

УДК 621.316.7
Шифр специальности ВАК 2.4.3.

ОСОБЕННОСТИ ОБЩЕГО ПЕРВИЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ В НОРИЛЬСКО-ТАЙМЫРСКОЙ ИЗОЛИРОВАННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Статья посвящена проблеме возникновения незатухающих колебаний частоты при общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) в технологически изолированных энергосистемах на примере аварии в Норильско-Таймырской энергосистеме. Цель работы: разработка и количественное сравнение двух адаптивных методов ОПРЧ. Метод № 1 плавно снижает скорость набора мощности в зависимости от времени, прошедшего с начала аварии. Метод № 2 скачкообразно уменьшает скорость при обнаружении смены знака отклонения частоты — признака начала раскачивания. Математическая модель в MATLAB, верифицированная по реальным данным, показала: оба метода обеспечивают затухание колебаний, тогда как при стандартном регулировании они остаются незатухающими. Предложенные алгоритмы могут быть внедрены в существующие системы группового регулирования мощности гидроэлектростанций.

АВТОРЫ:
В.А. Фёдорова, аспирант,
ORCID ID 0009-0005-9607-5713,
win.victoria08@mail.ru,
fedorova@ntcsib.ru,
кафедра электрических станций,
Новосибирский государственный
технический университет,
г. Новосибирск, РФ,
инженер 1 категории отдела РЗА
и АСУ ТП филиала АО «Россети
Научно-технический центр» —
СибНИИЭ, г. Новосибирск, РФ
В.Ф. Кириченко, аспирант,
кафедра электрических станций,
Новосибирский государственный
технический университет,
г. Новосибирск, РФ
Г.В. Глазырин, к.т.н., доцент,
ORCID ID 0000-0002-1422-7869,
glazyring@gmail.com, кафедра
электрических станций,
Новосибирский государственный
технический университет,
г. Новосибирск, РФ

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#общее первичное регулирование
частоты; #технологически
изолированная энергосистема;
#математическая модель;
#алгоритмы; #надежность
энергосистемы

↓ ДЛ Я ЦИТИРОВАНИЯ:

Фёдорова В.А., Кириченко В.Ф.,
Глазырин Г.В. Особенности общего
первичного регулирования
частоты в Норильско-Таймырской
изолированной энергосистеме // *Энергия единой сети*. 2026.
№ 3–4 (82). С. 14–22.



Источник фото: фотобанк ПАО «Россети»



ВВЕДЕНИЕ

Данная работа посвящена исследованию особенностей процесса общего первичного регулирования частоты (ОПРЧ). Оно позволяет предотвратить значительные отклонения частоты от установленного значения, что обеспечивает надежную работу электростанций и снижает вероятность отключения потребителей электроэнергии под действием устройств противоаварийной автоматики¹. Требования к первичному регулированию частоты изложены в ГОСТ Р 55890-2013² применительно как к единой энергетической системе России (ЕЭС России), так и к технологически изолированно работающим энергосистемам. В практической эксплуатации этих двух классов энергосистем выявлена разница. В объединенных системах, таких как ЕЭС России, стабильность обеспечивается за счет резерва мощности и высокой инерции синхронных генераторов. Однако в малоинерционных изолированных энергосистемах при значительных небалансах активной мощности унифицированные требования к настройкам не обеспечивают устойчивость переходного процесса. Причиной является несогласованное взаимодействие регуляторов отдельных станций, при котором фазовый сдвиг между управляющими воздействиями приближается к π и создает условия для незатухающих колебаний.

Показательным примером неэффективного ОПРЧ является авария, произошедшая в 2020 г. в изолированной энергосистеме Норильско-Таймырской энергетической компании (НТЭК). После ступенчатого снижения суммарной мощности тепловых электростанций в энергосистеме общим первичным регулированием частоты на Курейской (КГЭС) и Усть-Хантайской ГЭС (УхГЭС) были инициированы установившиеся колебания активной мощности, а также колебания частоты с периодом около 27 с. Колебания продолжались до отключения группового регулятора активной мощности (ГРАМ) через 150 с после начала процесса. Согласно акту расследования, причинами стали несовершенство действующих алгоритмов первичного регулирования и отсутствие координации регуляторов разных станций.

Примеры реальных инцидентов, таких как авария в энергосистеме НТЭК, свидетельствуют о том, что недостаточная чувствительность и несовершенство существующих алгоритмов ОПРЧ, особенно в изолированных энергосистемах, могут приводить к незатухающим колебаниям частоты и избыточному отключению потребителей и генерации. Аналогичная проблема исследована в работе [1] применительно к изолированным энергосистемам с гидроэлектростанциями. Общие особенности регулирования частоты и перетоков мощности в изолированно работающих энергосистемах России обобщены в [2], [3] с указанием на несовершенство нормативной базы в части требований к динамике первичного регулирования. Особенности первичного регулирования

частоты в энергосистемах с обратной связью по активной мощности рассмотрены в работе [4].

Существующие подходы к повышению устойчивости ОПРЧ развиваются в нескольких направлениях. Классическое направление — настройка параметров регулирования: предложены методики подбора ПИД-параметров автоматического управления генерацией [5] и синтез регулятора активной мощности агрегата ГЭС, обеспечивающего минимизацию обратных забросов мощности [6]. Разрабатываются методы стабилизации режимов многомашинных энергосистем после больших возмущений [7]. Для ретроспективного анализа крупных системных аварий и восстановления доаварийных режимов сети по неполной информации применяются отечественные программные комплексы [8]. Противоаварийные стратегии управления при ультранизкочастотных колебаниях рассмотрены в [9]. Современные адаптивные подходы представлены вероятностной оценкой устойчивости частоты в операционном планировании [10], алгоритмами автоматического регулирования частоты на основе мультиагентного обучения с подкреплением [11], [12] и обзорными работами по стратегиям автоматического регулирования частоты и активной мощности в гибридных системах с возобновляемыми источниками энергии [13]. Между тем в литературе не представлены методы, специально ориентированные на координацию регуляторов отдельных электростанций при ОПРЧ в малоинерционных изолированных энергосистемах. Имеющиеся подходы либо ориентированы на регулирование на уровне отдельной станции, либо требуют модификации центральной автоматики, что ограничивает их применимость к существующим программно-аппаратным средствам ГРАМ.

Цель исследования заключается в разработке и количественной оценке эффективности двух адаптивных методов общего первичного регулирования частоты в изолированных энергосистемах, обеспечивающих подавление колебаний переходного процесса при сохранении требований ГОСТ Р 55890-2013 к установившемуся режиму регулирования.

Для достижения цели последовательно решаются следующие задачи:

1. Описание верифицированной по данным аварии математической модели энергосистемы НТЭК.
2. Разработка метода адаптивного управления скоростью изменения первичной мощности по времени развития аварии (метод № 1).
3. Разработка метода адаптивного управления по факту смены знака отклонения частоты (метод № 2).
4. Количественное сопоставление обоих методов с базовым сценарием по показателям качества регулирования.

Научная значимость исследования состоит в формулировке двух адаптивных алгоритмов, ориенти-

¹ Идельчик В.И. Электрические системы и сети. Энергоатомиздат, 1989.

² ГОСТ Р 55890-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. М.: Стандартинформ, 2014, 51 с.

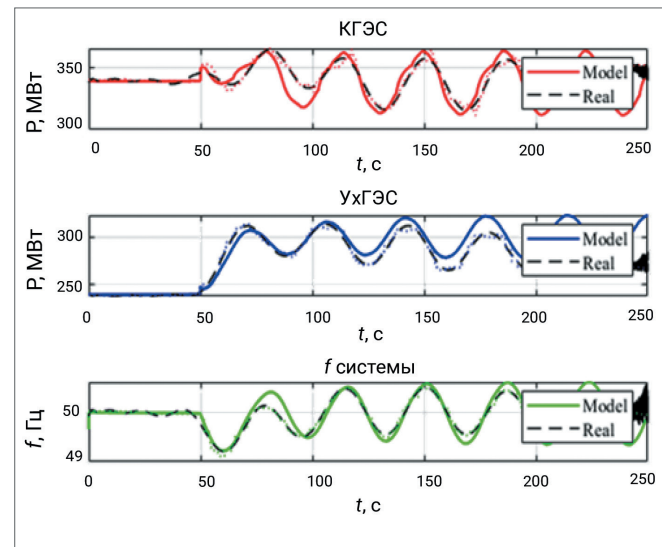


Рис. 3. Результаты верификации математической модели

АДАПТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ СКОРОСТЬЮ ИЗМЕНЕНИЯ ПЕРВИЧНОЙ МОЩНОСТИ ПО ВРЕМЕНИ РАЗВИТИЯ АВАРИИ (МЕТОД № 1)

Базовый статический регулятор Курейской ГЭС формирует задание на изменение мощности пропорционально отклонению частоты за пределы мертвой зоны и передает это задание функции динамического отслеживания цели с фиксированным ограничением скорости $V_{\max}$.

Постоянство данного ограничения является источником проблемы. Регулятор не учитывает, в какой фазе находится переходный процесс — в начальной, когда быстрое наращивание мощности действительно необходимо, или в поздней, когда та же скорость становится причиной перерегулирования.

Физика явления связана с инерционностью гидравлического тракта. Постоянная времени водовода Курейской ГЭС $T_{wl} = 4,5$ с задает характерное время реакции турбины. Сразу после открытия направляющего аппарата давление в водоводе кратковременно снижается, и мощность сначала падает (обратный заброс), а затем нарастает. К моменту, когда турбина наберет значительную долю первичного ресурса (10–15 с от начала возмущения), частота в энергосистеме, как правило, уже перестает падать и начинает восстанавливаться. Если регулятор продолжает подавать задание с прежней (максимальной) скоростью, нарастающая мощность Курейской ГЭС превышает требуемый уровень, а значит, частота уходит выше номинала, знак отклонения меняется, и запускается обратный цикл колебаний. В аварии НТЭК именно такое взаимодействие двух разнотипных регуляторов сформировало период колебаний около 27 с, который сохранялся вплоть до ручного отключения ГРАМ.

Идея метода № 1 состоит в том, что фазы переходного процесса различаются не по величине отклонения частоты, а по времени, прошедшему с момента ее выхода за пределы мертвой зоны. Это время является доступным к измерению сигналом в любом цифровом контроллере и не требует дополнительных датчиков. В первые секунды аварии регулятор работает с максимальной скоростью. По мере того как развивается процесс и Курейская ГЭС набирает значительную часть первичной мощности, скорость плавно снижается. К моменту, когда система объективно приближается к равновесию, регулятор уже не способен вызвать перерегулирование — скорость задания становится для этого слишком малой. При этом целевое значение первичной мощности не меняется: оно по-прежнему определяется формулой статического регулятора в соответствии с ГОСТ Р 55890-2013 и зависит от величины отклонения частоты и коэффициента статизма. Адаптируется только динамика движения к этому значению, поэтому нормативные требования к установившемуся режиму регулирования соблюдаются в полной мере.

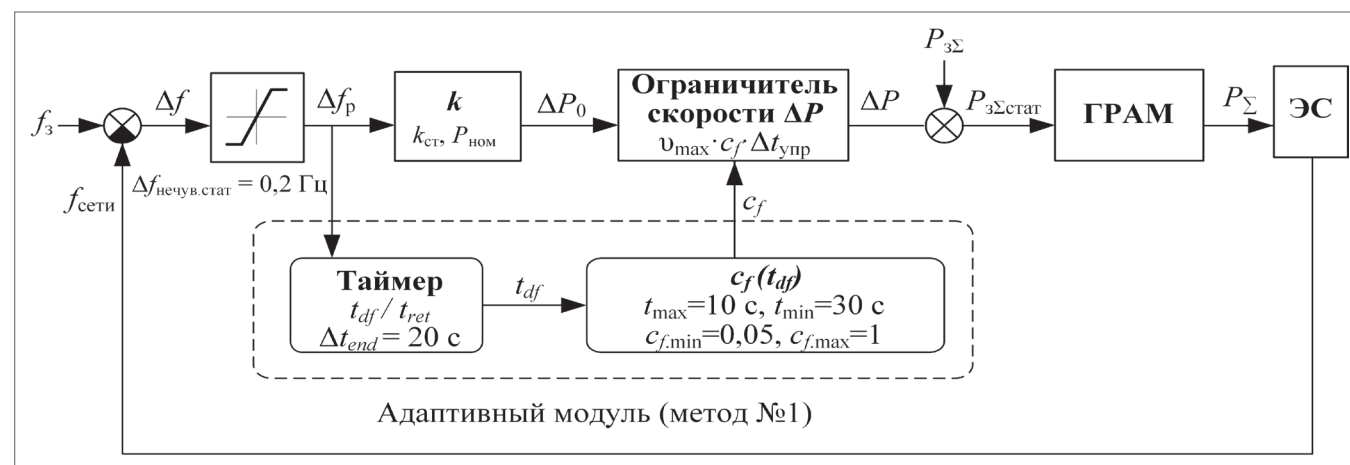


Рис. 4. Структурно-функциональная схема метода № 1

Структурно-функциональная схема метода № 1 представлена на рисунке 4. К стандартному контуру статического регулятора добавлен адаптивный модуль, выход которого формирует переменный коэффициент c_f , вычисляемый на каждом шаге управления как кусочно-линейная функция времени с момента выхода частоты за мертвую зону:

$$c_f(t_{df}) = \begin{cases} c_{f,\max} & t_{df} < t_{\max} \\ c_{f,\max} - \frac{(c_{f,\max} - c_{f,\min})(t_{df} - t_{\max})}{t_{\min} - t_{\max}}, & t_{\max} \leq t_{df} < t_{\min} \\ c_{f,\min} & t_{df} \geq t_{\min} \end{cases} \quad (7)$$

где t_{df} — накопленное время выхода частоты за мертвую зону, с;

$t_{\max}$ — длительность фазы максимальной скорости, с;

$t_{\min}$ — момент выхода на минимальную скорость, с;

$c_{f,\max}$ и $c_{f,\min}$ — максимальное и минимальное значения коэффициента, о. е.

Допустимое приращение задания за один шаг управления $\Delta t_{упр}$ составляет $\Delta P_{\max} = V_{\max} \cdot c_f(\Delta t_{df}) \cdot \Delta t_{упр}$. После возврата частоты в мертвую зону и удержания ее там в течение выдержки Δt_{end} счетчик Δt_{df} сбрасывается, и регулятор возвращается к максимальной скорости.

Базовые настройки параметров для условий энергосистемы НТЭК выбраны исходя из характеристик аварийного процесса: $t_{\max} = 10$ с (примерно $2T_{wl}$ — время разворота основной доли первичного ресурса), $t_{\min} = 30$ с (близко к наблюдавшемуся периоду колебаний 27 с), $c_{f,\max} = 1$ о. е., $c_{f,\min} = 0,05$ о. е. (минимальное значение, при котором сохраняется физическая возможность отработки задания), $\Delta t_{end} = 20$ с. Для энергосистем с иными характеристиками гидроагрегатов и иными ожидаемыми периодами колебаний рекомендуется применять соотношения

$t_{\max} \in m(1,5 \div 2,5)T_{wl}$ и $t_{\min} \approx T_{кол}$, где T_{wl} — постоянная времени водовода соответствующего гидроагрегата, $T_{кол}$ — ожидаемый период доминирующих колебаний.

АДАПТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ СКОРОСТЬЮ ИЗМЕНЕНИЯ ПЕРВИЧНОЙ МОЩНОСТИ ПО ФАКТУ СМЕНЫ ЗНАКА ОТКЛОНЕНИЯ ЧАСТОТЫ (МЕТОД № 2)

В основе метода № 1 (уравнение 7) лежит предположение, что продолжительность аварийного процесса является достоверным индикатором его фазы. Это допущение выполняется при типовом сценарии: однократное возмущение, монотонное снижение частоты, последующее восстановление. Однако в реальных условиях изолированной энергосистемы переходный процесс не всегда следует этому шаблону. Астатический регулятор Усть-Хантайской ГЭС, работающий с существенно меньшей постоянной времени водовода $T_{w2} = 1,48$ с, может значительно перегрузить свою станцию еще до того, как пройдут 10 с от начала возмущения и частота быстро достигнет значения выше номинала. В этот момент таймер t_{df} еще не достиг $t_{\max}$, и алгоритм метода № 1 продолжает работать с полной скоростью — то есть статический регулятор Курейской ГЭС добавляет мощность тогда, когда требуется обратное.

Метод № 2 устраняет данный недостаток, ориентируясь не на время, а на фазовое состояние системы. Смена знака отклонения частоты с отрицательного на положительный или наоборот означает, что система прошла через точку равновесия. Частота либо опустилась ниже номинала и уже начала подниматься, либо поднялась выше и уже начала опускаться. По существу, это прямое свидетельство перехода из фазы дефицита мощности в фазу коррекции. Если смена знака произошла быстро, то это признак начала колебательного процесса. Именно в этот момент алгоритм снижает допустимую

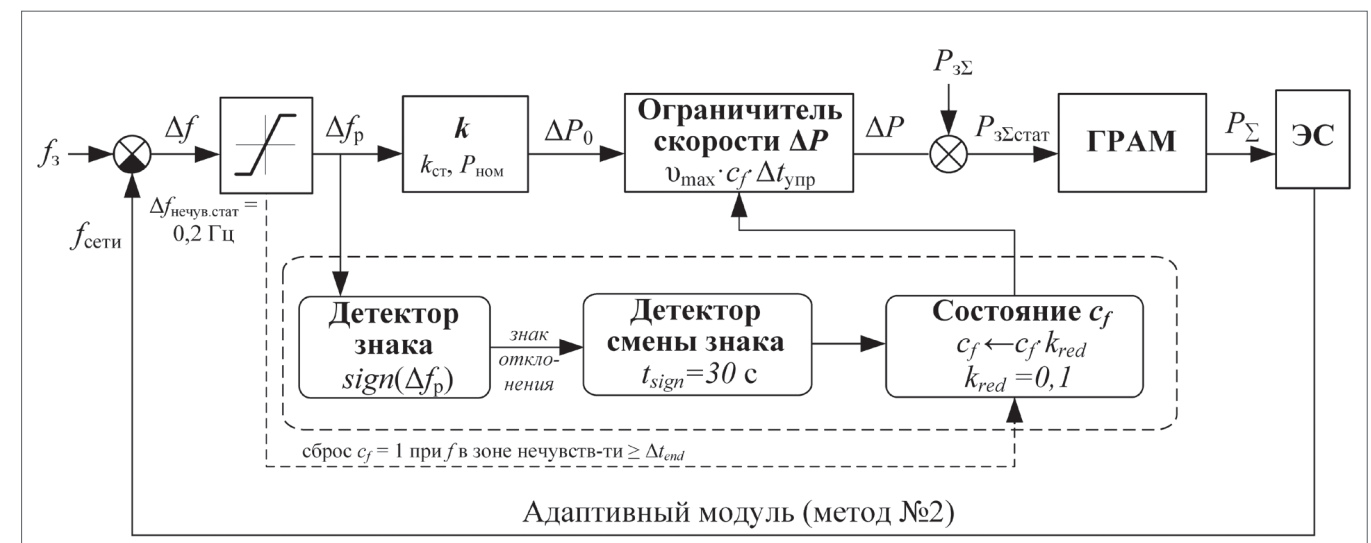


Рис. 5. Структурно-функциональная схема метода № 2

скорость изменения задания, демпфируя последующий полцикл колебаний.

Структурно-функциональная схема метода № 2 представлена на рис. 5. Адаптивный модуль содержит три последовательных функциональных блока:

- детектор знака текущего отклонения частоты;
- детектор смены знака с временным фильтром;
- блок обновления коэффициента скорости.

Определение смены знака выполняется с временным окном t_{sign} : если знак отклонения изменился в течение t_{sign} с момента последнего выхода частоты за мертвую зону, фиксируется событие срабатывания и коэффициент скорости умножается на коэффициент снижения k_{red} :

$$\text{при } \text{sgn}(\Delta f_p)_{\text{тек}} \neq \text{sgn}(\Delta f_p)_{\text{пред}} \text{ и } t_{df} < t_{sign} : c_f \leftarrow c_f \cdot k_{red}, \quad (8)$$

где $\text{sgn}(\Delta f_p)_{\text{тек}}$ и $\text{sgn}(\Delta f_p)_{\text{пред}}$ — знаки отклонения частоты на текущем и предыдущем шагах управления;

t_{df} — время с момента последнего выхода за мертвую зону, с;

t_{sign} — ширина окна детектирования, с;

k_{red} — коэффициент снижения скорости, о. е.

Допустимое приращение задания за один шаг определяется по той же зависимости, что и в методе № 1, с заменой $c_f(t_{df})$ на текущее значение c_f . Временной фильтр исключает ложные срабатывания при плавном стабильном восстановлении частоты. Если знак отклонения изменился через интервал, больший t_{sign} , событие не фиксируется, а алгоритм продолжает работать с прежним c_f .

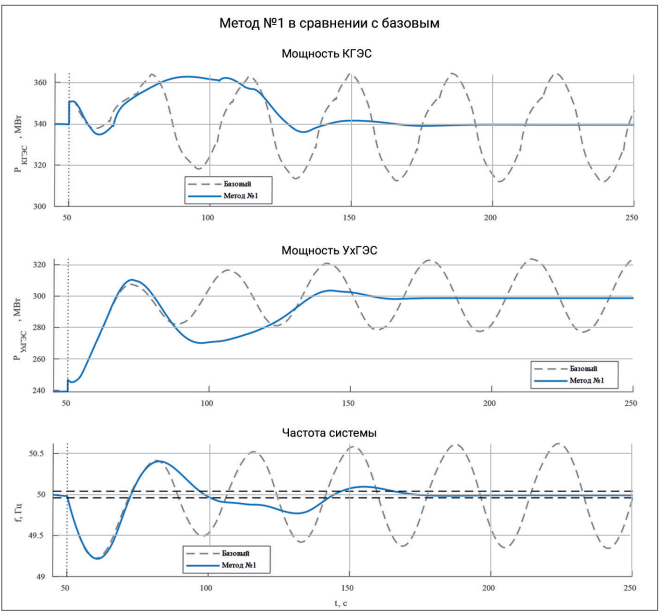


Рис. 6. Реализация адаптивного управления скоростью изменения первичной мощности по времени развития аварии (метод № 1)

Важной особенностью метода (уравнение 8) является мультипликативный характер снижения. Если в ходе одного переходного процесса смена знака фиксируется повторно (т. е. система продолжает колебаться), каждое событие дает дополнительное умножение.

При $k_{red} = 0,1$ после первого срабатывания $c_f = 0,1$, после второго — $c_f = 0,01$. При сохранении колебательно-го процесса демпфирующее воздействие алгоритма нарастает с каждой фиксацией смены знака. На практике двух-трех срабатываний достаточно, чтобы фактически остановить динамическое воздействие со стороны статического регулятора Курейской ГЭС. Управление процессом восстановления частоты полностью переходит к астатическому регулятору Усть-Хантайской ГЭС. Сброс состояния c_f к единице происходит после удержания частоты в мертвой зоне в течение выдержки Δt_{end} .

Базовые настройки для условий энергосистемы НТЭК:

- $t_{sign} = 30$ с (примерно один период наблюдавшихся колебаний, что обеспечивает срабатывание уже на первом полупериоде восстановления частоты);
- $k_{red} = 0,1$ о. е. (значения выше 0,3–0,5 не рекомендуются, поскольку одного срабатывания становится недостаточно для эффективного демпфирования);
- $\Delta t_{end} = 30$ с (несколько длиннее выдержки в методе № 1, что обусловлено малыми значениями c_f к моменту возврата частоты в мертвую зону и нежелательностью преждевременного сброса).

Как и в методе № 1, оба регулятора работают в рамках допустимых коридоров ГОСТ Р 55890-2013, не изменяя целевую мощность первичного регулирования.

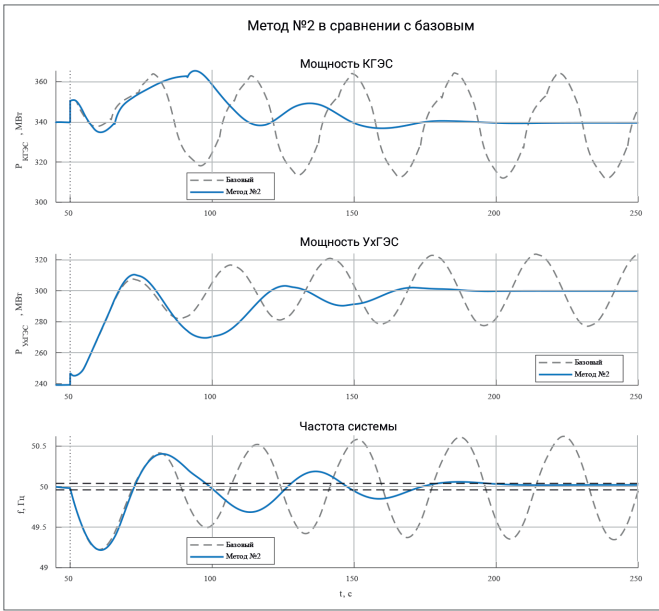


Рис. 7. Реализация адаптивного управления скоростью изменения первичной мощности по факту смены знака отклонения частоты (метод № 2)

Таблица 1. Сравнительные показатели качества ОПРЧ

Показатель	Базовый сценарий	Метод № 1	Метод № 2
Время стабилизации $t_{ст}$, с	Не стабилизируется	165,2	196,8
Макс. отклонение Δf_{max} , Гц	0,78	0,78	0,78
Амплитуда уст. колебаний A_f , Гц	0,41	0,02	0,05

КОЛИЧЕСТВЕННОЕ СОПОСТАВЛЕНИЕ МЕТОДОВ

Эффективность предложенных методов оценивалась путем сопоставления результатов моделирования аварии НТЭК при трех вариантах настройки статического регулятора Курейской ГЭС: базовом (без адаптивного модуля), с методом № 1 и с методом № 2. Исходные условия: ступенчатое снижение суммарной мощности тепловых электростанций на 60 МВт в момент времени $t = 50$ с от на-

чала расчета, длительность моделирования — 250 с. Параметры остальных элементов модели — состав агрегатов, постоянные времени водоводов, настройки астатического регулятора Усть-Хантайской ГЭС — соответствуют значениям, использованным при верификации модели (см. рис. 3).

Результаты моделирования методом № 1 и методом № 2 представлены на рисунках 6 и 7 соответственно. Сравнение всех трех методов (базового и двух разработанных) представлено на рисунке 8. Сводные количественные показатели качества регулирования по трем вариантам расчета приведены в таблице 1.

Оба метода обеспечивают затухание колебаний, которые в базовом варианте оставались незатухающими в течение всего интервала моделирования. По характеру переходного процесса методы различаются принципиально.

Метод № 1 действует превентивно: снижение скорости начинается еще до того, как первые признаки колебаний проявились в сигнале частоты. Переходный процесс становится плавным и предсказуемым, но происходит более медленное нарастание мощности Курейской ГЭС в промежуточной фазе $t \in [t_{max}; t_{min}]$ и соответствующее перераспределение первичной мощности в пользу Усть-Хантайской ГЭС. Астатический регулятор берет на себя ту

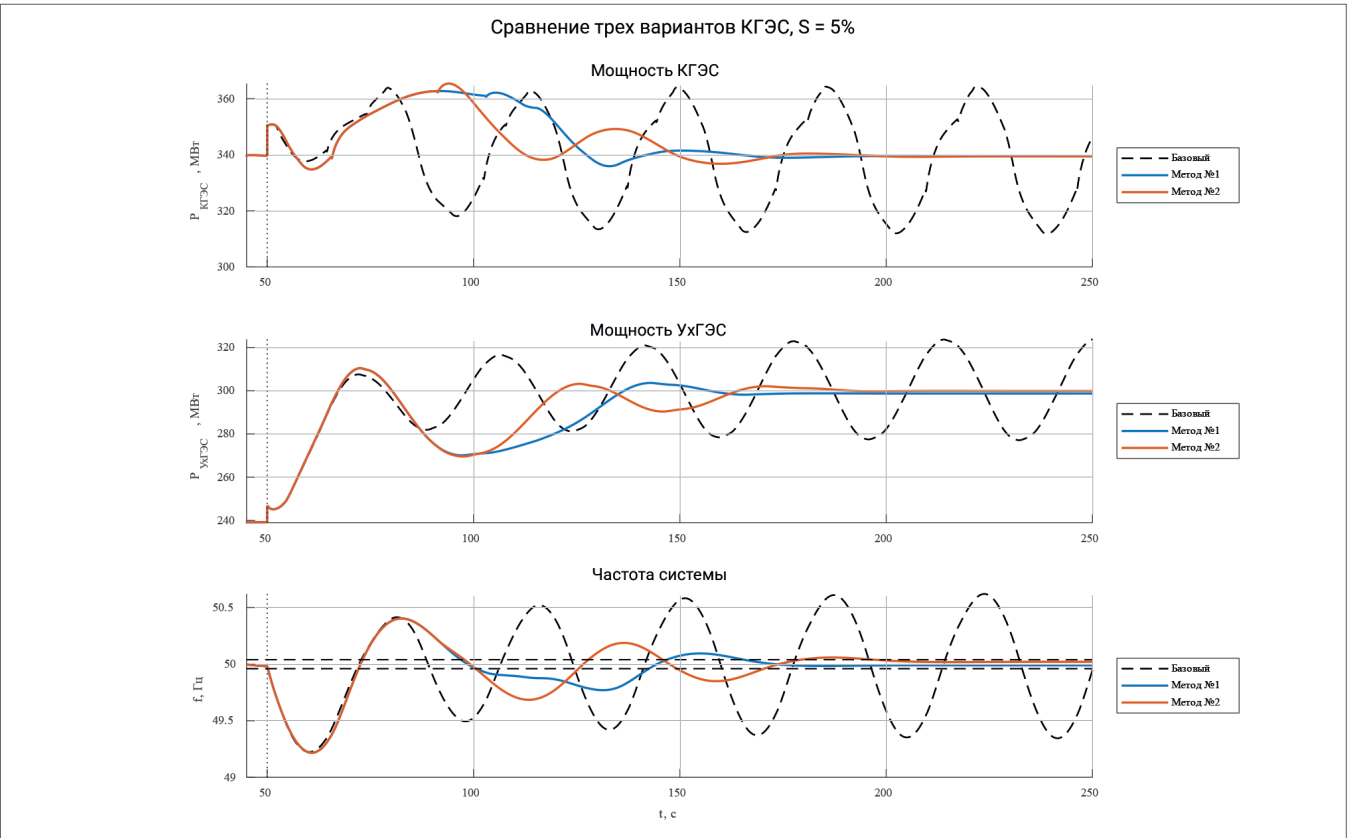


Рис. 8. Сравнение двух разработанных методов с базовым сценарием

часть первичного ресурса, которую Курейская ГЭС вносит медленнее. Данное перераспределение не выходит за допустимые пределы, пиковая мощность Усть-Хантайской ГЭС с методом № 1 не превышает значения базового варианта благодаря отсутствию колебательного раскачивания.

Метод № 2 реагирует только после того, как первый признак перерегулирования зафиксирован детектором смены знака. В начале переходного процесса Курейская ГЭС работает так же, как в базовом варианте. В момент срабатывания детектора снижение скорости происходит скачкообразно: коэффициент c_f уменьшается с 1,0 до 0,1. Такой механизм потенциально обеспечивает более быструю стабилизацию при условии своевременной фиксации события. Вместе с тем метод № 2 чувствительнее к настройке параметра t_{sign} . При значении, превышающем фактический полупериод колебаний, алгоритм пропускает первое срабатывание, и эффективность демпфирования снижается.

Оба метода применяются к статическому регулятору Курейской ГЭС и не затрагивают целевую мощность первичного регулирования, определяемую коэффициентом статизма. Это позволяет реализовать любой из них на действующих программно-аппаратных средствах ГРАМ без изменения структуры регулирующего контура и без необходимости пересмотра уставок других регуляторов энергосистемы НТЭК.

Выводы

В работе предложены усовершенствованные методы подавления колебаний частоты при ОПРЧ в изолированных энергосистемах. Полученные результаты открывают практические пути управления динамикой и устойчивостью энергосистем, предотвращения незатухающих колебаний и улучшения качества электроэнергии.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Герасимов Д.А., Гуриков О.В. Анализ колебаний частоты и активной мощности в изолированных энергосистемах с гидроэлектростанциями // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2024. № 2 (91). С. 53–64.
2. Аюев Б.И. и др. Особенности регулирования частоты и перетоков мощности в изолированно работающих энергосистемах // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2020. № 1. С. 124–130.
3. Грабчак Е.П., Черезов А.В., Шаров Ю.В. и др. Анализ результатов проведения натурных испытаний по подтверждению возможности обеспечения автоматического регулирования частоты в условиях изолированно работающей энергосистемы Калининградской области // Энергетик. 2020. № 11. С. 3–8.
4. Касьянов С.Е., Гуриков О.В. Особенности первичного регулирования частоты в энергосистеме с обратной связью по активной мощности // Электроэнергетика глазами молодежи — 2018: материалы конференции. 2018. С. 282–285.
5. Аллаев К.Р. Выбор настроек ПИД-регуляторов устройства автоматического управления генерацией в энергосистеме // Электричество. 2023. № 2. С. 50–59.
6. Глазырин Г.В., Казанцев Ю.В. Синтез регулятора активной мощности агрегата ГЭС, обеспечивающего минимизацию обратных забросов мощности // Новое в российской электроэнергетике. 2020. № 2. С. 16–22.
7. Коган Ф.Л. Стабилизация режимов современной многомашинной энергосистемы после больших возмущений // Электричество. 2023. № 5. С. 4–13.
8. Рабинович М.А., Моржин Ю.И., Потапенко С.П., Фролов В.И., Шерemet С.Н. Применение комплексов программ КАСКАД-НТ и РТ РЕТРЕН для восстановления доаварийных режимов электрической сети // Энергия единой сети. 2026. № 1 (80). С. 56–65.
9. Liu Q., et al. Emergency Control Strategy of Ultra-Low Frequency Oscillations Based on WAMS // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies — Asia (ISGT-Asia). 2019. P. 296–301.
10. Bu S., Wen J., Li F. A Generic Framework for Analytical Probabilistic Assessment of Frequency Stability in Modern Power System Operational Planning // IEEE Transactions on Power Systems. 2019. Vol. 34, № 5. P. 3973–3976.
11. Yang F., et al. Data-Driven Load Frequency Control Based on Multi-Agent Reinforcement Learning With Attention Mechanism // IEEE Transactions on Power Systems. 2023. Vol. 38, № 6. P. 5560–5569.
12. Huang S., et al. Optimized ESS Comprehensive Control Strategy for Primary Frequency Regulation of Power Systems // IEEE 2024 4th Power System and Green Energy Conference (PSGEC). 2024. P. 1314–1318.
13. Gulzar M.M., et al. Load Frequency Control (LFC) Strategies in Renewable Energy-Based Hybrid Power Systems: A Review // Energies. 2022. Vol. 15, № 10. Article № 3488.
14. Глазырин Г.В., Фёдорова В.А., Кириченко В.Ф., Матренин П.В. Математическая модель энергосистемы для анализа алгоритмов автоматических регуляторов частоты вращения генераторов // Электричество. 2024. № 7. С. 30–39.
15. Фёдорова В.А. Разработка математической модели для исследования переходных процессов при общем первичном регулировании частоты в энергосистемах // Интеллектуальная электротехника. 2023. № 4 (24). С. 90–107.