

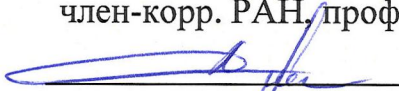


Некоммерческое партнерство
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»

109044 г. Москва, Воронцовский пер., дом 2
Тел. (495) 912-1078, 912-5799, факс (495) 632-7285
E-mail: dtv@nts-ees.ru, <http://www.nts-ees.ru/>

«УТВЕРЖДАЮ»

Председатель научно-технической
коллегии НП "НТС ЕЭС",
член-корр. РАН, профессор, д. т. н.

 А. Ф. Дьяков
" 24 " июня 2013 г

ПРОТОКОЛ заседания секции АСУТП НП «НТС ЕЭС»

по теме:

«Основные положения Стандартов ОАО «СО ЕЭС» по регулированию частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России, нормам участия энергоблоков тепловых электростанций и парогазовых установок в НПРЧ и АВРЧМ».

18 июня 2013г.

№ 2

г. Москва

Присутствовали 49 человек (регистрационный лист - Приложение 1).

Со вступительным словом выступил председатель секции АСУТП, технический директор ЗАО «Интеравтоматика», д.т.н., с.н.с Биленко В.А.

С докладом: «Основные положения Стандартов ОАО «СО ЕЭС» по регулированию частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России, нормам участия энергоблоков ТЭС и ПГУ в НПРЧ и АВРЧМ» — от ОАО «СО ЕЭС» выступил начальник отдела Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики Сафронов Андрей Николаевич (полный текст доклада – Приложение 2).

В дискуссии выступили: Чуринов А.В. Красноярский филиал «Сибирская генерирующая компания», Лыско В.В. ЗАО «Интеравтоматика», Лазарев В.О. ОАО «Энерготест», Богданов П.В. ОАО «Теплоэлектропроект», Касьянов Л.Н. ОАО «ИЦ ЕЭС» «Фирма ОРГРЭС», Меламед А.Д. ЗАО «Интеравтоматика», Крылов В.Ю. ОАО «СО ЕЭС», Сацук Е.И. ОАО «СО ЕЭС»,

Вопросы к обсуждаемым материалам и ответы на них

1. Чуринов А.В. Красноярский филиал «Сибирская генерирующая компания»

1.1. По каким критериям Системный оператор определяет участие в НПРЧ вновь вводимого генерирующего оборудования и на основании чего?¹

¹ Вопросы участников НТС выделены по тексту подчеркиванием.

Это определяет орган по добровольному сертифицированию в соответствии с методикой Стандарта для того чтобы сделать заключение, соответствуете вы или нет требованиям по НПРЧ. Требования по ОПРЧ станцией могут проверяться самостоятельно, для этого существует отдельная методика. А сертификацию по НПРЧ необходимо проводить с привлечением органов добровольной сертификации.²

1.2. Что дает в экономическом плане участие в НПРЧ?

Получив сертификат соответствия в условиях участия в рынке системных услуг (они также имеются в виде отдельных документов), вы должны пройти конкурентный отбор участников рынка системных услуг в части оказания услуг по НПРЧ. Затем, если вы этот отбор прошли, по результатам отбора определяется стоимость вашей услуги, в соответствии с которой она указывается в договоре на оказание услуг, и вы подаете заявку на перевод оборудования в НПРЧ, вам планируют для этого резерв мощности и по факту вашего участия идет оплата.

1.3. В каком документе это обозначено?

Эти требования указаны в стандарте по нормам участия ПГУ в НПРЧ.

2. Лыско В.В. ЗАО «Интеравтоматика»

2.1. Имеете ли вы опыт или статистику, при каких ситуациях возникают отклонения на станциях, какова причина этих отклонений?

Мы постоянно проводим анализ отклонений. Ежедневная обработка данных автоматизирована. Что касается подробного анализа существенных отклонений, нам удалось создать существенные небалансы в натурных испытаниях, где выводился вторичный регулятор. Но в итоге вся система отработала согласно норме.

3. Лазарев В.О. ОАО «Энерготест»

3.1. Должен ли участвовать Системный оператор в испытаниях?

Мы не должны привязывать сертификацию к возможности управления от нашей системы, это целая сложная процедура.

3.2. Где находятся синхронные зоны, какие станции к какой зоне относятся?

Первая синхронная зона – это европейская часть России: Урал, Сибирь и коллеги по СНГ, странам Балтии: Казахстан, Украина, Белоруссия и т.д. Вторая синхронная зона - это Дальний восток: Амурская, Якутская, Хабаровская и Приморская энергосистемы.

3.3. Как проверить требования к ОПРЧ?

Опирайтесь на ссылку в Стандарте. Требования к ОПРЧ устанавливает Системный Оператор.

4. Богданов П.В. ОАО «Теплоэлектропроект»

4.1. Газовые турбины импортного производства должны соответствовать требованиям нашего Стандарта?

4.2. Необходимо ли выдавать 2 сигнала от Системного оператора на регулятор газовой и регулятор паровой турбин?

² Ответы докладчика выделены по тексту наклонным шрифтом.

По первому вопросу. Полномочия Системного оператора - в применении этого стандарта в качестве национального. В отношении поставщиков оборудования - это юридический вопрос, который требует обсуждения.

По второму вопросу. ПГУ рассматривается как единая система, два сигнала необязательны.

Выступления оппонентов.

1. Касьянов Л.Н., ОАО «ИЦ ЕЭС» «Фирма ОРГРЭС»

Андрей Николаевич достаточно подробно рассказал обо всех новшествах, которые произошли за последнее время и я должен сказать, что Системный оператор, особенно в последние годы, взялся за упорядочивание документации Стандартов и это очень хорошо. В конце 90-х годов рождались руководящие документы в хаотичном порядке, и накопилось достаточно большое количество документов, которые не корреспондировались между собой. Сейчас та система, которая предлагается, достаточно обоснована и хороша, что касается первого Стандарта, он фактически охватывает все и в нем оказалось общее первичное регулирование, а нормированное и вторичное регулирование вышло в отдельную статью. С точки зрения технической - это не совсем правильно. Но тот факт, что такие документы дорабатываются и выходят очень хорошо. Что касается нормированного регулирования, т.е. двух других Стандартов, то за последнее время прошли 3 системных испытания, которые выявляли те особенности, которые касались и общего первичного регулирования, а последние - и вторичного регулирования. Поскольку мы обрабатывали данные по блокам с нормированным регулированием, то бросается в глаза некоторое несоответствие нашего подхода. Определенного мнения по этому поводу нет. Испытания, которые проводятся и для ПГУ, и для энергоблоков ТЭС, рассчитаны на большие возмущения, соответствующие 5% мощности, а работают эти системы, как правило, с возмущениями по частоте, не превышающими 50МГц и выявилась существенная разница между тем, что мы получаем при больших возмущениях, и тем, что мы имеем при меньших возмущениях.

Были обработаны данные с 38 блоков. Выявляется, что если при сертификационных испытаниях получаются очень хорошие кривые, показывающие динамические переходные процессы, то при возмущениях 50 МГц огромный набор различных реакций блоков на эти возмущения. Есть отступления как в одну, так и в другую стороны. На части блоков эти 10 секунд - чистое запаздывание и большой скачок, и анализ показывает, что схемы регулирования регуляторов мощности на турбине в большинстве случаев состоят из двух регуляторов - турбинный регулятор мощности и регулятор скорости турбины и между ними частотный корректор. Частотный корректор и регулятор скорости турбины, имеют разные настройки и за счет этого регулятор скорости, дает команду открыть клапана, а регулятор мощности эту команду не успевает получить и дает обратную команду. В этом плане было бы правильно пересмотреть подход к этому вопросу. Сигнал частотной коррекции нужно задавать непосредственно под регулятор скорости турбины и это упорядочит эти реакции. Необходимо каким-то образом научиться проверять малые возмущения, чтобы вычислить несоответствия.

Результат последних системных испытаний показал, что в итоге все уложилось в нормы. Все 30 блоков отработали хорошо и уложились в допуски,

которые действуют. Что касается второго стандарта, то были некоторые проблемы, в связи с малым опытом работы с парогазовыми установками. Есть еще ряд вопросов по ПГУ, которые не очень ясны. Роль паровой турбины в ПГУ не очень четко понимается, как должно быть. Поставщик ставит условия как должна работать паровая турбина. Такие моменты требуют внимательного рассмотрения. Необходимы требования, которые должны выставляться при закупке парогазовых установок и газовых турбин и должны отражаться в стандартах. Те Стандарты, которые приняты, очень полезны. По мере накопления опыта легче внести изменения в уже имеющиеся правила, чем создавать их заново.

2. Меламед А.Д., ЗАО «Интеравтоматика»

15 лет назад активно начали перестраивать энергосистему с тем, чтобы обеспечить регулирование частоты по высоким требованиям, и мы видим сегодня итог этой работы, который вылился в те Стандарты, которые нам сегодня представили и которые уже утверждены, и по которым ведется работа на станциях. Приятно, что удалось решить эту задачу. Мы получили качественное регулирование частоты в энергосистеме. Это очень важно, несмотря на критику.

Существуют несколько проблем в регулировании мощности.

1. Проблема мониторинга. Необходимо обеспечить полную автоматизацию мониторинга энергооборудования, регулирования частоты, для чего вероятно придется построить некоторые модели.

2. Каковы границы правильного выбора регулирования мощности?

3. Проблема учета теплофикационной нагрузки.

4. Проблемы с поставщиками оборудования. Необходимо найти организационные решения требований к поставщикам оборудования.

5. Проведение испытаний на работу в АВРЧ.

В целом я хочу отметить огромный прогресс, который достигнут усилиями Системного Оператора и всеми теми, кто на местах разрабатывал эти решения.

Комментарий. Крылов В.Ю., ОАО «СО ЕЭС»

Рынок системных услуг работает уже 2,5 года. Начинали мы с 4-ех энергоблоков, сейчас их уже 60. Среди них 3 парогазовых установки Мосэнерго – это ТЭЦ-27, ТЭЦ-21. Эти установки работают хорошо. Наш департамент производит мониторинг оказания услуг, мы оцениваем каждый час участия энергоблока в НПРЧ. Система в большей части автоматизирована. Если взять общую статистику нарушений оказания услуг, то в отношении всех энергоблоков по статистике за год количество этих нарушений составляет менее чем 1 %. Блоки требованиям Стандарта в течение года соответствуют на 99,5%. Требования не завышены, выполнимы и выполняются.

Заключительное слово докладчика Сафронова А.Н.

Сертификационные испытания ПГУ на соответствие требованиям Стандарта должны производиться только при условии, когда фактический регулировочный диапазон ПГУ при текущих параметрах окружающей среды не менее регулировочного диапазона, указанного в паспортных данных для номинальных параметров окружающей среды.

Вопрос наличия инспекционного контроля актуален. Это нормальная практика и применительно к другим областям деятельности. Если блок участвует в

сертификационных испытаниях регулярно, то его инспектировать нет необходимости, если блок не участвует в испытаниях, то его необходимо, хотя бы 1 раз в год проинспектировать. Других вариантов контроля я не вижу. 1 раз в год это нормальный период для проверки показателей работы энергоблока в течение года для соответствия Стандартам.

Комментарий. Сацук Е.И., ОАО «СО ЕЭС»

Разработка Стандартов связана с тем, что в настоящее время Системный оператор расширяет систему добровольной сертификации. Первоначальная система была разработана под участие ТЭС в НПРЧ и АВРЧ. В настоящее время она расширяется и пришлось сильно изменить правила системы добровольной сертификации и уже под это изменять Стандарты.

Заключительное слово председателя секции АСУТП Биленко В.А.

Наша задача была привлечь внимание ведущих специалистов энергетической отрасли к трем новым Стандартам Системного оператора, в которых отражен накопленный за последние годы опыт участия энергоблоков в решении энергосистемных задач. Достаточно активное обсуждение продемонстрировало заинтересованность участников НТС в предпринимаемых усилиях Системного оператора по совершенствованию нормативных документов, активизации рынка системных услуг, упорядочиванию связанных с этим мероприятий. Остается сожалеть, что не удалось привлечь к обсуждению представителей большинства ОГК и ТГК.

Заслушав и обсудив доклад, заседание **секции АСУТП НП «НТС ЕЭС»** отмечает и рекомендует:

1. За время, прошедшее после выпуска исходных материалов по ОПРЧ (приказ №524, 2002г.), НПРЧ и АВРЧ (Стандарт для газомазутных блоков, 2005г.), накоплен серьезный опыт проведения испытаний на соответствие сертификационным требованиям, организованы крупные энергосистемные испытания, несколько лет работает реальный рынок услуг по НПРЧ и АВРЧ.

2. Накопленный опыт позволил Системному оператору существенно развить исходные нормативные материалы, как по структуре их разделения между собой, так и по усовершенствованию содержащихся в них требованиях. Проведенные изменения, в целом, позволили более четко изложить ряд принципиальных положений, ранее допускавших не полностью строгую трактовку.

3. В дальнейшем рассмотренные материалы должны регулярно совершенствоваться по мере накопления опыта внедрения системных услуг и выявления спорных вопросов, изложение которых должно быть скорректировано. Важную роль в обеспечении действенности такого совершенствования должны сыграть регулярные совместные обсуждения данных проблем представителями Системного оператора, с одной стороны, и генерирующих компаний, с другой.

Приложения:

1. Явочный лист.

2. Доклад «Основные положения Стандартов ОАО «СО ЕЭС» по регулированию частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России, нормам участия энергоблоков ТЭС и ПГУ в НПРЧ и АВРЧМ».

Первый заместитель Председателя
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», д.т.н., профессор



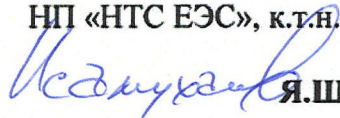
В.В. Молодюк

Председатель секции АСУТП
НП «НТС ЕЭС», д.т.н., с.н.с



В.А. Биленко

Ученый секретарь
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», к.т.н.



Я.Ш. Исамухамедов

Ученый секретарь секции АСУТП
НП «НТС ЕЭС»



Р.И. Филатьева