

Качество частоты в ЕЭС России в свете западноевропейских требований

Марченко Е. Д., канд. техн. наук НИИПТ

Действующим в Российской Федерации и в большинстве других стран СНГ межгосударственным стандартом на качество электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения (ГОСТ 13109-97) нормальные отклонения частоты от 50 Гц ограничены значением ± 200 МГц, а предельные - ± 400 МГц, при этом качество электроэнергии считается соответствующим требованиям стандарта, если суммарная продолжительность отклонения частоты сверх ± 200 МГц в течение суток не превышает 5% времени [1].

В энергосистемах 16 государств Западной и Центральной Европы, входящих в УСРТЕ (Союз по координации производства и передачи электроэнергии), действует требование, чтобы нормальные отклонения частоты от 50 Гц в объединении продолжительно не превышали ± 20 МГц [2]. Это требование распространяется также на вновь присоединяемые к УСРТЕ энергосистемы, поскольку при объединении энергосистем на параллельную работу одинаковыми должны быть не только средние (номинальные) значения, но и среднеквадратические отклонения (дисперсии) частоты в обеих объединяемых энергосистемах. Для снижения необходимых запасов пропускной способности межсистемных связей дисперсии должны быть не только одинаковыми, но и, по возможности, минимальными.

Качество стабилизации частоты в указанных крупнейших энергообъединениях при выполнении каждым установленных нормативов можно видеть на примере рис. 1, на котором показаны графики отклонений частоты от 50 Гц по данным регистрации в одни и те же утренние часы в аналогичные рабочие дни недели в Праге (УСРТЕ) и в С.-Петербурге (ЕЭС России).

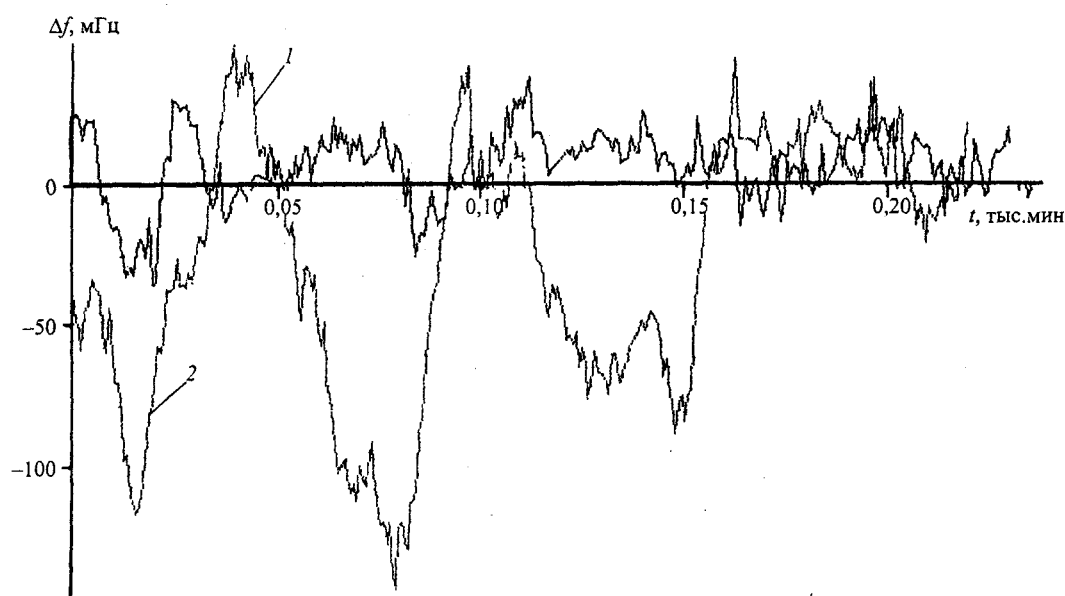


Рис. 1. Графики отклонения частоты от 50 Гц:

1 - УСРТЕ, Прага, четверг 15/IV 1999 г. с 8 ч 00 мин, математическое ожидание 50,006 Гц, среднеквадратическое отклонение 12,7 МГц; 2- ЕЭС России, С.-Петербург, четверг 22/IV 1999 г. с 8 ч 10 мин, математическое ожидание 49,97 Гц, среднеквадратическое отклонение 45,3 МГц

В связи с намечаемым включением ЕЭС России на параллельную работу с энергосистемами УСРТЕ возникает вопрос: чем обусловлены столь высокие требования к стабилизации частоты в энергосистемах Запада, какими средствами достигается необходимый ее уровень и какое может иметь значение для ЕЭС России повышение стабильности частоты до западного уровня независимо от перспектив создания синхронного объединения Восток - Запад.

В действительности, на чем и основывается упомянутый межгосударственный стандарт, потребителям электроэнергии, подключенным к сетям электроэнергетических систем, стабилизация частоты, выше установленной стандартом, не требуется. Более высокой не требуется она потребителям и на Западе. Установленный здесь более высокий уровень стабилизации частоты имеет целью предотвращение более глубокого динамического ее снижения и действия АЧР в случае возникновения аварийного дефицита в момент наибольшего отклонения частоты от 50 Гц. Считается, что выгоднее иметь стабильную частоту в доаварийном режиме, нежели постоянно содержать дополнительную мощность вращающегося резерва, чтобы не допустить АЧР.

Такое решение соответствует принятой в западных энергосистемах концепции обеспечения надежности энергоснабжения потребителей. В отличие от России и других стран СНГ, где в условиях действовавшего ранее хозяйственного механизма оправдано было в числе противоаварийных мероприятий применять управление мощностью потребителей (САОН), в зарубежных энергосистемах эта автоматика не получила распространения, а АЧР используется, как правило, только в случае редких, не оцениваемых по вероятности тяжелых аварий¹. Для этого в УСРТЕ, например, принята более низкая уставка I очереди АЧР (49,0 Гц), а в качестве расчетной аварии, при которой должно исключаться действие АЧР, принята внезапная потеря в любое время у любого из партнеров 3000 МВт генераторной мощности, что соответствует полному погашению довольно крупной электростанции. Соответственно суммарный резерв мощности первичного регулирования в объединении в любое время должен быть не менее 3000 МВт, реализовываться равномерно в течение не более 30 с, а зона нечувствительности регуляторов скорости энергоблоков должна быть менее ± 10 МГц [2]. Соглашением партнеров жестко регламентированы также размещение резервов мощности первичного регулирования, значение и размещение мощности вторичного регулирования. Установлен контроль участия каждого партнера в покрытии аварийных дефицитов мощности в объединении, превышающих 600 МВт. Как показывает регистрация эксплуатационных колебаний частоты в УСРТЕ, указанными мерами обеспечивается требуемый высокий уровень ее стабилизации.

Более низкий уровень стабилизации частоты ЕЭС России обусловлен не только более низким требованиями ГОСТ к ее качеству и ПТЭ к системам регулирования энергоблоков². В прошлом году в течение длительного времени не обеспечивалось выполнение даже этих требований. Из-за трудностей с топливоснабжением электростанций в продолжение почти месяца (с середины ноября до середины декабря) средний уровень частоты в течение всего рабочего дня был ниже 49,8 Гц, а в отдельные дни (с 23/ХІ по 2/ХІІ) опускался ниже предельного (49,6 Гц) и достигал 49,5 Гц. Принятыми РАО "ЕЭС России" организационными мерами указанные трудности были, в основном, преодолены и в наступившем году средний уровень частоты стал отвечать требованиям стандарта. Появилась возможность оценивать качество работы систем регулирования частоты.

Как показывают наблюдения, наиболее благоприятным по качеству частоты был месяц март: средний за рабочий день (8ч 00 мин - 16ч 00 мин) уровень частоты отклонялся от 50 Гц в марте не более чем на ± 8 МГц, а продолжительность отклонения за пределы ± 20 МГц не превышала соответственно +5,9 и - 4,4% всего времени наблюдения за месяц. В апреле эти показатели ухудшились (+21,5; - 46,6 МГц и - 27,5%), однако в отдельные дни и в апреле регистрировалась успешная работа системы автоматического регулирования частоты.

¹ Представляется, что рыночным отношениям между поставщиками и потребителями электроэнергии более соответствовала бы другая концепция обеспечения надежности, допускающая на взаимовыгодных условиях использование потребителей в качестве объектов противоаварийного управления.

² Для систем регулирования турбин допускается зона нечувствительности по частоте вращения ± 150 МГц [3].

Для примера на рис. 2 приведен график отклонения частоты от 50 Гц по регистрации в С.-Петербурге в пятницу 7 апреля (два четырехчасовых сеанса с 8ч 00 мин до 16ч 00 мин). Видно, что средний уровень частоты практически не отличался от 50 Гц, отклонения от среднего не выходили за пределы ± 25 -30 МГц, а среднеквадратическое отклонение не превышало в среднем 9 МГц. Продолжительность отклонения частоты, превышающего ± 20 МГц, была немногим более 1 - 1,5% времени наблюдения. Качество частоты здесь ничуть не хуже регистрируемого теми же приборами на Западе и соответствует требованиям УСРТЕ. В марте аналогичные результаты имели место в течение многих дней.

К сожалению, в другие рабочие дни апреля качество частоты было хуже, а в мае продолжало ухудшаться. В первой половине мая, например, качество частоты, подобное показанному на рис. 2, не наблюдалось ни разу. Характерные для этого периода графики частоты показаны на рис. 3, 4 и 5 по регистрации в четверг 27 апреля, в понедельник 15 и вторник 16 мая. Как видно, частота здесь соответствует требованиям ГОСТ: за пределы ± 200 МГц не отклоняется либо отклоняется на непродолжительное время, но видно также, что в отличие от показанных на рис. 2 процессов автоматическое регулирование частоты здесь практически отсутствует.

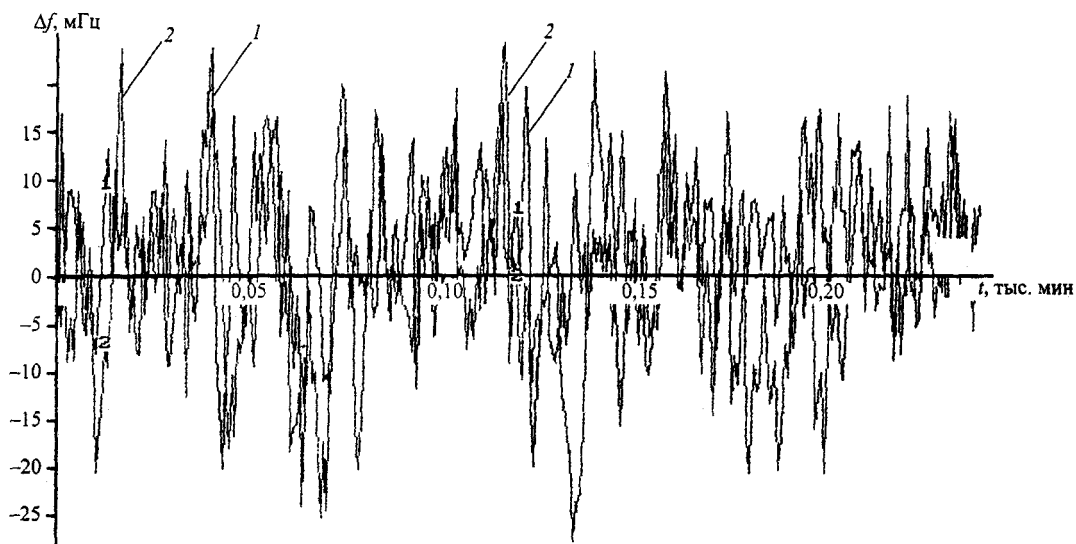


Рис. 2. График отклонения частоты от 50 Гц (С.-Петербург, пятница 7/IV 2000 г.):

1 - 8 ч 00 мин - 12 ч 00 мин, математическое ожидание 50,002 Гц, среднеквадратическое отклонение 7,7 МГц;
2 - 12 ч 00 мин - 16 ч 00 мин, математическое ожидание 50,0 Гц, среднеквадратическое отклонение 10,4 МГц

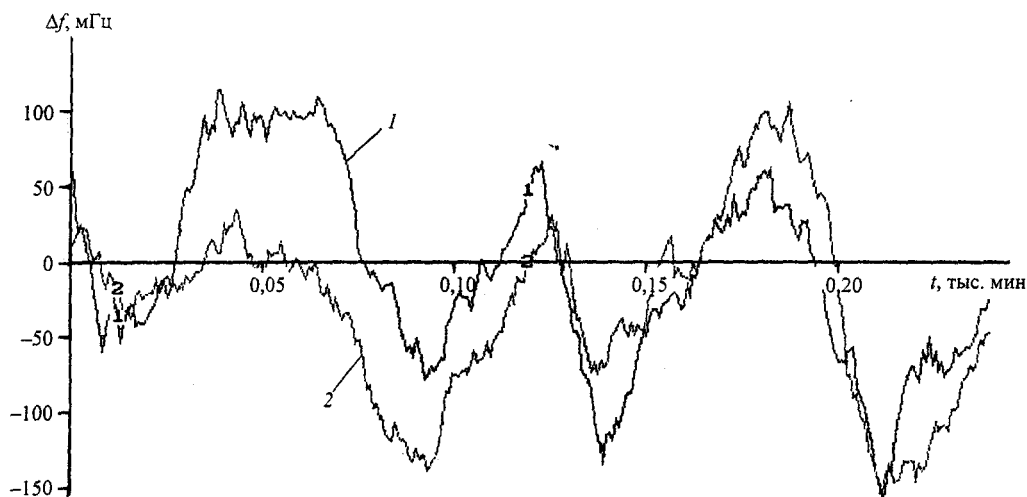


Рис. 3. График отклонения частоты от 50 Гц (С.-Петербург, четверг 27/IV 2000 г.):

1 - 8 ч 00 мин - 12 ч 00 мин, математическое ожидание 49,993 Гц, среднеквадратическое отклонение 63,8 МГц;
2 - 12 ч 00 мин - 16 ч 00 мин, математическое ожидание 49,97 Гц, среднеквадратическое отклонение 60,4 МГц

Не вдаваясь в обсуждение причин и обстоятельств, вынуждающих эксплуатацию прибегать к ручной корректировке частоты, из приведенных данных можно сделать главный вывод: имеющиеся возможности техники управления генерацией в ЕЭС России позволяют уже сейчас существенно повысить качество частоты в объединении, приблизить его практически к западноевропейскому уровню. Для этого необходимо повысить работоспособность и эффективность автоматического регулирования частоты и активной мощности, и, в первую очередь, системы вторичного регулирования: обеспечить ее необходимым резервами для поддержания среднего значения частоты на уровне 50 Гц, привлекая к регулированию не только ГЭС, но и ТЭС, улучшить организационную структуру системы и техническое состояние оборудования и повысить ее быстродействие для подавления медленных отклонений частоты с периодом 15 мин и более. Анализ частотного спектра процесса, изображенного на рис. 1, показывает, что удаление из него подобных низкочастотных колебаний позволило бы еще более стабилизировать частоту, снизить ее среднеквадратическое отклонение.

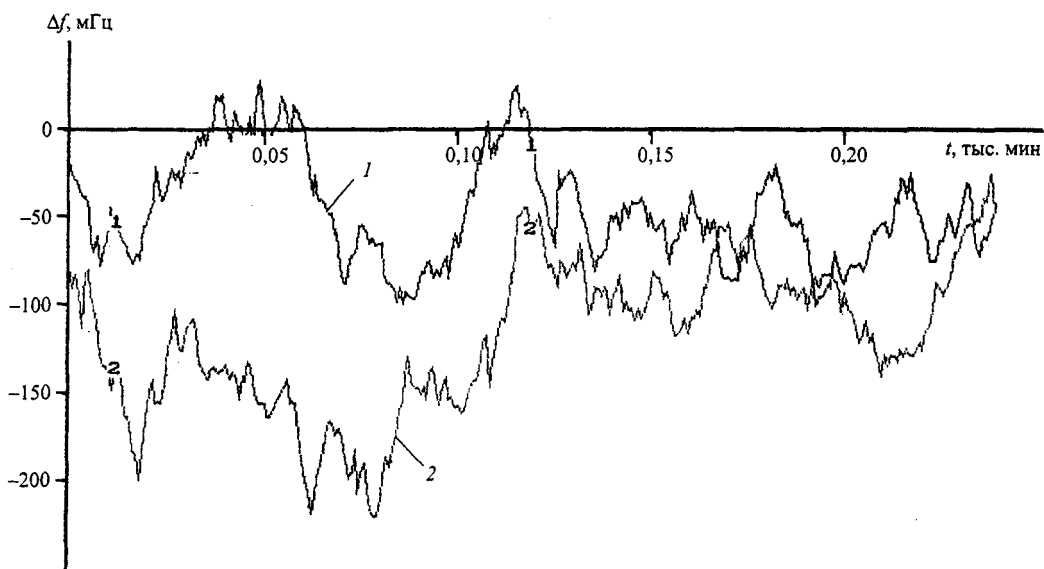


Рис. 4. График отклонения частоты от 50 Гц (С.-Петербург, понедельник 15/V 2000 г.):

1 - 8 ч 00 мин - 12 ч 00 мин, математическое ожидание 49,954 Гц, среднеквадратическое отклонение 29,4 МГц;
2 - 12 ч 00 мин - 16 ч 00 мин, математическое ожидание 49,882 Гц, среднеквадратическое отклонение 41,7 МГц

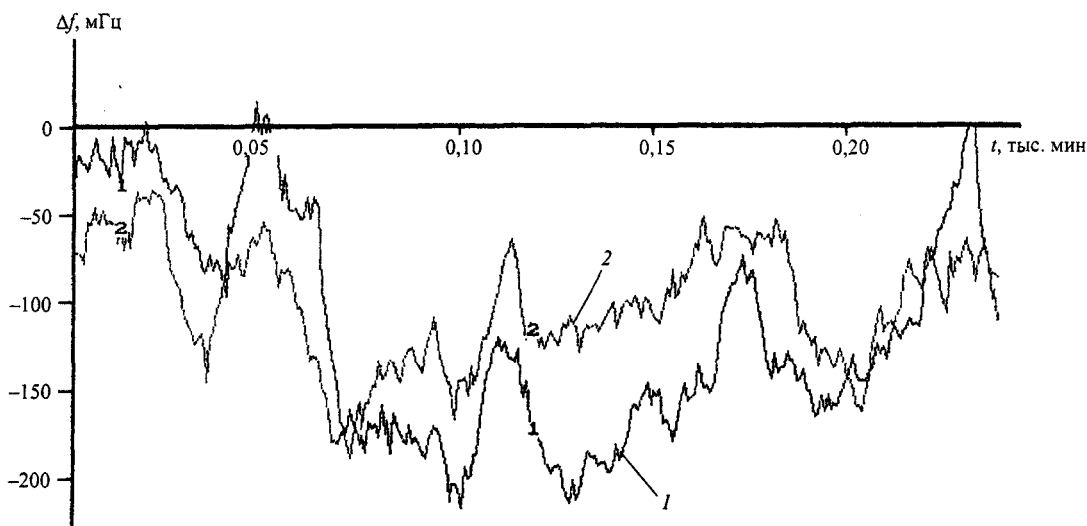


Рис. 5. График отклонения частоты от 50 Гц (С.-Петербург, вторник 16/V 2000 г.):

1 - 8 ч 00 мин - 12 ч 00 мин, математическое ожидание 49,886 Гц, среднеквадратическое отклонение 63,6 МГц;
2 - 12 ч 00 мин - 16 ч 00 мин, математическое ожидание 49,898 Гц, среднеквадратическое отклонение 34,0 МГц

Если с подавлением низкочастотной части спектра эксплуатационных колебаний частоты достаточно эффективно может справляться система вторичного регулирования, то подавление быстрых эксплуатационных и, что более существенно, аварийных отклонений частоты целиком возлагается, как известно, на первичное регулирование частоты и мощности.

Высокая скорость реализации вращающегося резерва мощности в концентрированной энергосистеме, какой является ОЭС УССР, необходима, как уже отмечалось, для предотвращения аварийного динамического снижения частоты до уровня АЧР. В протяженной неконцентрированной энергосистеме, какой является ОЭС России, вращающийся резерв мощности, если не допускать управление нагрузкой, также должен по величине и скорости реализации обеспечивать ликвидацию максимального вероятного аварийного дефицита генерации у любого партнера без действия АЧР. Дополнительным условием для этого является здесь необходимость дополнительного запаса пропускной способности межсистемных связей для передачи в дефицитную энергосистему потоков аварийной взаимопомощи.

Как известно, аварийный дефицит в объединенной энергосистеме в первый момент распределяется в виде дополнительной нагрузки на электростанции аварийной энергосистемы и только вследствие нечувствительности и инерционности систем регулирования мощности генерации на этих станциях в процесс вовлекаются электростанции остальных энергосистем, даже в тех случаях, когда аварийная энергосистема располагает собственными резервами для покрытия возникшего дефицита. Учитывая случайный характер величины и места возникновения аварийного дефицита в сложной протяженной энергосистеме, изменчивость ее структуры и разнообразие режимов работы, трудно гарантировать постоянное наличие необходимых резервов пропускной способности всех связей и безопасность "волны частоты", охватывающей без необходимости каждый раз все энергосистемы. В эксплуатации встречались случаи, когда вследствие недостаточного участия электростанций в первичном регулировании мощности и недостаточной приемистости энергоблоков (наличия больших зон нечувствительности и статизмов систем регулирования) аварии получали развитие за тысячи километров от места их возникновения.

Поэтому для надежной параллельной работы энергосистем в составе ЕЭС России важное значение имеет проблема локализации аварийных возмущений. Необходимо создание условий, при которых аварийные дефицита мощности, не превышающие располагаемых резервов первичного регулирования в аварийной энергосистеме, покрывались ею прежде всего собственными резервами, с минимальным вовлечением в переходный процесс остальных энергосистем. Обследование оборудования и систем автоматического регулирования, проведенное фирмой ОРГРЭС в связи с подготовкой к параллельной работе ЕЭС России с западными энергообъединениями, выявило ряд технических и организационно-технических причин недоиспользования энергоблоков для системного регулирования частоты, устранение которых позволит обеспечить необходимую эффективность первичного и вторичного регулирования [4].

Выводы

Анализ подтверждает эффективность мероприятий РАО "ЕЭС России" по стабилизации частоты в энергосистеме. Однако считать эту проблему решенной преждевременно.

Качество частоты в ЕЭС России может быть повышено практически до западноевропейского уровня стабилизацией среднего значения и подавлением низкочастотной части спектра колебаний средствами вторичного регулирования. Для этого необходимо обеспечить постоянную работоспособность системы автоматического регулирования и повысить ее быстродействие.

Стабилизация частоты в области быстрых "секундных" колебаний и повышение приемистости энергоблоков для обеспечения необходимой скорости реализации вращающихся резервов требуют повышения эффективности системы первичного

регулирования и, в том числе, участия в первичном регулировании всех пригодных для этого энергоблоков, постоянного поддержания на этих блоках заданного вращающегося резерва мощности и сокращения зон нечувствительности и уменьшения статизмов регуляторов этих блоков.

Модернизация систем управления энергоблоков, и достигаемое при этом повышение управляемости генерацией имеют важное значение для обеспечения надежной параллельной работы энергосистем в составе ЕЭС России и будут полезны независимо от перспектив создания синхронных связей ЕЭС с зарубежными энергообъединениями.

Список литературы

1. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. ИПК Издательство стандартов, 1998.
2. Spielregeln zur Primären und Sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in UCPTЕ. Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transportes elektrischer Energie. Überarbeitung 20 März 1998.
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М.: Энергоиздат, 1989.
4. О технических аспектах подготовки к параллельной работе ЕЭС России с энергообъединениями Европы / Кучеров Ю. Н., Бондаренко А. Ф., Коган Ф. Л. и др. - Электричество, 2000, № 1.