq f_i \leq 50 + f_{dead} \\ f_i - (50 + f_{dead}) & 50 + f_{dead} \leq f_i \end{cases}$$

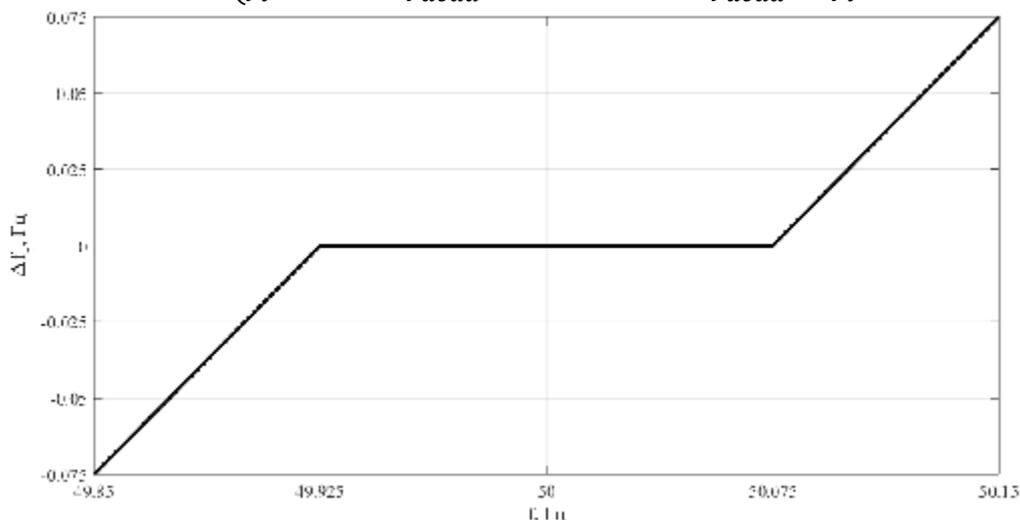


Рисунок 8. Расчетное отклонение частоты

Моменты времени, для которых $|f_{i,cp} - 50| \leq f_{dead}$, далее не оцениваются.

Моменты времени, для которых $|f_{i,cp} - 50| > f_{dead}$, оцениваются по-разному в зависимости от того, являются ли они моментами квазиустановившегося режима энергосистемы или нет.

Для каждого интервала выполняются следующие действия.

Определяется «исходная мощность» как среднее значение мощности на интервале в 15 секунд до исходного момента отклонения частоты:

$$P_{исх} = \frac{1}{15} \sum_{k=r-15}^{r-1} P_k$$

Моменты времени считаются моментами квазиустановившегося режима энергосистемы, если частота на отрезке в ± 15 секунд не отличалась от среднего значения частоты на этом отрезке более чем на ε_2 мГц:

$$f_i - \text{квазиуст.}, \text{ если } \forall j \in [i - 15; i + 15]: |f_j - f_{i,cp}| \leq \varepsilon_2$$

$$f_i - \text{не квазиуст.}, \text{ если } \exists j \in [i - 15; i + 15]: |f_j - f_{i,cp}| > \varepsilon_2$$

Моменты времени с квазиустановившимся режимом оцениваются методом построения допустимой границы.

Моменты времени с не квазиустановившимся (переходным) режимом оцениваются методом идентификации переходной функции генерирующего оборудования.

8.1 Оценка в квазиустановившемся режиме

1. Для моментов времени с квазиустановившимся режимом по частоте строится допустимая граница для мощности: при отклонении частоты вниз – нижняя допустимая граница $P_{нг}$, при отклонении частоты вверх – верхняя допустимая граница $P_{вг}$:

$$\begin{cases} P_{нг,i} = \min \left(P_{исх} + \min \left(\frac{-100 \Delta f_{p,i}}{S} \frac{K_{д,i}}{f_{ном}} P_{ном}; 0,02 P_{ном} \right); P_{макс}; P_{огр.макс} \right) - 0,01 P_{ном} \\ P_{вг,i} = \max \left(P_{исх} + \max \left(\frac{-100 \Delta f_{p,i}}{S} \frac{K_{д,i}}{f_{ном}} P_{ном}; -0,08 P_{ном} \right); P_{мин}; P_{огр.мин} \right) + 0,01 P_{ном} \end{cases}$$

где: $f_{ном}$ – номинальная частота – 50 [Гц];
 Δf_p – расчетное отклонение частоты [Гц];
 S – статизм [%];
 $K_{д,i}$ – «коэффициент динамики».

Коэффициент динамики $K_{д,i}$ для АЭС рассчитывается в соответствии с рисунком 9 следующим образом:

$$K_{д,i} = \begin{cases} (i - r) \frac{0,5}{t_{0,5АЭС}}, & r \leq i \leq r + t_{0,5АЭС} \\ 0,5 + (i - r - t_{0,5АЭС}) \frac{1 - 0,5}{t_{1АЭС} - t_{0,5АЭС}}, & r + t_{0,5АЭС} \leq i \leq r + t_{1АЭС} \\ 1, & r + t_{1АЭС} \leq i \end{cases}$$

где: $t_{0,5АЭС}$ [сек] – 10, $t_{1АЭС}$ [сек] – 120.

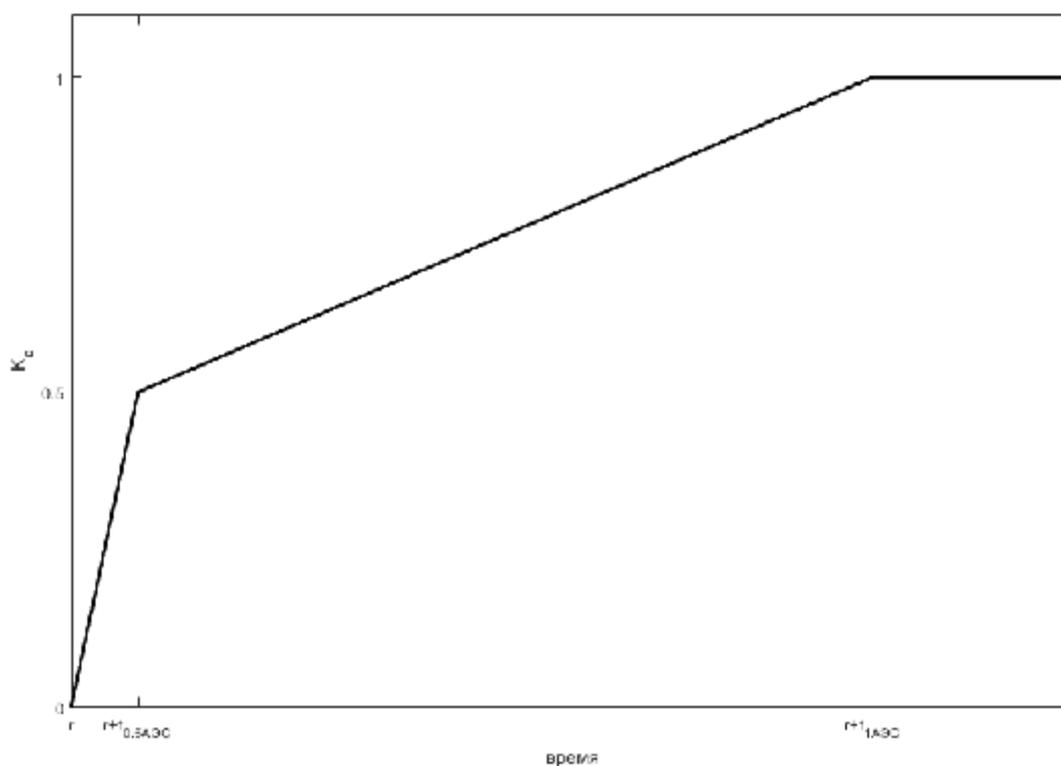


Рисунок 9. Коэффициент динамики для АЭС

Если для моментов с квазиустановившимся режимом по частоте есть значения мощности меньше нижней допустимой границы (при отклонении частоты вниз) и не уставлен признак работы на «мощностном» эффекте реактивности или больше верхней допустимой границы (при отклонении частоты вверх), то фиксируется нарушение.

8.2 Оценка в переходном режиме

1. Для моментов времени с переходным (не квазиустановившимся) режимом строится допустимая граница для мощности: при отклонении частоты вниз – нижняя допустимая граница $P_{нг}$, при отклонении частоты вверх – верхняя допустимая граница $P_{вг}$:

$$\begin{cases} P_{нг,i} = \min(P_{исх} + \varepsilon_4 P_{ном}; P_{макс}; P_{огр.макс}) - 0,01 P_{ном} \\ P_{вг,i} = \max(P_{исх} - \varepsilon_4 P_{ном}; P_{мин}; P_{огр.мин}) + 0,01 P_{ном} \end{cases}$$

7. Если для моментов времени значения мощности больше нижней допустимой границы (при отклонении частоты вниз) или больше верхней допустимой границы (при отклонении частоты вверх) или установлен признак работы на «мощностном» эффекте реактивности (при отклонении частоты вниз), то эти моменты времени не оцениваются.
8. Выполняется идентификация переходной функции генерирующего оборудования.
9. Переход от f, P к относительным переменным одинаковой размерности X, Y [% $P_{ном}$]:

$$X_i = \frac{-100 \Delta f_{p,i}}{S f_{ном}} \cdot 100, \quad Y_i = \frac{P_i}{P_{ном}} \cdot 100$$

10. Фильтрация шума с помощью фильтра скользящего среднего:

$$\tilde{X}_i = \frac{1}{5} \sum_{k=i-2}^{i+2} X_k, \quad \tilde{Y}_i = \frac{1}{5} \sum_{k=i-2}^{i+2} Y_k$$

11. Для оценки в момент i для идентификации переходной функции используются данные x, y отрезка длиной 46 секунд:

$$\begin{aligned} x &\equiv \{x_t, t = 1..31\} \equiv \{\tilde{X}_j, j \in [i-10; i+20]\} \\ y &\equiv \{y_t, t = 1..31\} \equiv \{\tilde{Y}_j, j \in [i-10; i+20]\} \end{aligned}$$

Вычисление приращений $\Delta x, \Delta y$:

$$\Delta x_t = \begin{cases} 0 & t = 1 \\ x_t - x_{t-1} & t = 2..31 \end{cases}, \quad \Delta y_t = \begin{cases} 0 & t = 1 \\ y_t - y_{t-1} & t = 2..31 \end{cases}$$

Для идентификации переходной функции решается система линейных алгебраических уравнений.

Определяется переходная функция системы на отрезке от 0 до 10 секунд в виде массива её значений в 0,1,...10 секунд:

$$\begin{aligned} h &= \{h_i, i = 0..10\} \\ \Delta &= \{\Delta h_i, i = 1..10\}, \quad \Delta h_i = h_i - h_{i-1} \end{aligned}$$

Тогда, в соответствии с принципом суперпозиции, изменение выхода системы (отклик системы) $\Delta y(t)$ в зависимости от изменения входного воздействия $\Delta x(t)$ будет описываться следующим образом:

$$\Delta y_t = \sum_{k=1}^{10} (\Delta x_{t-k} \cdot \Delta h_k) + e_t$$

где e_t – некоторая ошибка.

Для решения задачи идентификации решается задача минимизации среднеквадратичного значения невязки, эквивалентная задаче минимизации суммы квадратов невязок:

$$\min_{\Delta h} F(\Delta h) = \min_{\Delta h} \left(\sum_{t=t_1}^{t_2} e_t^2 \right) = \min_{\Delta h} \left(\sum_{t=t_1}^{t_2} (\Delta x_{t-1} \Delta h_1 + \dots + \Delta x_{t-10} \Delta h_{10} - \Delta y_t)^2 \right)$$

Необходимым условием точки минимума является равенство нулю частных производных:

$$\begin{cases} \frac{\partial F}{\partial \Delta h_1} = \sum_{t=t_1}^{t_2} 2\Delta x_{t-1} \cdot (\Delta x_{t-1} \Delta h_1 + \dots + \Delta x_{t-10} \Delta h_{10} - \Delta y_t) = 0 \\ \dots \\ \frac{\partial F}{\partial \Delta h_{10}} = \sum_{t=t_1}^{t_2} 2\Delta x_{t-10} \cdot (\Delta x_{t-1} \Delta h_1 + \dots + \Delta x_{t-10} \Delta h_{10} - \Delta y_t) = 0 \end{cases}$$

Эта система эквивалентна системе линейных алгебраических уравнений:

$$\begin{vmatrix} \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta x_{t-1} & \dots & \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta x_{t-10} \\ \dots & \dots & \dots \\ \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-10} \Delta x_{t-1} & \dots & \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-10} \Delta x_{t-10} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \Delta h_1 \\ \dots \\ \Delta h_{10} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta y_t \\ \dots \\ \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-10} \Delta y_t \end{vmatrix}$$

которую можно записать в матричном виде:

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{\Delta} = \mathbf{B},$$

$$\text{где } a_{ij} = \sum_{t=11}^{31} \Delta x_{t-i} \Delta x_{t-j}, \quad b_i = \sum_{t=11}^{31} \Delta x_{t-i} \Delta y_t, \quad i = 1..10, j = 1..10$$

решением которой являются приращения переходной функции $\mathbf{\Delta} \equiv \{\Delta h_i, i = 1..10\}$ на отрезке от 1 до 10 секунд.

Вычисление оценки переходной функции \mathbf{h} на отрезке от 0 до 10 секунд:

$$h_i = \begin{cases} h_0 = 0 \\ h_i = h_{i-1} + \Delta h_i, \quad i = 1..10 \end{cases}$$

Если для моментов с переходным режимом значение оценки переходной функции в точке 10 секунд $h_{10} \equiv h(10\text{сек})$ меньше ε_3 , то фиксируется нарушение.

Результаты решения

Признак наличия нарушения по критерию «отсутствие адекватной/должной реакции»: 1 – есть нарушение, 0 – нет нарушения.

9. Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» для СЭС и ВЭС

Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» предназначен для выявления нарушений Требований к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования генерирующего оборудования СЭС и ВЭС при участии в ОПРЧ.

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования СЭС, ВЭС при скачкообразном повышении частоты в пределах $0,1 \div 0,2$ Гц от номинальной оценка проводится на интервалах времени с переходным режимом по частоте (качественная оценка).

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования СЭС, ВЭС при повышении частоты на $0,2$ Гц и более от номинальной оценка проводится как на интервалах времени с переходным режимом по частоте, так и на интервалах времени с квазиустановившимся режимом по частоте (количественная оценка).

Основой работы критерия является понятие дефицита мощности. Дефицит мощности – это величина, на которую отклонение мощности СЭС, ВЭС (в абсолютном значении) меньше требуемой первичной мощности. Если отклонение мощности СЭС, ВЭС (в абсолютном значении) больше или равно требуемой первичной мощности, дефицит мощности считается равным нулю. Для оценки используется средний дефицит мощности.

В критерии определяется минимальный (для разных значений задержки/«мертвой полосы») средний дефицит мощности.

Нарушение может быть зафиксировано только в случае, если при любой комбинации задержки/«мертвой полосы» минимальный средний дефицит мощности больше уставки.

Используемая информация

- Значение номинальной частоты [Гц] – $f_{\text{ном}} = 50$
- Значение величины «мертвой полосы» [Гц] – $f_{\text{dead}} = 0,1$
- Значение величины нижней границы мощности [МВт] – $P_{\text{огр.мин}}$
- Максимальное допустимое значение статизма первичного регулирования [%] – $S = 5$
- Массив значений измерений мощности [МВт] – $\mathbf{P} = \{P_i, i = 1..n\}$
- Массив значений измерений частоты [Гц] – $\mathbf{f} = \{f_i, i = 1..n\}$
- Массив значений расчётного отклонения частоты [Гц] – $\Delta \mathbf{f}_p$

$$\Delta f_p = \begin{cases} f - (f_{\text{ном}} + f_{\text{мп}}), & f > (f_{\text{ном}} + f_{\text{dead}}) \\ 0, & \text{иначе} \end{cases}$$

- Массив значений требуемой первичной мощности [% $P_{\text{ном}}$] – $\mathbf{P}_{\text{тп}}$

$$P_{\text{тп}} = - \frac{100 \cdot \Delta f_p}{S \cdot f_{\text{ном}}} \cdot 100$$

- Массив допустимых значений задержки [сек] – $\mathbf{T}_z = \{t \in N: 0 \leq t \leq 5\}$

- Уставка минимальной необходимой длительности интервала выхода частоты за мертвую полосу для оценки, [сек] – $T_{\text{мин.необ.}}$.
- Уставка среднего дефицита мощности [% $P_{\text{ном}}(P_{\text{исх}})$] – $P_{\text{макс.доп.деф}}$
- Уставка суммарной длительности выхода значений мощности за допустимую границу [сек] – $T_{\text{макс.доп.}}$.

Алгоритм решения

12. Определяются интервалы выхода частоты за мёртвую полосу – находятся момент начала $t_{0,i}$ и длительность $t_{д,i}$ интервалов
13. Интервалы с отклонением частоты вниз или длительность $t_{д,i}$ которых меньше $T_{\text{мин.необ.}}$ не оцениваются
14. Далее, для каждого интервала выполняются следующие действия.
15. Определяется значение исходной и номинальной мощности, как значение фактической мощности в момент начала интервала выхода частоты за мертвую полосу:

$$P_{\text{исх}} = P_{\text{ном}} = P(t_0)$$

16. Массив значений измерений требуемой первичной мощности пересчитываем из [% $P_{\text{ном}}$] в [МВт] с учётом величины нижней границы мощности:

$$P_{\text{тп}} = ma \left(\frac{P_{\text{тп}} \cdot 100}{P_{\text{ном}}}, P_{\text{огр.мин}} - P_{\text{исх}} \right)$$

17. Рассчитываем массив значений отклонения фактической мощности от исходной мощности:

$$\Delta P_{\text{факт}}(t) = \begin{cases} P(t) - P_{\text{исх}}, & t_0 \leq t \leq t_0 + t_{д} \\ 0, & t < t_0 \cup t > t_0 + t_{д} \end{cases}$$

18. Для каждого значения $T_{з,i}$ рассчитываем массив значений дефицита мощности:

$$P_{\text{деф},i}(t) = \begin{cases} \max(P_{\text{тп}}(t) + \Delta P_{\text{факт}}(t); 0), & t_0 + T_{з,i} \leq t \leq t_0 + T_{з,i} + 5 \\ 0, & t < t_0 + T_{з,i} \cup t > t_0 + T_{з,i} + 5 \end{cases}$$

19. Определяются моменты времени T_i на интервале $[t_0 + T_{з,i}; t_0 + T_{з,i} + 5 \text{сек}]$, когда $P_{\text{деф},i}(t) \neq 0$

20. Рассчитывается значение среднего дефицита мощности на интервале:

$$P_{\text{ср.деф},i} = \frac{\sum_j P_{\text{деф},i}(T_{i,j})}{n}$$

21. Определяется минимальный средний дефицит мощности:

$$P_{\text{мин.ср.деф}} = \min_i (P_{\text{ср.деф},i})$$

22. Рассчитывается верхняя допустимая граница мощности [МВт] на интервале $[t_0; t_0 + t_{д}]$:

$$P_{\text{дг}}(t) = \begin{cases} P_{\text{исх}} + P_{\text{тп}}(t), & t = t_0 \\ \min(P_{\text{дг}}(t-1), P_{\text{исх}} + P_{\text{тп}}(t)), & t_0 < t \leq t_0 + t_{д} \end{cases}$$

23. Определяются моменты времени, когда фактическая мощность превышала верхнюю допустимую границу мощности при повышении частоты на интервале $[t_0 + 10; t_0 + t_{д}]$:

$$T_{\text{н}}: \begin{cases} f'(t) > 0 \\ P(t) > P_{\text{дг}}(t) \end{cases}, \quad t_0 + 10 \leq t \leq t_0 + t_{д}$$

24. Минимальный средний дефицит мощности и количество моментов превышения верхней допустимой границы мощности сравниваются со значением уставок $P_{\text{макс.доп.деф}}$ и $T_{\text{макс.доп.}}$. При превышении уставки фиксируется нарушение на интервале.

Результаты решения алгоритма

Признак наличия нарушения по критерию «отсутствие адекватной/должной реакции»: 1 – есть нарушение, 0 – нет нарушения.

Карта граничных мер и параметров алгоритмов критериев контроля участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты

Параметры и меры	Значение
Критерий «Непредоставление информации»	
По данным ОИК	
минимальное допустимое значение частоты, Гц	-
максимальное допустимое значение частоты, Гц	-
максимальное допустимое отклонение частоты от эталонной частоты, Гц	-
максимальное допустимое количество повторяющихся значений по частоте	11
максимальное допустимое количество повторяющихся значений по мощности	11
минимальное допустимое значение мощности, МВт	-
максимальное допустимое значение мощности, МВт	-
Минимальное допустимое суммарное время непредоставления информации, сек	11
По данным мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, предоставленным собственником генерирующего оборудования	
минимальное допустимое значение частоты, Гц	-
максимальное допустимое значение частоты, Гц	-
максимальное допустимое отклонение частоты от эталонной частоты, Гц	-
максимальное допустимое количество повторяющихся значений по частоте	2
максимальное допустимое количество повторяющихся значений по мощности	2
минимальное допустимое значение мощности, МВт	-
максимальное допустимое значение мощности, МВт	-
Минимальное допустимое суммарное время непредоставления информации, сек	2
Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции»	
ТЭС	
Величина «мертвой полосы», f_{dead} , Гц	0,075

Параметры и меры	Значение
	0,150
Величина максимального допустимого значения статизма S , %	6
границная мера – определение квазиустановившегося режима по частоте ε_2	0,01
Признак необходимости проводить оценку в квазиустановившемся режиме	1 0
параметры для расчёта коэффициента динамики	
газозащитные энергоблоки:	
$t_{0,5ТЭС}$, сек	15
$t_{1ТЭС}$, сек	300
пылеугольные энергоблоки:	
$t_{0,5ТЭС}$, сек	15
$t_{1ТЭС}$, сек	360
ТЭС с общим паропроводом:	
$t_{0,5ТЭС}$, сек	15
$t_{1ТЭС}$, сек	420
парогазовые установки:	
$t_{0,25пгу}$, сек	15
$t_{0,5пгу}$, сек	30
$t_{1пгу}$, сек	120
границная мера - оценка значения переходной функции ε_3	0,3
границная мера - уставка ограничения анализа переходного режима ε_4 (на загрузку и разгрузку)	10 -10
ГЭС, ГАЭС	
Величина «мертвой полосы», f_{dead} , Гц	0,075
Величина максимального допустимого значения статизма S , %	6
оцениваемый интервал времени после выхода частоты за пределы «мертвой полосы», сек	60
границная мера – минимальная допустимая величина среднего дефицита мощности, % $P_{ном}$	1
ГПА, ДГУ	
Величина «мертвой полосы», f_{dead} , Гц	0,1
Величина максимального допустимого значения статизма S , %	5
оцениваемый интервал времени после выхода частоты за пределы «мертвой полосы», сек	60
границная мера – минимальная допустимая величина среднего дефицита мощности, % $P_{ном}$	1
АЭС	
Величина «мертвой полосы», f_{dead} , Гц	0,075
Величина максимального допустимого значения статизма S , %	6
Нижняя граница мощности $P_{огр.мин}$, МВт	Задается заявленная величина на момент небаланса
Верхняя граница мощности $P_{огр.макс}$, МВт	Задается заявленная величина на момент небаланса

Параметры и меры	Значение
границная мера – определение квазиустановившегося режима по частоте ε_2	0,01
границная мера - уставка оценки значения переходной функции ε_3	0,3
границная мера - уставка ограничения анализа переходного режима ε_4 (на загрузку и разгрузку)	2 -8
Признак необходимости проводить оценку в квазиустановившемся режиме	1 0
Признак работы на «мощностном» эффекте реактивности	1 0
параметры для расчёта коэффициента динамики	
$t_{0,5АЭС}$, сек	10
$t_{1АЭС}$, сек	120
границная мера - оценка значения переходной функции ε_3	0,3
СЭС и ВЭС	
Величина «мертвой полосы» f_{dead} , Гц	0,1
Нижняя граница мощности $P_{огр.мин}$, МВт	
Величина максимального допустимого значения статизма S , %	5
Уставка минимальной необходимой длительности интервала выхода частоты за «мертвую полосу» для оценки $T_{мин.необ.}$, сек	20
Уставка среднего дефицита мощности $P_{макс.доп.деф}$, $\%P_{ном}(P_{исх})$	1
Уставка суммарной длительности выхода значений мощности за допустимую границу $T_{макс.доп.}$, сек	30