



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель Председателя
Правления АО «СО ЕЭС»

С.А. Павлушко

«07» 10 2021 г.

**Методика мониторинга и анализа участия генерирующего
оборудования в общем первичном регулировании частоты**

Введена в действие с: 07.10.2021

Листов: 41

Москва 2021

Оглавление

1. Общие положения	3
2. Используемые обозначения и сокращения.....	3
3. Исходные данные, используемые для мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ	4
4. Порядок проведения анализа и оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ	4
5. Критерии неудовлетворительного участия в ОПРЧ генерирующего оборудования электростанций различного типа.....	7
Приложение 1	9
Приложение 2	11

1. Общие положения

1.1. Настоящая Методика мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее – Методика) разработана 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. Методика предназначена для использования персоналом электростанций, работающих в составе ЕЭС России, а также работниками АО «СО ЕЭС» при осуществлении мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ) на соответствие Требованиям.

1.3. Положения настоящей Методики 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. Методика устанавливает:

- исходные данные, используемые для мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ;
- порядок проведения анализа и оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на соответствие Требованиям;
- критерии неудовлетворительного участия в ОПРЧ генерирующего оборудования электростанций различного типа.

2. Используемые обозначения и сокращения

В Методике 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;

СЭС – солнечная электростанция;

ТЭС – тепловая электростанция;

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

3. Исходные данные, используемые для мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ

3.1. АО «СО ЕЭС» осуществляет мониторинг и анализ участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на основе телеметрической информации, поступающей от электростанций в ОИК диспетчерских центров.

При необходимости, для анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ собственник электростанции должен предоставить по запросу АО «СО ЕЭС» данные мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ согласно Требованиям.

3.2. Для целей мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на каждой электростанции должно быть организовано измерение параметров в соответствии с пунктом 43 Требованиям.

Должна быть предусмотрена возможность представления информации мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ в табличном и графическом виде. Требования к формату предоставления данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ в табличном виде представлены в Приложении 1 к настоящей Методике.

3.3. В целях подтверждения предоставленной собственником электростанции информации по участию генерирующего оборудования в ОПРЧ АО «СО ЕЭС» вправе запросить соответствующие обосновывающие документы: паспортные данные, проектную документацию, технические обоснования, результаты испытаний, уведомления заводов-изготовителей, заключения специализированных организаций.

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

4. Порядок проведения анализа и оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ

4.1. Анализ и оценка участия в ОПРЧ генерирующего оборудования электростанций, функционирующих в составе ЕЭС России осуществляется при скачкообразных отклонениях частоты в энергосистеме на величину в пределах $\pm 0,1 \div 0,2$ Гц от номинальной частоты, а также для всех случаев отклонения частоты в энергосистеме от номинальной на 0,2 Гц и более.

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

Для проведения анализа и 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.

Анализ и оценка участия в ОПРЧ генерирующего оборудования ВЭС, СЭС, ВОЛЭС, генерирующего оборудования на основе ГУБТ и ДГА осуществляется при повышении частоты более 50,1 Гц.

4.2. Анализ 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 вследствие неправильного действия противоаварийной автоматики.

4.3. Анализ и оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ осуществляется персоналом АО «СО ЕЭС» с применением следующих формализованных критериев автоматизированного контроля, алгоритмы которых приведены в Приложении 2 к настоящей Методике:

- критерий «Непредоставление информации»;
- критерий «Наличие колебательного процесса»;
- критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции».

При проведении анализа и оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ принятие решения об удовлетворительном или неудовлетворительном участии такого оборудования принимается персоналом АО «СО ЕЭС» на основании применения формализованных критериев автоматизированного контроля и факторов, указанных в п. 4.3.6. Методики.

4.3.1. Критерий «Непредоставление информации» предназначен для выявления нарушений требований по предоставлению данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, а также требований к осуществлению на электростанциях текущего непрерывного мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

В случае выявления нарушений требований по предоставлению данных мониторинга по данным ОИК, АО «СО ЕЭС» направляет собственнику электростанции запрос о предоставлении данных мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ согласно п.45 Требований. По предоставленным данным, соответствующим указанным в Приложении 1 к настоящей Методике требованиям к формату предоставления данных мониторинга, АО «СО ЕЭС» проводит анализ и оценку участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

4.3.2. Критерий «Наличие колебательного процесса» предназначен для выявления случаев возникновения незатухающих колебаний активной мощности генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ. Для генерирующего оборудования электростанций всех типов, контролируется отсутствие незатухающих колебаний активной мощности, не связанных с колебаниями частоты.

4.3.3. 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.

4.3.4. При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования ТЭС, АЭС, ГЭС, ГАЭС 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).

Для генерирующего оборудования СЭС, ВЭС качественная оценка проводится при скачкообразном повышении частоты в пределах $0,1 \div 0,2$ Гц от номинальной.

4.3.5. При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования ТЭС, АЭС, ГЭС, ГАЭС 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).

Для генерирующего оборудования ТЭС, АЭС количественная оценка проводится с учетом коэффициента динамики Кд, установленного Требованиями для соответствующего типа генерирующего оборудования.

Для генерирующего оборудования СЭС, ВЭС количественная оценка проводится при повышении частоты на $0,2$ Гц и более от номинальной.

4.3.6. При проведении анализа и 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 анализ о оценка участия в ОПРЧ проводится с учетом скорости изменения мощности, установленной документами по эксплуатации систем автоматического управления этим генерирующим оборудованием;

- при выявлении нарушений участия в ОПРЧ единиц генерирующего оборудования неблочной части ТЭС дополнительно проводится анализ причин неудовлетворительного участия в ОПРЧ неблочной части ТЭС по суммарной мощности включенного в работу и готового к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования неблочной части;

- при необходимости, учитываются запрошенные АО «СО ЕЭС» и предоставленные собственником или иным законным владельцем электростанции соответствующие обосновывающие документы: паспортные данные, проектная документация, технические обоснования, результаты испытаний, уведомления заводов-изготовителей, заключения специализированных организаций, а также результаты мониторинга и анализа, проведенные на электростанции.

4.3.7. Граничные меры и параметры алгоритмов критериев автоматизированного контроля участия генерирующего оборудования в ОПРЧ указаны в Приложении 2 к Методике.

5. Критерии неудовлетворительного участия в ОПРЧ генерирующего оборудования электростанций различного типа.

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

- выявления нарушений требований по предоставлению данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ по данным ОИК с применением критерия «Непредоставления информации»;

- непредоставления в АО «СО ЕЭС» собственником электростанции или иным законным владельцем запрошенных данных мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ согласно п.45 Требований или несоответствия предоставленных данных требованиям, указанным в Приложении 1;

- выявления нарушений требований к осуществлению на электростанциях текущего непрерывного мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ по данным, предоставленным собственником электростанции с применением критерия «Непредоставление информации»;

- выявления возникновения незатухающих колебаний активной мощности генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ с применением критерия «Наличие колебательного процесса»;

- выявления при проведении количественной оценки нарушений Требований 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 качественной 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.

Приложение 1
к Методике мониторинга и
анализа участия генерирующего
оборудования в общем
первичном регулировании
частоты

**Требования к формату представления данных мониторинга участия
генерирующего оборудования в ОПРЧ в табличном виде**

1. Данные мониторинга ОПРЧ должны предоставляться с шагом 1 секунда.
2. Точность и дискретность измерений данных мониторинга ОПРЧ должна соответствовать п.43 Требований.
3. Данные мониторинга ОПРЧ по объекту генерации должны быть представлены в текстовом файле формата CSV (Comma-Separated Values).
4. Файл должен содержать данные за период времени, который определяется запросом диспетчерского центра АО «СО ЕЭС».
5. Каждая запись в файле должна представлять собой строку следующего формата:

<Всемирное координированное время>;<Частота>;<Активная мощность>

Всемирное координированное время (далее – UTC) должно иметь краткий формат даты *<dd.MM.yyyy>* и полный формат времени *<HH:mm:ss,00>* разделенные пробелом. Секунды могут иметь дробную часть, отделенную от целой части точкой (*ss.000*).

В данных *<Частота>* и *<Активная мощность>* десятичные знаки от целых отделяются точкой.

Пример.

Для частоты вращения турбины (частоты сети) со значением 50,207 Гц и активной мощностью со значением 120,57 МВт, зафиксированным 14 марта 2020 года в 17 часов 30 минут 57 секунд (UTC), строка должна иметь вид:

14.03.2020 17:30:57;50.207;120.57

6. Имя файла должно представлять собой строку, определяющую объект генерации и время (UTC) начала периода по п.4, следующего формата:

<Краткое название электростанции>.<2 цифры номера единицы генерирующего оборудования>.<4 цифры года><2 цифры месяца><2 цифры дня>.<2 цифры часа><2 цифры минуты><2 цифры секунды>

Пример.

Для энергоблока ст. № 1 Ставропольской ГРЭС полное имя файла с данными за период времени, начиная с 17 часов 30 минут 57 секунд 14 марта 2020 года, будет иметь вид:

СтаврГРЭС.01.20200314.173057.csv

7. Файл (-ы) мониторинга ОПРЧ объекта генерации должен (-ны) быть сжат (-ы) архиватором zip.
8. Имя сжатого файла (далее – Архив) должно представлять собой строку, определяющую электростанцию и время (UTC) начала периода по п.4, следующего формата:

<Краткое название электростанции>.<4 цифры года><2 цифры месяца><2 цифры дня>.<2 цифры часа><2 цифры минуты><2 цифры секунда>

Пример.

Для Ставропольской ГРЭС полное имя Архива с файлами за период времени, начиная с 17 часов 30 минут 57 секунд 14 марта 2020 года, будет иметь вид:

СтаврГРЭС.20200314.173057.zip

9. Внутри Архива должен (-ны) содержаться файл(-ы) мониторинга ОПРЧ по всем объектам генерации, запрашиваемым диспетчерским центром АО «СО ЕЭС».

Пример.

Диспетчерский центр АО «СО ЕЭС» запрашивает данные мониторинга ОПРЧ энергоблоков ст. № 1 и № 2 Ставропольской ГРЭС за период времени с 17 часов 30 минут 57 секунд 14 марта 2020 года по 18 часов 15 минут 00 секунд 14 марта 2020 года.

В Архиве с полным именем СтаврГРЭС.20200314.173057.zip должны находиться файлы СтаврГРЭС.01.20200314.173057.csv и СтаврГРЭС.02.20200314.173057.csv.

Приложение 2
к Методике мониторинга и
анализа 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) «Наличие колебательного процесса»;
- 3) «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 мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, а также осуществлению на электростанциях текущего непрерывного мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

Используемая информация

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

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

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

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.

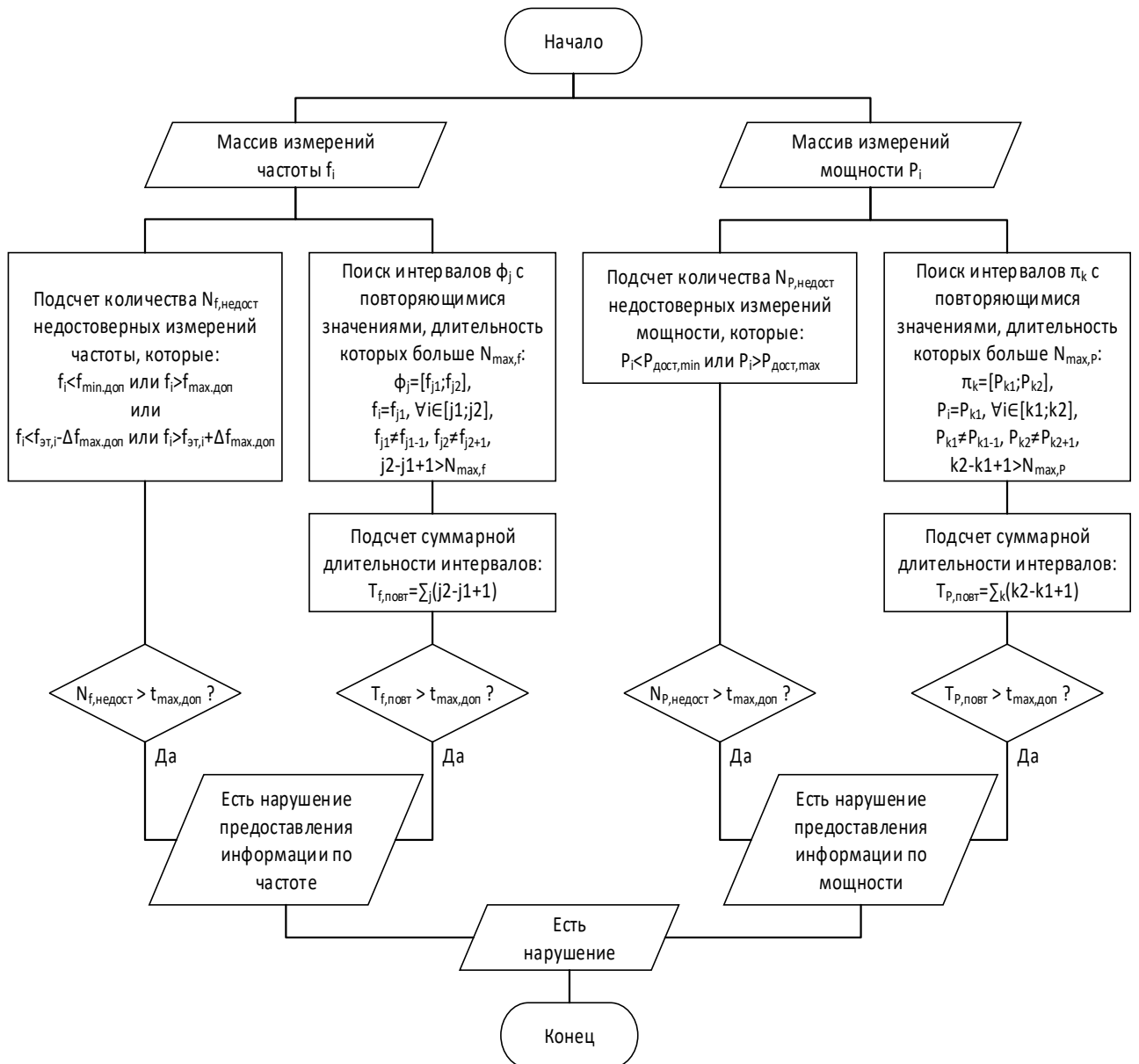


Рисунок 1. Блок-схема алгоритма для критерия "Непредоставление информации"

Результаты решения алгоритма

Признак наличия нарушения предоставления информации по частоте.

Признак наличия нарушения предоставления информации по мощности.

Признак наличия нарушения по критерию «Непредоставление информации».

4. Критерий «Наличие колебательного процесса» для ТЭС, АЭС, СЭС, ВЭС, ГПА, ДГУ

Данный критерий предназначен для выявления случаев возникновения незатухающих колебаний активной мощности генерирующего оборудования и применяется в отношении оборудования ТЭС, АЭС, СЭС, ВЭС, ГПА и ДГУ.

В основе критерия лежит использование функции автокорреляции (автокорреляционной функции, АКФ) сигнала фактической мощности генерирующего оборудования. Наличие пиков в функции автокорреляции проверяемого сигнала означает наличие колебательной составляющей в этом сигнале с соответствующим периодом. Перед вычислением функции автокорреляции выполняется фильтрация исходного сигнала фактической мощности с помощью полосового фильтра в целях выделения нежелательных частот, которые лежат в диапазоне от 0,01 Гц до 0,1 Гц.

Мерой нарушения по данному критерию является значение функции автокорреляции сигнала фактической мощности в точке первого локального максимума, следующего за первым локальным минимумом.

Используемая информация

- Массив значений времени [сек] – $t = \{t_i, i = 1..n\}$, дискретность измерений 1 секунда.
- Массив значений фактической мощности [МВт] – $P = \{P_i, i = 1..n\}$.
- Массив расчетных отклонений частоты [Гц] – $\Delta f_p = \{\Delta f_{p,i}, i = 1..n\}$.
- Параметр использования числа периодов колебаний:
- $R_{\text{пер}} = \begin{cases} 1, & \text{если используется} \\ 0, & \text{если не используется} \end{cases}$
- Граничное значение числа периодов колебаний – $N_{\text{пер.гр}}$.

Алгоритм решения

1) С целью выделения искомым нежелательных частот выполняется предварительная фильтрация исходного сигнала активной мощности. Фильтрация осуществляется с помощью полосового фильтра, основанного на фильтре скользящего среднего.

Исключение из исходного сигнала высокочастотных шумовых составляющих выполняется фильтром скользящего среднего с параметром (шириной окна) равным 9:

$$P_1 = \text{AVG}(P, 9)$$

Исключение низкочастотных составляющих, соответствующих плавно (медленно) меняющемуся тренду, выполняется с помощью фильтра скользящего среднего с параметром (шириной окна) равным 70:

$$O = P_1 - \text{AVG}(P_1, 70)$$

Сигнал $O(t)$ представляет собой колебания мощности на искомым нежелательных частотах относительно нуля.

2) Рассматриваемый интервал разбивается на пересекающиеся отрезки длиной в 121 секунду. Каждый следующий отрезок получается путем сдвига границ предыдущего на 10 секунд.

3) Поочередно для отрезков вычисляется автокорреляционная функция (АКФ) сигнала мощности:

$$R_{P,i} = \frac{\sum_{k=1}^{N-i} O_{i+k} \cdot O_i}{\sum_1^N O_i^2}$$

4) Для АКФ определяются значения γ_P и $T_{\gamma,P}$ сигнала мощности:

$$T_{\gamma,P} = \min T_{\text{locmax}}, \quad \gamma_P = R_P(T_{\gamma,P})$$

где

$$T_{\text{locmax}} = \{t_i : R_P(t_{i-1}) < R_P(t_i) \text{ и } R_P(t_i) > R_P(t_{i+1})\}$$

T_{locmax} – массив точек локальных максимумов функции R_P .

5) При значении γ_P большем или равным 0,6 и при периоде $T_{\gamma,P}$, лежащем в диапазоне от 5 до 100 секунд, происходит переход к шагу 6. В противном случае происходит переход к следующему отрезку (п.3).

6) На данном отрезке производится фильтрация (сглаживание) сигнала расчетных отклонений частоты при помощи фильтра скользящего среднего с параметром 9.

$$\widetilde{\Delta f}_p = \text{AVG}(\Delta f_p, 9)$$

7) Вычисляются значения автокорреляционной функции (АКФ) $R_{f,i}$ сигнала расчетных отклонений частоты $\widetilde{\Delta f}_p$.

8) Определяется значение АКФ сигнала расчетных отклонений частоты в точке $T_{\gamma,P}$

$$\gamma_{f,P} = R_f(T_{\gamma,P})$$

9) При значении $\gamma_{f,P}$, меньших 0,5, и параметре $p_{\text{пер}} = 0$ выносится решение о присутствии автоколебаний на данном отрезке и, соответственно, на всем интервале. При $p_{\text{пер}} = 1$ происходит переход к пункту 10.

10) Число периодов колебаний может служить дополнительным критерием выявления нарушения. На отрезках рассматриваемого интервала, определенных в пункте 2, вычисляются значения АКФ сигнала мощности в точке $T_{\gamma,P}$

$$R_P^{\{j\}}(T_{\gamma,P}), \quad j - \text{номер отрезка}$$

11) Определяется T_{start} , как время начала первого отрезка, на котором $R_P^{\{j_1\}}(T_{\gamma,P}) > 0,5$, и T_{end} , как время конца последнего отрезка, на котором $R_P^{\{j_n\}}(T_{\gamma,P}) > 0,5$.

12) Количество периодов определяется по формуле:

$$N_{\text{пер}} = \frac{T_{\text{start}} - T_{\text{end}}}{T_{\gamma,P}}$$

13) Если $N_{\text{пер}} > N_{\text{пер.гр}}$, то принимается решение о наличии нарушения по критерию «наличие колебательного процесса» на данном интервале.

Блок-схема алгоритма для критерия представлена на рисунке 2.

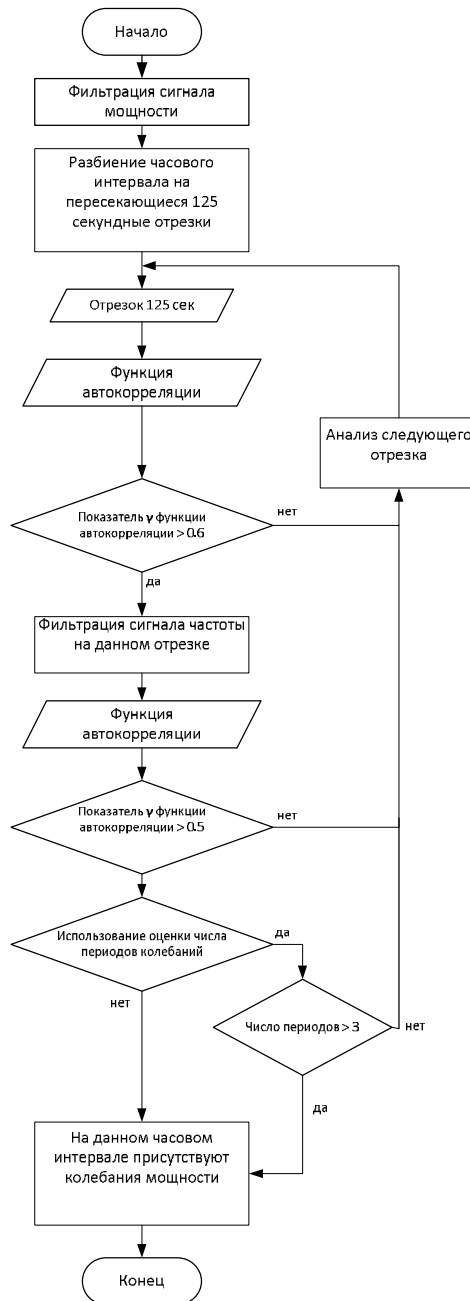


Рисунок 2. Блок-схема алгоритма для критерия «Наличие колебательного процесса»

Результаты решения алгоритма

Признак наличия нарушения по критерию «наличие колебательного процесса»: 1 – есть нарушение, 0 – нет нарушения.

5. Критерий «Наличие колебательного процесса» для ГЭС, ГАЭС

Данный критерий предназначен для выявления случаев возникновения незатухающих колебаний активной мощности генерирующего оборудования и применяется в отношении оборудования ГЭС, ГАЭС.

В критерии также присутствует проверка, что колебания активной мощности не является следствием реакции на колебания частоты. Если на рассматриваемом интервале в сигнале частоты присутствуют колебания с тем же периодом, что и колебания мощности, то колебания мощности в этом случае не являются нарушением.

Используемая информация

Сигналы:

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

Параметры алгоритма:

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

Алгоритм решения

1. Детектирование колебаний выполняется для сигнала фактической мощности, выраженного в относительных единицах:

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

2. Детектируются колебания с периодами от 5 сек до 10 мин (600 сек). Для детектирования этот диапазон разбивается на следующие полосы с соответствующими нижними и верхними границами:

$T_{\text{нг}}$, сек	5,0	8,1	13,0	21,0	33,9	54,8	88,4	143	230	372
$T_{\text{вг}}$, сек	8,1	13,0	21,0	33,9	54,8	88,4	143	230	372	600

Для каждой полосы выполняется детектирование следующим образом.

2.1. Выполняется фильтрация высокочастотных (шум) и низкочастотных (плавно меняющийся тренд) составляющих сигнала мощности. Для этого используется фильтр скользящего среднего.

Фильтрация высокочастотных составляющих выполняется фильтром скользящего среднего с параметром (шириной окна) $\left[\frac{T_{\text{нг}}}{4}\right]$:

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

Фильтрация низкочастотных составляющих выполняется фильтром скользящего среднего с параметром (шириной окна) $[T_{\text{вг}} * 4]$:

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

Для анализа используется отфильтрованный сигнал:

$$O_i = X_i - S_i$$

2.2. Детектирование колебаний на выбранном отрезке выполняется посредством скользящего окна. Ширина окна – $5 \cdot T_{\text{нг}}$, сдвиг окна – $T_{\text{нг}}$. Для каждого положения окна рассчитывается:

2.2.1. Автокорреляционная функция (АКФ) на своей области определения от 0 до $T_{\text{нг}}$.

2.2.2. Минимум АКФ ac_{\min} на интервале от $0,5 \cdot T_{\text{нг}}$ до $0,5 \cdot T_{\text{нг}}$ («в полосе полупериодов»).

2.2.3. Максимум АКФ ac_{\max} на интервале от $T_{\text{нг}}$ до $T_{\text{нг}}$ («в полосе периодов»).

2.2.4. Мера колебательности – по найденным минимуму и максимуму АКФ:

$$-1,1086 \cdot ac_{\min} + 1,7473 \cdot ac_{\max}$$

2.2.5. Амплитуда колебаний – как стандартное отклонение отфильтрованного сигнала, умноженное на $\sqrt{2}$.

2.3. Наличие колебательного процесса определяется при одновременном выполнении следующих условий:

- минимум АКФ в полосе полупериодов – меньше нуля;
- максимум АКФ в полосе периодов – больше нуля;
- мера колебательности – больше максимального допустимого значения меры колебательности);
- амплитуда колебаний – больше максимального допустимого значения амплитуды.

2.4. В случае наличия колебаний активной мощности в какой-то полосе периодов из п.2, выполняется проверка наличия колебаний в сигнале частоты в этой же полосе периодов. Для этого для сигнала частоты выполняется:

2.4.1. Фильтрация высокочастотных и низкочастотных составляющих – аналогично п.2.1 (с такими же параметрами фильтров).

2.4.2. Расчет АКФ, определение минимума АКФ в полосу полупериодов, максимума АКФ в полосе периодов, меры колебательности и амплитуды колебаний – аналогично пп.2.2.1-2.2.5.

2.4.3. Определение наличия колебаний в сигнале частоты – аналогично п.2.3.

2.4.4. При наличии колебаний в сигнале частоты нарушение не фиксируется.

Результаты решения алгоритма

- каждый зафиксированный колебательный процесс активной мощности, не обусловленный колебаниями частоты, с параметрами:

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

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_{de}
- 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.

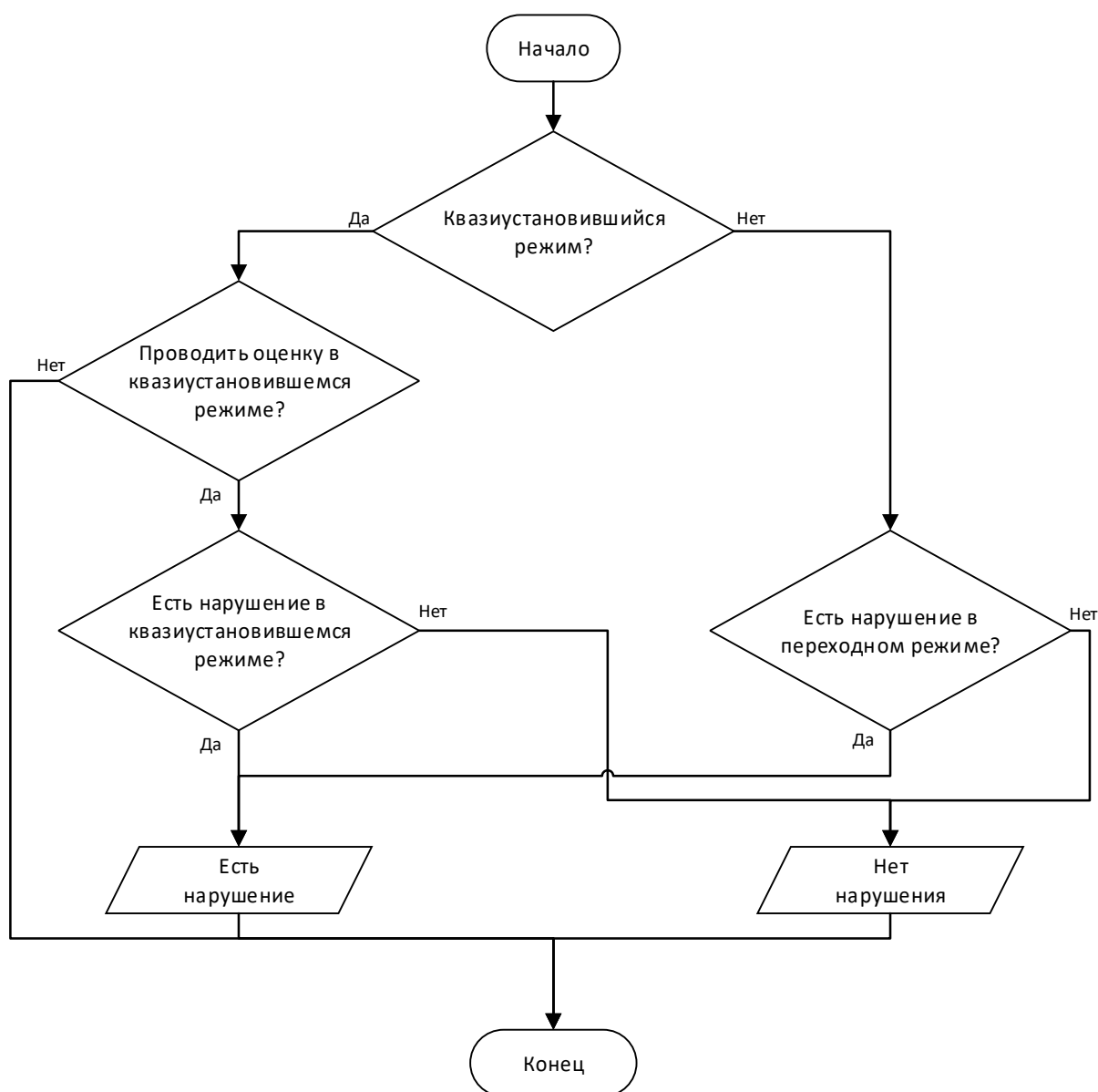


Рисунок 3. Блок-схема алгоритма для критерия «Отсутствие адекватной/должной реакции» ТЭС

1. Определяются интервалы выхода частоты за мертвую полосу:
 r_{ini} – 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 Δ_p :

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

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

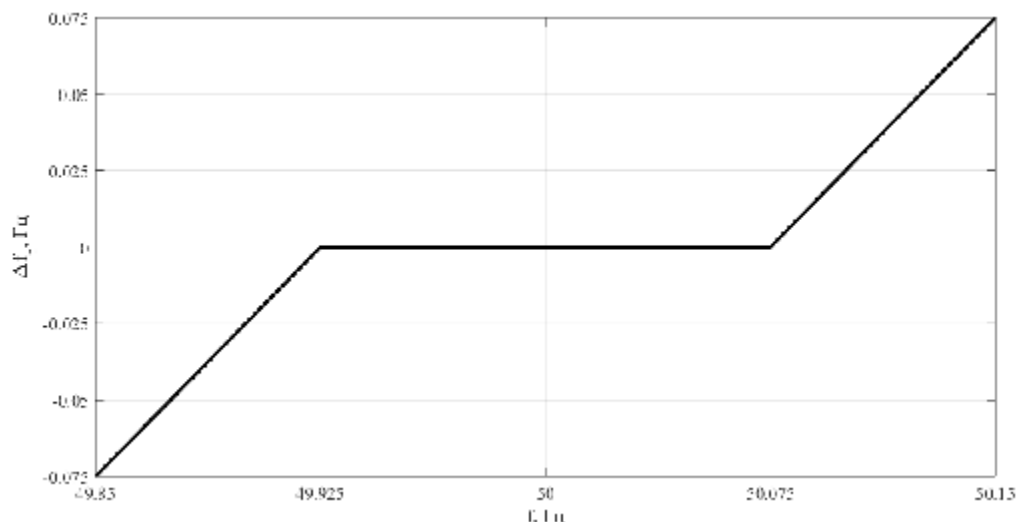


Рисунок 4. Расчетное отклонение частоты при величине «мертвой полосы» первичного регулирования $50,000 \pm 0,075$ Гц

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

Моменты времени, для которых $|f_{i,cp} - 50| > f_{de\ a}$, 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:

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

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:

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

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

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

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

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

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

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

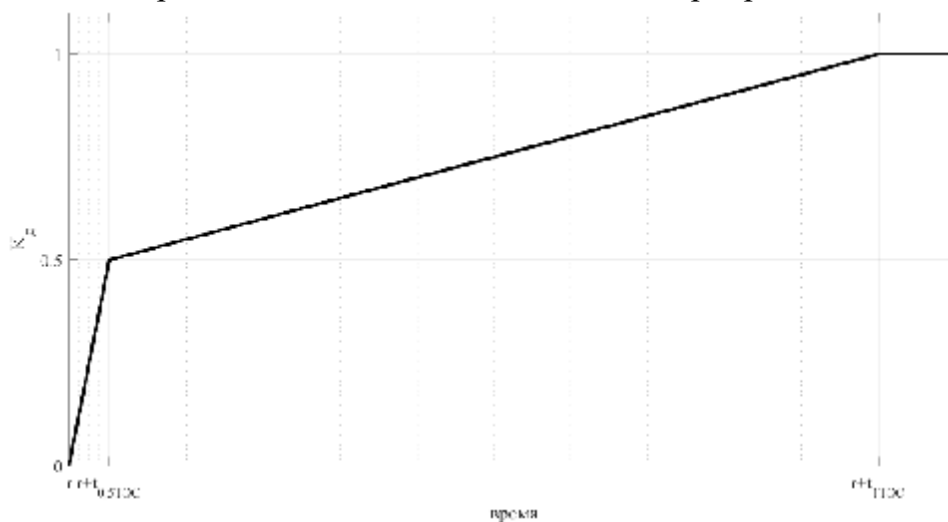


Рисунок 5. Коэффициент динамики для ТЭС (кроме ПГУ)

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

$$K_{\text{д},i} = \begin{cases} (i - r) \frac{0,25}{t_{0,2 \text{ ПГУ}}} & r \leq i \leq r + t_{0,2 \text{ ПГУ}} \\ 0,25 + (i - r - t_{0,2 \text{ ПГУ}}) \frac{0,5 - 0,25}{t_{0,5\text{ПГУ}} - t_{0,2 \text{ ПГУ}}}, & r + t_{0,2 \text{ ПГУ}} \leq i \leq r + t_{0,5\text{ПГУ}} \\ 0,5 + (i - r - t_{0,5\text{ПГУ}}) \frac{1 - 0,5}{t_{1\text{ПГУ}} - t_{0,5\text{ПГУ}}}, & r + t_{0,5\text{ПГУ}} \leq i \leq r + t_{1\text{ПГУ}} \\ 1, & r + t_{1\text{ПГУ}} \leq i \end{cases}$$

где: $t_{0,2 \text{ ПГУ}}$ [сек] – 15, $t_{0,5\text{ПГУ}}$ [сек] – 30, $t_{1\text{ПГУ}}$ [сек] – 120.

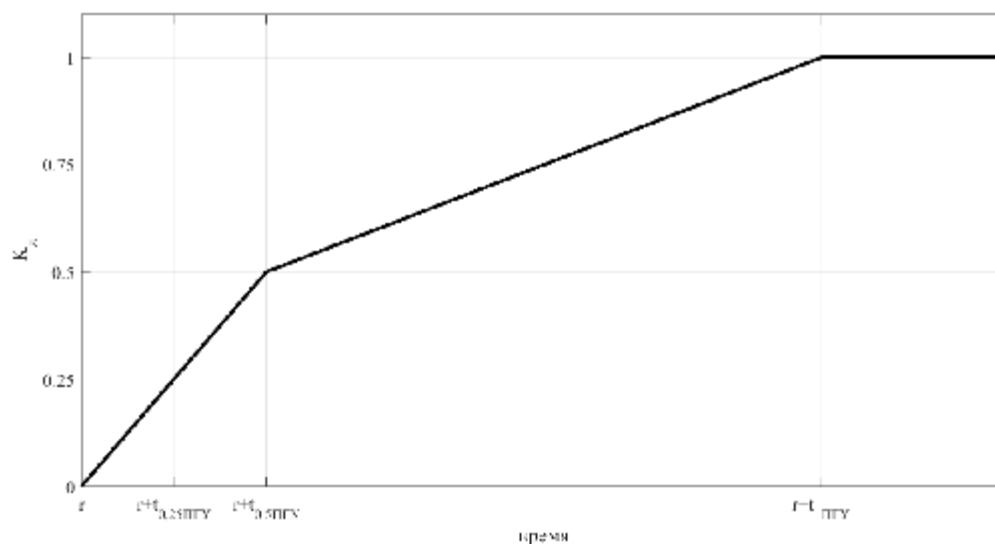


Рисунок 6. Коэффициент динамики для ПГУ

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 [% $P_{ном}$]:

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

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 $\Delta \mathbf{x}$, $\Delta \mathbf{y}$:

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

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:

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

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

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:

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

где e_t – некоторая ошибка.

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

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

Необходимым условием точки минимума является равенство нулю частных производных:

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

Эта система эквивалентна системе линейных алгебраических уравнений:

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

которую можно записать в матричном виде:

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

$$\text{где } a_i = \sum_{t=1}^{46} \Delta x_{t-i} \Delta x_{t-j}, \quad b_i = \sum_{t=1}^{46} \Delta x_{t-i} \Delta y_t, \quad i = 1..15, j = 1..15$$

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

Вычисление оценки переходной функции h на отрезке от 0 до 15 секунд:

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

Если для моментов с переходным режимом значение оценки переходной функции в точке 15 секунд $h_1 \equiv h(15\text{сек})$ 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 – $P = \{P_i, i = 1..N\}$.
- Массив значений измерений частоты [Гц] за время отклонения частоты – $f = \{f_i, i = 1..N\}$.

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 $[t_0 + \text{задержка}; t_0 + 1 \text{ мин}]$

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

- 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 – $\mathbf{P} = \{P_i, i = 1..n\}$.
- Массив значений измерений частоты [Гц] за время отклонения частоты – $\mathbf{f} = \{f_i, i = 1..n\}$.
- Верхнее ограничение мощности¹, $P_{огр.макс}$
- Нижнее ограничение мощности¹, $P_{огр.мин}$
- Уставка фильтра объединения интервалов
- Уставка фильтра исключения интервалов
- Признак работы на «мощностном» эффекте реактивности
- Величина «мертвой полосы», $f_{de\ a}$
- 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.

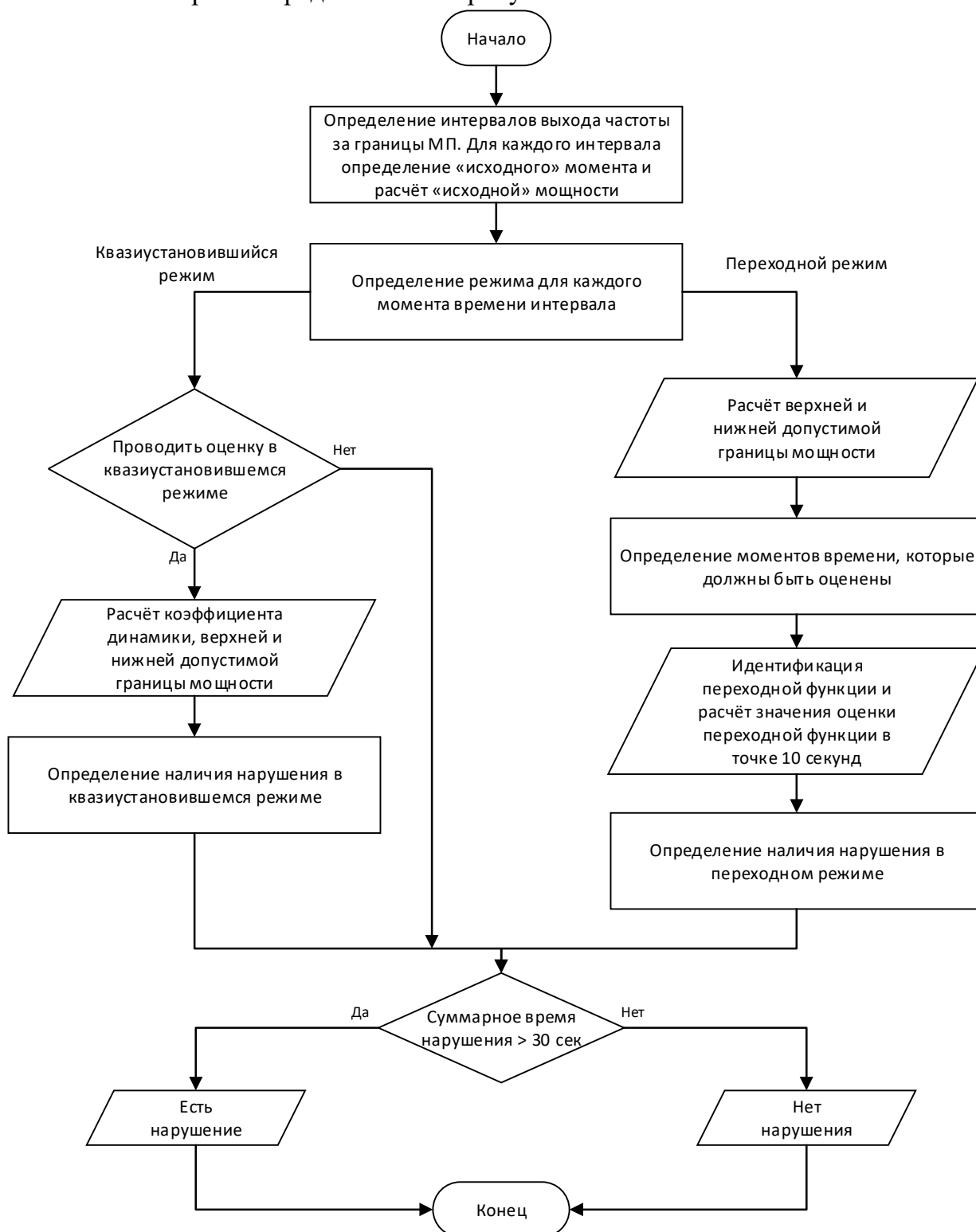


Рисунок 7. Блок-схема алгоритма «Отсутствие адекватной/должной реакции» АЭС

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

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

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

- 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.
- 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:

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

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

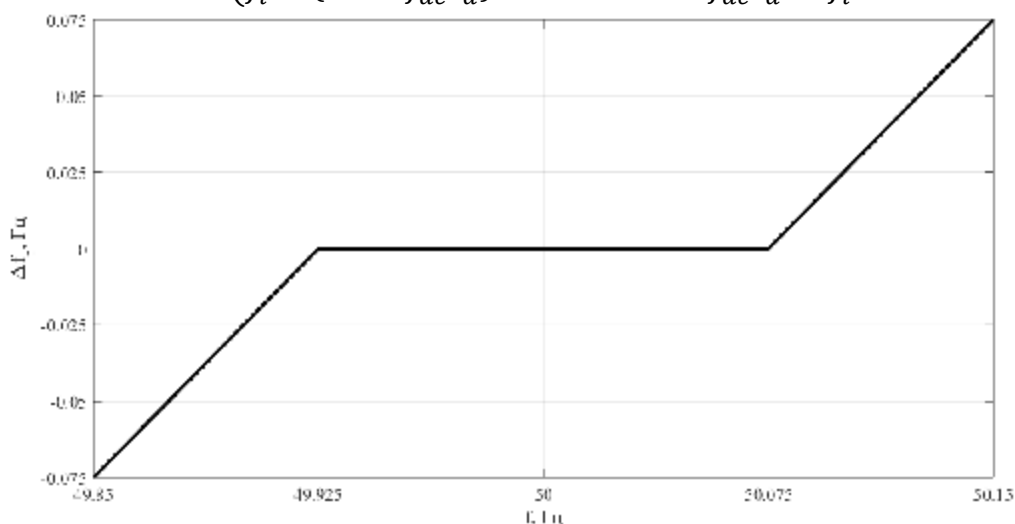


Рисунок 8. Расчетное отклонение частоты

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

Моменты времени, для которых $|f_{i,cp} - 50| > f_{de d}$, 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:

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

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 $P_{вг}$:

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

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.

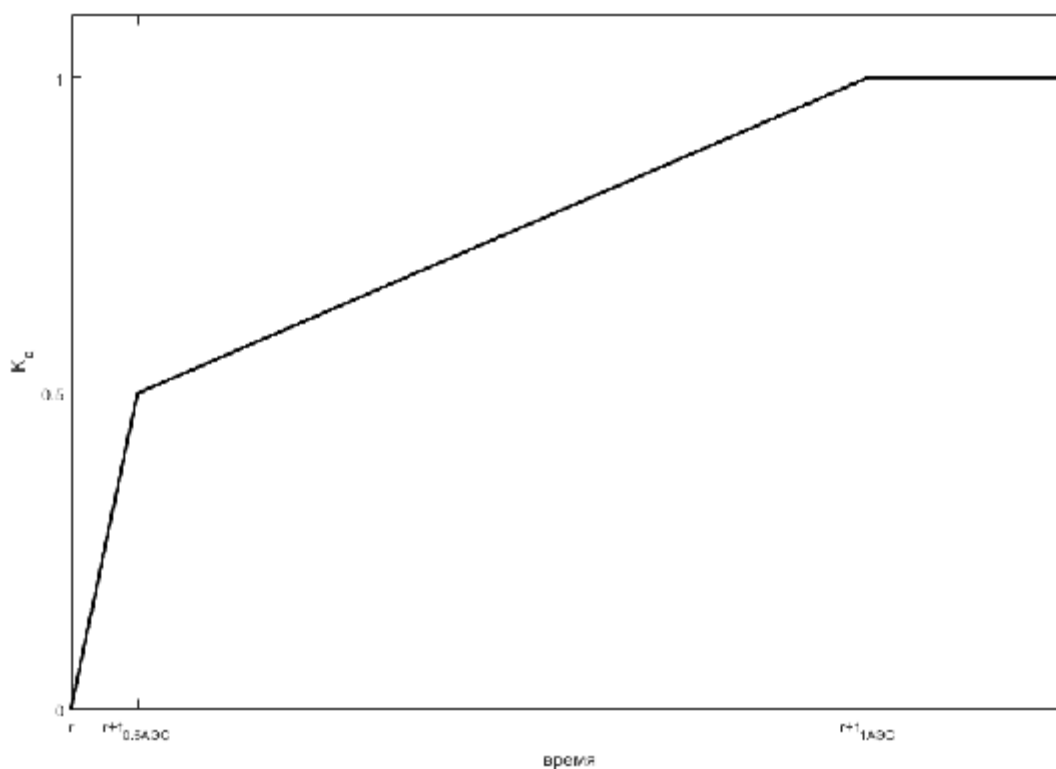


Рисунок 9. Коэффициент динамики для АЭС

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

- 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 $P_{вг}$:

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

- 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.
- Выполняется идентификация переходной функции генерирующего оборудования.
- 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 \mathbf{x}, \mathbf{y} отрезка длиной 46 секунд:

$$\mathbf{x} \equiv \{x_t, t = 1..31\} \equiv \{\tilde{X}_j, j \in [i-10; i+20]\}$$

$$\mathbf{y} \equiv \{y_t, t = 1..31\} \equiv \{\tilde{Y}_j, j \in [i-10; i+20]\}$$

Вычисление приращений $\Delta \mathbf{x}, \Delta \mathbf{y}$:

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

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:

$$\mathbf{h} = \{h_i, i = 0..10\}$$

$$\Delta \mathbf{h} = \{\Delta h_i, i = 1..10\}, \quad \Delta h_i = h_i - h_{i-1}$$

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:

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

где e_t – некоторая ошибка.

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

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

Необходимым условием точки минимума является равенство нулю частных производных:

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

Эта система эквивалентна системе линейных алгебраических уравнений:

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

которую можно записать в матричном виде:

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

$$\text{где } a_i = \sum_{t=11}^3 \Delta x_{t-i} \Delta x_{t-j}, \quad b_i = \sum_{t=11}^3 \Delta x_{t-i} \Delta y_t, \quad i = 1..10, j = 1..10$$

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

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

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

Если для моментов с переходным режимом значение оценки переходной функции в точке 10 секунд $h_1 \equiv h(10\text{сек})$ 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] – $\Delta \mathbf{f}_p$

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

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

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

- Массив допустимых значений задержки [сек] – $T_3 = \{t \in N: 0 \leq t \leq 5\}$
- 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:

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

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 $T_{3,i}$ рассчитываем массив значений дефицита мощности:

$$P_{\text{деф},i}(t) = \begin{cases} \max(P_{\text{тп}}(t) + \Delta P_{\text{факт}}(t); 0), & t_0 + T_{3,i} \leq t \leq t_0 + T_{3,i} + 5 \\ 0, & t < t_0 + T_{3,i} \cup t > t_0 + T_{3,i} + 5 \end{cases}$$

19. Определяются моменты времени T_i на интервале $[t_0 + T_{3,i}; t_0 + T_{3,i} + 5 \text{сек}]$, 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 $[t_0 + 10; t_0 + t_{д}]$:

$$T_n: \begin{cases} f'(t) > 0 \\ P(t) > P_{дг}(t) \end{cases}, \quad t_0 + 10 \leq t \leq t_0 + t_d$$

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	47
максимальное допустимое значение частоты, Гц	53
максимальное допустимое отклонение частоты от эталонной частоты, Гц	0,015
максимальное допустимое количество повторяющихся значений по частоте	11
максимальное допустимое количество повторяющихся значений по мощности	11
минимальное допустимое значение мощности, МВт	0
максимальное допустимое значение мощности, МВт	1,5 $P_{\text{ном}}$
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	47
максимальное допустимое значение частоты, Гц	53
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	0
максимальное допустимое значение мощности, МВт	1,5 $P_{\text{ном}}$
Минимальное допустимое суммарное время непредоставления информации, сек	2

Критерий «Наличие колебательного процесса»	
ТЭС, АЭС, СЭС, ГПА, ДГУ	
ширина окна, сек	121
шаг сдвига окна, сек	10
граничная мера - граничное значение функции автокорреляции сигнала фактической мощности в точке первого локального максимума, следующего за первым локальным минимумом	0,6
граничное значение автокорреляционной функции частоты	0,5
учитывать число периодов колебаний	да
граничное число периодов колебаний	5
ГЭС, ГАЭС	
максимальная допустимая амплитуда колебаний, %Р _{макс}	1
граничная мера - максимально допустимая величина колебательного процесса	1,55
Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции»	
ТЭС	
Величина «мертвой полосы», $f_{de d}$, Гц	0,075 0,150
Величина максимального допустимого значения статизма S , %	6
граничная мера – определение квазиустановившегося режима по частоте ε_2	0,01
Признак необходимости проводить оценку в квазиустановившемся режиме	1 0
параметры для расчёта коэффициента динамики	
газوماзутные 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:	
$t_{0,2 пгу}$, сек	15
$t_{0,5пгу}$, сек	30
$t_{1пгу}$, сек	120
граничная мера - оценка значения переходной функции ε_3	0,3
граничная мера - уставка ограничения анализа переходного режима ε_4 (на загрузку и разгрузку)	10 -10
ГЭС, ГАЭС	
Величина «мертвой полосы», $f_{de d}$, Гц	0,075
Величина максимального допустимого значения статизма S , %	6

оцениваемый интервал времени после выхода частоты за пределы «мертвой полосы», сек	60
граничная мера – минимальная допустимая величина среднего дефицита мощности, % $P_{ном}$	1
ГПА, ДГУ	
Величина «мертвой полосы», $f_{de d}$, Гц	0,1
Величина максимального допустимого значения статизма S , %	5
оцениваемый интервал времени после выхода частоты за пределы «мертвой полосы», сек	60
граничная мера – минимальная допустимая величина среднего дефицита мощности, % $P_{ном}$	1
АЭС	
Величина «мертвой полосы», $f_{de d}$, 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
граничная мера – определение квазиустановившегося режима по частоте ε_2	0,01
граничная мера - уставка оценки значения переходной функции ε_3	0,3
граничная 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
граничная мера - оценка значения переходной функции ε_3	0,3
СЭС и ВЭС	
Величина «мертвой полосы» $f_{de d}$, 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