

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЭС РОССИИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

А.В. Андреев (ЗАО "Институт Энергетических систем")

Регулирование частоты и активной мощности является одной из основных задач диспетчерского управления, позволяющей поддерживать частоту и потоки активной мощности в необходимых диапазонах. Последнее время в России интерес к этой задаче заметно вырос в связи с созданием рынков электроэнергии и перспективой объединения с европейским энергообъединением. В данной статье дается описание современного состояния регулирования частоты и активной мощности в ЭЭС России, а также перспективы его совершенствования.

Введение

Частота электрического тока является одним из основных показателей качества электроэнергии. В условиях развивающегося рынка потребители и производители предъявляют весьма жесткие требования к обеспечению стабильности, то есть поддержанию отклонений частоты в допустимых пределах, поскольку это напрямую влияет на надежность электроснабжения и на продолжительность работы электрооборудования [1]. Приватизация и последующая реструктуризация энергетики поставили задачу разработки методических и нормативных документов, на основе которых могли быть определены функции и ответственность независимых производителей электроэнергии и других участников энергетического производства за обеспечение качества электроэнергии, поставляемой потребителям, и за надежность энергообеспечения [2,3].

Актуальность рассматриваемой проблемы еще больше возросла при постановке на повестку дня задачи расширения рынка электроэнергии на Запад и с этой целью подготовки Единой Энергетической Системы (ЕЭС) России к включению на параллельную синхронную работу с энергообъединениями Центральной и Западной Европы. Это определяется тем, что при организации синхронной параллельной работы энергосистем разных стран, образующих межгосударственное объединение, одной из основных проблем является именно проблема поддержания в

них единой частоты с высокой точностью и регулируемых обменов между ними электрической энергии и мощности [4]. Совместные исследования перспектив объединения сделали актуальной проблему унификации требований к регулированию частоты и мощности в ЭЭС России с аналогичными европейскими требованиями [3, 5, 6].

Все эти аспекты нашли отражение в методических указаниях и нормативных документах по регулированию частоты и мощности, разработанных в последнее время [7-12].

Регулирование частоты и мощности энергосистемы является сложной технологической задачей, требующей решения ряда организационных вопросов и разработки механизмов автоматизированного управления в различных временных диапазонах. Сложность задачи возрастает при регулировании большого энергообъединения [1].

Общие положения

Задача регулирования частоты в энергообъединении подразделяется на четыре взаимосвязанных задачи (рис. 1) [1, 2, 12]:

- первичное регулирование частоты, обеспечивающее стабильность частоты, то есть удержание отклонений частоты в допустимых пределах при нарушениях общего баланса мощности в любой части объединения и по любой причине, включая аварийные изменения мощности; отличаясь быстродействием, оно первым реагирует на любое изменение частоты;

- вторичное регулирование, обеспечивающее восстановление нормального уровня частоты и плановых режимов обмена мощностью между энергосистемами (регионами);

- третичное регулирование, под которым (в рамках регулирования частоты) можно понимать использование третичного резерва для восстановления использованного резерва вторичного регулирования, то есть поддержание постоянной эффективности вторичного регулирования.

- коррекция синхронного времени, устраняющая ошибку синхронного времени, которая возникает и накапливается из-за неточности и дискретности измерения фактической частоты, погрешности в регулировании средней частоты в системах

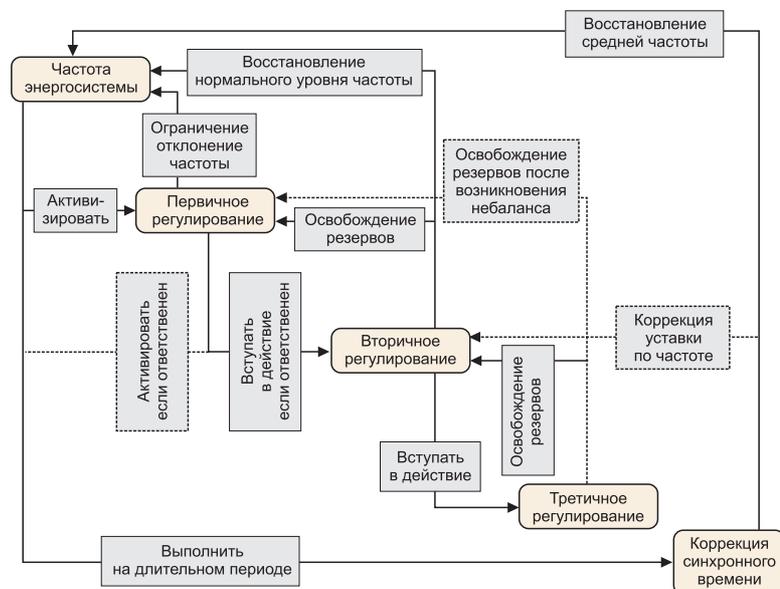


Рис. 1. Организация регулирования частоты

вторичного регулирования и вызывает отклонения фактических значений обменов электроэнергией и мощностью от плановых договорных значений.

Все эти задачи распределяются во временном диапазоне (рис. 2). Первичное регулирование осуществляется в течение первых 30 с после момента возникновения значительного небаланса мощности (скачка), затем вступает действие вторичное регулирование, которое продолжается до 15 мин. Только после этого при необходимости в действие вступает третичное регулирование, действующее до восстановления резерва вторичного регулирования. Если ошибка синхронного времени выходит за пределы максимально допустимого диапазона (30 с), то в течение суток производится коррекция синхронного времени на регуляторах частоты путем изменения уставки частоты [12, 13].

Первичное регулирование

Первичное регулирование имеет три составляющие [12].

1. *Первичное регулирование мощности нагрузки потребителей (регулирующий эффект нагрузки по частоте)*, которое выражается в изменении мощности потребителей при изменении частоты вследствие саморегулирования.

2. *Общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ)*, осуществляемое всеми электростанциями в пределах имеющихся в данный момент времени регулировочных возможностей систем первичного регулирования электростанций (энергоблоков) с характеристиками систем первичного регулирования, заданными действующими нормативами, и имеющее целью сохранение энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при аварийных отклонениях частоты.

3. *Нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ)*, осуществляемое в целях обеспечения гарантированного качества первичного регулирования и повышения надежности энергообъединения выделенными электростанциями (энергоблоками) нормированного первичного регулирования, на которых запланированы и постоянно поддерживаются резервы первичного регулирования, обеспечено их эффективное использование в соответствии с заданными для НПРЧ характеристиками (параметрами) первичного регулирования.

Первая составляющая зависит от структуры и величины текущей нагрузки энергосистемы, и потому различна в разные периоды. Обычно она изменяется в пределах 1...3 % мощности на 1% отклонения частоты [1].

Вторая зависит от режима работы энергосистемы ввиду отсутствия выделенного первичного резерва на электростанциях ОПРЧ, быстродействия систем первичного регулирования и от зоны нечувствительности первичных регуляторов [12]. В основном ОПРЧ позволяет избежать аварийных ситуаций, которые могут быть вызваны большим отклонением ча-

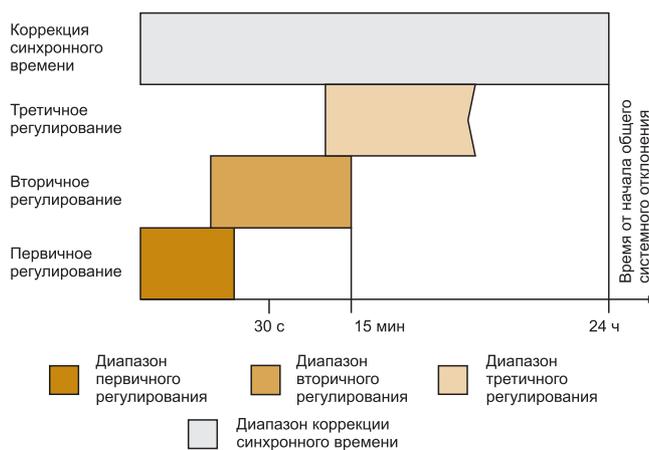


Рис. 2. Временное распределение задач регулирования частоты

стоты, так как оно может мобилизовать все имеющиеся возможности турбин и котлов для удержания частоты в безопасных для собственных нужд пределах, а также привести производительность котла в соответствие с мощностью турбины для снижения вероятности аварийного останова энергоблока из-за внезапного изменения электрической мощности генератора. В нормальных же ситуациях оно способствует стабилизации частоты в меру возможностей [3].

Третья составляющая предназначена для формирования гарантированного уровня качества первичного регулирования частоты, обеспечивающего удержание текущих значений частоты в безопасных пределах для энергоблоков АЭС и ГРЭС, а также потребителей (предотвращение срабатывания автоматической частотной разгрузки (АЧР)) ($50 \pm 0,8$ Гц в динамике и $50 \pm 0,2$ Гц в квазистатике) при возникновении расчетного аварийного небаланса мощности.

Для достижения этого гарантированного уровня в России уже модернизировано 35 энергоблоков с общей суммарной мощностью 14000 МВт, которые имеют возможность обеспечить ± 700 МВт нормированного первичного резерва. Планируется увеличить число модернизированных блоков до 100 ед., тогда их суммарная мощность достигнет 32000 МВт (10% от полной установленной мощности ЕЭС России). Это позволит увеличить нормированный первичный резерв до величины ± 1600 МВт, который с запасом может компенсировать расчетный аварийный небаланс мощности ЕЭС России, равный потере энергоблока с мощностью 1200 МВт.

При характерных отклонениях частоты в нормальных режимах в ЕЭС России (в пределах 0,2 Гц) реакция электростанций, участвующих в ОПРЧ, имеет случайный характер и, таким образом, общая крутизна частотной характеристики для всей системы нестабильна (изменяется в диапазоне 10000...30000 МВт/Гц). Среднее значение этой величины при потере генерации равно 22700 МВт/Гц. Введение нормированного первичного резерва стабилизирует это значение, так как способно мобилизовать свой резерв в течение 30 с при отклонениях частоты до 200 мГц.

Общие принципы вторичного регулирования

Вторичное регулирование мощности обеспечивает компенсацию возникающих в области регулирования небалансов мощности путем изменения мощности электростанций под воздействием центрального регулятора (автоматическое) или по командам диспетчера (оперативное) для поддержания плановых обменов мощностью между энергосистемами, восстановления нормального уровня частоты (50 0,05 Гц), а также ликвидации перегрузки транзитных связей и сечений.

Вторичное регулирование не должно противодействовать взаимопомощи энергосистем в результате действия первичного регулирования и должно восстанавливать нарушенный баланс мощности, тем самым освобождая регулировочный диапазон первичного регулирования.

Для выполнения указанных требований на электростанциях, выделенных для вторичного регулирования, постоянно должен поддерживаться вторичный резерв, достаточный для выполнения порученных функций вторичного регулирования.

При этом мобилизация вторичного резерва при выполнении функций регулирования баланса (частоты, обменной мощности) должна выполняться в пределах 15 мин, а ограничения перетоков за время не более 5 мин [12].

Структура и функции системы вторичного регулирования

Автоматическое вторичное регулирование в ЕЭС России образовано на нескольких уровнях:

- центральная координирующая система (ЦКС автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (АРЧМ) ЕЭС России);
- территориальные (в объединенных диспетчерских управлениях (ОДУ)) централизованные системы (ЦС АРЧМ объединенной энергетической системы (ОЭС));
- терминалы АРЧМ, обеспечивающие взаимодействие с ЦС АРЧМ, и местные системы автоматического управления мощностью (САУМ на ТЭС и ГРАМ на ГЭС) на выделенных энергоблоках и электростанциях вторичного регулирования.

Системы вторичного регулирования мощности на электростанциях обеспечивают необходимую динамику мобилизации вторичного резерва.

ЦС АРЧМ поддерживают перетоки мощности по связям и сечениям энергообъединения в допустимых диапазонах, регулируют сальдо внешних перетоков с коррекцией по частоте (только в ОЭС Сибири). При этом предусматривается возможность перехода на астатическое регулирование частоты при отделении ОЭС на работу в изолированном режиме (режиме "острова").

ЦКС АРЧМ выполняют следующие основные функции:

- регулирование частоты в синхронной зоне стран СНГ и Балтии;

- поддержание перетоков по межсистемным связям и сечениям в допустимых диапазонах.

Также в ЦКС АРЧМ предусмотрена возможность регулирования сальдо с коррекцией по частоте (при необходимости).

Структура вторичного регулирования в ЕЭС России является централизованной и повторяет иерархию диспетчерского управления. Высшим уровнем вторичного регулирования режима является диспетчерский центр в центральном диспетчерском управлении (ЦДУ), нижним уровнем – диспетчерские центры ОДУ и электростанций.

В данный момент идут работы по созданию иерархической системы АРЧМ ЕЭС России, в которой ЦС АРЧМ будут ограничивать перетоки в заданных сечениях и передавать управляющие воздействия от ЦКС АРЧМ на регулирующие станции в своих ОЭС при условии, что это не приводит к перегрузке контролируемых сечений. Управляющие воздействия могут быть при этом как суммарные на ОЭС, так и прямыми на конкретный энергоблок ТЭС или ГЭС. Суммарные управляющие воздействия распределяются между регулируемыми станциями, закрепленными за данным ОДУ в соответствии с их коэффициентами долевого участия. При этом на каждый объект регулирования должно подаваться только одно управляющее воздействие.

Уже прошли испытания по подключению энергоблоков Пермской и Киришской ГРЭС для выполнения команд ЦКС АРЧМ и участия их в автоматическом регулировании частоты в синхронной зоне стран СНГ и Балтии совместно с Жигулевской ГЭС. Испытания показали, что модернизированные энергоблоки успешно могут участвовать в автоматическом регулировании частоты. Более того, энергоблоки Пермской ГРЭС на протяжении нескольких лет участвуют в автоматическом регулировании и ограничении перетоков по сечениям ОЭС Урала, что показывает реальность их использования и для этой задачи. Таким образом, энергоблоки ТЭС наряду с гидроагрегатами ГЭС могут решать весь комплекс задач автоматического вторичного регулирования. Это позволит не только увеличить общий резерв автоматического вторичного регулирования, но и иметь необходимый резерв в паводковые и маловодные периоды, ограничивающие участие ГЭС во вторичном регулировании.

Третичное регулирование

Основной целью третичного регулирования является поддержание заданных вторичных резервов, их восстановление по мере использования в процессе регулирования и ограничения. Для этого используются специально отведенные для этой цели гидро, гидроаккумулирующие, энергоблоки тепловых и атомных станций, агрегаты парогазовых установок и потребители с управляемой нагрузкой. При этом третичное регулирование, выполняющееся вручную или автоматически, не должно вызвать перегрузки связей, а исполь-

зубый третичный резерв должен быть достаточным для возмещения максимальной расчетной погрешности планирования баланса мощности, возможной задержки выхода энергоблоков из ремонта и компенсации расчетного небаланса мощности [12].

Коррекция синхронного времени

Контролером синхронного времени в синхронной зоне стран СНГ и Балтии является диспетчерский центр ЦДУ ЕЭС России, который непрерывно рассчитывает синхронное время путем интегрирования фактического значения частоты и определяет его отклонение от астрономического времени. При этом считается, что нормально допустимый диапазон ошибки синхронного времени равен 20 с, а максимально допустимый диапазон ошибки синхронного времени равен 3 с. Если на 8 часов каждого дня временная ошибка не превышает максимальный диапазон, то коррекция времени не производится. Иначе контролер синхронного времени посылает команду во все диспетчерские центры синхронной зоны стран СНГ и Балтии, где осуществляется вторичное регулирование частоты либо перетока с частотной коррекцией, изменить уставку частоты на 0,01 Гц на весь день (24 ч) [12].

Перспективы развития регулирования частоты

В области организации современной системы регулирования частоты и мощности за последние годы проделана значительная работа:

- к общему первичному регулированию частоты присоединилась практически все электростанции в России;
- модернизировано 35 энергоблоков; в ближайшие годы их число будет доведено до 100 ед.;
- в практику регулирования частоты прочно вошли новые показатели качества: практически 100% времени частота в синхронной зоне стран СНГ и Балтии поддерживается в нормальных пределах $50 \pm 0,05$ Гц; редкие выходы частоты в допустимые пределы $50 \pm 0,2$ Гц устраняются в считанные минуты (менее допустимых 15 мин);
- развернута программа исследований, имеющая целью привлечение к НПРЧ действующих АЭС, чей удельный вес в Европейской части России достигает 20% ;
- создана нормативная база, составляющая основу регулирования частоты и мощности в ЕЭС России. В дальнейшем планируется разработка требований к техническим средствам АРЧМ и правил рынка системных услуг с последующим созданием самого рынка;
- совершенствуются и создаются ЦС АРЧМ во всех ОЭС России. В дальнейшем планируется связать все ЦС АРЧМ с ЦКС АРЧМ и создать иерархическую систему АРЧМ ЕЭС России;
- проведенные испытания энергоблоков Киришской и Пермской ГРЭС для участия во вторичном ре-

гулировании показали реальную возможность участия модернизированных блоков во всех задачах АРЧМ; в дальнейшем планируются испытания на других модернизированных блоках и подключение их к ЦС и ЦКС АРЧМ;

- планируется проведение системных испытаний в ЕЭС России для проверки участия модернизированных блоков в нормированном первичном регулировании.

Проведенная работа и промежуточные ее результаты показывают актуальность и правильность взятого курса на совершенствование регулирования частоты и мощности в ЕЭС России.

Список литературы

1. *Бондаренко А.М., Комаров А.Н.* Регулирование режимов работы энергетического объединения по перетокам мощности и поддержание нормального уровня частоты // *Электричество*. 1994. № 5.
2. *Бондаренко А.Ф., Комаров А.Н.* Регулирование частоты в энергосистемах России в современных условиях // *Электрические станции*. 2002. № 4.
3. *Бондаренко А.Ф., Комаров А.Н.* Требования к поддержанию частоты в ЕЭС России. Роль первичного и вторичного регулирования в поддержании качества регулирования частоты в нормальных и надежности энергоснабжения в аварийных режимах работы // *Вести энергетики*. 2004. № 4.
4. *Коган Ф.Л.* Научно-технические проблемы и программные задачи повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка // *Электрические станции*. 2002. № 4.
5. *Бондаренко А.Ф., Комаров А.Н., Машанский А.М., Портной М.Г.* Регулирование частоты и перетоков мощности при параллельной работе энергообъединений России, Восточной и Западной Европы // *Электричество*. 1994. № 1.
6. Taxis EREG 9601 "Synchronous Interconnection of the TESIS and UPS networks: requirements and feasibility. Task 2: Power and Frequency Control. Final report", July 1999.
7. Приказ РАО "ЕЭС России" от 18.09.2002 № 524 "О повышении качества первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России".
8. Методические указания по устойчивости энергосистем. (Утверждены приказом Минэнерго РФ от 30 июня 2003 г. № 277).
9. СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005 Стандарт ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС" "Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты".
10. Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии. (Утверждена Решением Электроэнергетического Совета СНГ от 27 октября 2005 г. № 28).
11. Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков. (Утверждена Решением Электроэнергетического Совета СНГ от 13 октября 2006г. № 30).
12. Стандарт РАО "ЕЭС России" – "Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России". 2007.

Андреев Александр Викторович – специалист Департамента систем АРЧМ ЗАО "Институт Энергетических систем".

E-mail: Andreev@enersys.ru Контактный телефон (499) 257-76-16.