




**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
Президент НП «НТС ЕЭС»,
профессор, д.т.н.


Н.Д. Роголёв
"22" декабря 2016 г.

**ПРОТОКОЛ
заседания секции АСУТП НП «НТС ЕЭС»**

по теме:

«Текущие проблемы участия энергоблоков в ОПРЧ и НПРЧ»

15 декабря 2016г.

№ 2

г. Москва

Присутствовали 47 человек (регистрационный лист - Приложение 1).

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

С докладом: «Текущие проблемы участия энергоблоков в ОПРЧ и НПРЧ» — от АО «СО ЕЭС» выступил начальник службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики, д.т.н. Сацук Евгений Иванович (полный текст доклада – Приложение 2).

1. После доклада были заслушаны выступления рецензентов Касьянова Л.Н., Фирма «ОРГРЭС», Меламеда А.Д., ЗАО «Интеравтоматика».

2. В дискуссии приняли участие также: Земляной А.Н. – Филиал ПАО «ОГК-2»-Новочеркасская ГРЭС, Касьянов Л.Н. – Фирма «ОРГРЭС», Коскунаков С.М. – ПАО «РАО Энергетические системы Востока», Белов М.В. – ООО «Фортум», Москвин В.В. – ПАО «Юнипро», Авруцкий Г.Д. – АО «ВТИ», Богданов П.В. – АО «Институт «Телопэлектропроект», Москвин А.К. – АО «Мосэнерго».

**3. Вопросы к обсуждаемым материалам и ответы на них
Земляной А.Н. - Филиал ПАО «ОГК-2»-Новочеркасская ГРЭС**

В требованиях указаны 3 вида энергоблоков: пылеугольные, газомазутные, ПГУ, но сейчас появляются и энергоблоки с котлами ЦКС, которые мы начинаем использовать, а опыта эксплуатации пока еще нет. Как быть в этом случае?

Ответ: Да я знаю эту проблему, мы уже с ней сталкивались, но сейчас котлов с ЦКС пока еще у нас мало. Дело в том, что все эти требования сделаны на основе опыта эксплуатации. Обобщенный многолетний опыт эксплуатации позволил эти требования сформулировать, а по котлам ЦКС опыт эксплуатации еще достаточно мал и если там есть особенности их участия в ОПРЧ, то это должно быть учтено. Но как учтено, пока трудно сказать, потому что опыта нет.

Есть ли смягчающие условия для участия в ОПРЧ энергоблоков с такими котлами?

Ответ: Мы не против смягчающих обстоятельств, но здесь действует рыночный механизм, если мы будем использовать смягчающие обстоятельства для вас, то к нам будут приходить другие организации с такой же просьбой. Когда смягчающие обстоятельства будут внесены в законном порядке, тогда мы уже можем на них опираться и если Вы докажете, что Ваши котлы работать могут только так, а не по-другому, тогда мы будем опираться на эти обстоятельства. С атомщиками мы в этом направлении работали, у них по сути есть эти смягчающие особенности, наверняка такие особенности есть и у вас. Над этим надо работать. А пока таких законов нет.

Касьянов Л.Н. – Фирма «ОРГРЭС»

Вы показывали разные графики изменения процессов регулирования частоты. Среди них есть график изменения частоты, сделанный по правилам европейских требований. Он существенно отличается от наших требований. Чем это объясняется?

Ответ: За рубежом нет правил разделения на ОПРЧ и НПРЧ. Все обязаны участвовать в первичном регулировании частоты и требования эти более жесткие, чем наши. В Европе требования отличаются в зависимости от зоны нахождения объекта. В каждой стране свои определенные требования. В нашей стране все ГОСТЫ являются добровольными, в Европе же они носят обязательный характер и являются обязательными для всех субъектов энергетики во всем Евросоюзе. На рынок строительства энергетических объектов пришли компании, которые начинают серьезно заниматься вопросами строительства ветровых и

солнечных электростанций и в настоящее время уже идет процесс подготовки Требований к ветровым и солнечным станциям в том числе там будет и требование по участию в первичном регулировании частоты, т.к. они также являются генерирующим оборудованием и тоже обязательно должны участвовать в ОПРЧ, но естественно в пределах возможностей.

Коскунаков С.М. – ПАО «РАО Энергетические системы Востока».

Мы реализуем ряд проектов, в частности инвестиционные проекты по технологической схеме ГТУ ТЭЦ. Это не ПГУ, но высокоманевренные газотурбинные блоки, они не соответствуют Стандарту Системного оператора и его трактованию в части общего первичного регулирования. Дело в том, что у них понятия первичной мощности нет. Время, за которое они набирают первичную мощность, значительно отличается. Оно может быть больше или меньше, это связано с тем, что у них так настроен регулятор скорости турбины. Нам известно, что такие же или аналогичные турбины уже введены в эксплуатацию на территории России (их порядка 10 штук), как они работают и эксплуатируются, если они в буквальном смысле не соответствуют Стандарту по ОПРЧ. Единичная их мощность 46 МВт?

Ответ: Я пока еще не слышал о проблемах в работе такого вида турбин. Все турбины, которые нам известны, прошли успешные испытания и к их работе претензий не было. Они все фактически новые. Если такие проблемы есть, то необходимо их рассмотреть и выяснить причины проблем и способы их решения.

Дело в том, что мы обратились к производителю GE, они могут перенастроить регулятор частоты, но это стоит достаточно больших денег и получается, что у них машины не соответствуют нашим Требованиям регулирования.

Ответ: Мы готовы рассмотреть этот вопрос, если вы пришлете нам материал.

Авруцкий Г.Д.–АО «ВТИ»

Как себя проявили в этих последних испытаниях теплофикационные противодавленческие турбины – что вы можете о них сказать?

Ответ: Сначала такие виды турбин не участвовали в испытаниях, но затем они тоже стали участвовать в такого рода испытаниях. На сегодняшний момент у нас часть противодавленческих турбин, которая технически не участвует в испытаниях, а часть турбин успешно участвуют в испытаниях и каких-либо вопросов к ним не было. В испытаниях этой осенью такие турбины кажется не участвовали.

Белов М.В. – ООО «Фортум»

Первый вопрос касается аварии, произошедшей в 2 часа по московскому времени. И этот вопрос носит больше политический характер, нежели технический. В 7 часов утра следующего дня генераторы некоторых компаний уже получили статус неудовлетворительного участия. С чем это связано, почему такая резкая реакция?

Ответ: Когда станции получают статус неудовлетворительно, значит они неудовлетворительно участвовали в испытаниях. Успешное проведение испытаний еще не гарантия того, что вы правильно будете участвовать в ОПРЧ. Например, те блоки, которые неправильно подали максимум могли бы отработать, но не тот был максимум и за это получили штрафы. Где-то вмешивался персонал в процесс регулирования во время проведения испытаний. А это нарушение правил. Авария была серьезная и задача была поставлена как можно быстрее разобраться с данной ситуацией. Испытания НПРЧ и ОПРЧ различны и имеют различные Требования, которых необходимо придерживаться во время испытаний.

Москвин В.В. – ПАО «Юнипро»

Понимает ли системный оператор, что оценка адекватности работы автоматики и регулирования ОПРЧ в условиях той аварии 22 августа не совсем корректно отображает готовность блоков к участию в ОПРЧ или НПРЧ. Если рассматривать результаты аварии, то говорить, что блок отработал корректно или некорректно можно только на первом этапе. Я сейчас не говорю конкретно о тех случаях, где вмешался технический персонал, я сейчас говорю конкретно об автоматике. Нельзя в периоде развития аварии говорить о том, что автоматика работала некорректно (пример, Сургутская ГРЭС-2, работа блоков №№5 и 4), тем не менее блоку №1 был присвоен статус неучастия, а при следующих испытаниях он легко прошел по методике сертификации. Где логика? Что вы намерены предпринять?

Ответ: Вы уверены, что работа всех регуляторов была нормальной? Возможно вам необходимо внимательнее посмотреть на работу регуляторов по температурному режиму.

Вы действительно считаете, что средствами ОПРЧ можно вытягивать работу энергосистемы, в данном случае Тюменской в таких режимах отклонения частоты на 0,8 Гц. При том, что при таких отклонениях частоты и статизме систем регулирования задание по мощности меняется на 33% от номинальной мощности энергоблока.

Ответ: При больших отклонениях частоты есть автоматика ограничения повышения частоты, которая как раз и должна привести эти

блоки в ту зону, в которой уже будет работать первичное регулирование частоты. Если автоматика это не отработала и у вас большое отклонение частоты, вы хотя бы должны ее ввести в ту зону, чтобы у вас не отключились блоки от защит.

Мы не вмешиваемся в логику работы автоматики, мы смотрим результаты, которые получены, если у вас автоматика почему-то так работает это не наша проблема.

Белов М.В. – ООО «Фортум»

Мы хотим, чтобы вы вернулись к Требованиям участия в ОПРЧ и НПРЧ, к диапазону в этих Требованиях. Можем ли мы настроить автоматику таким образом, чтобы больше 10% номинала блоки не разгружались?

Ответ: Можете. Если у вас возникают проблемы за 10%, то вы можете настроить так автоматику, чтобы не было проблем с температурой.

Существуют официально утвержденные Требования, если случилось событие, вас оценивают, соответствуете вы Требованиям или не соответствуете. Здесь можно идти только по пути изменения общих Требований. Если произошел случай аварии, то мы не можем вам или простить, или не простить, потому что у вас что-то конкретно произошло на блоке, мы придерживаемся Требований в вынесении решения. При проведении испытаний нам нужна была не готовность блоков к ОПРЧ и НПРЧ, а результат. Нам надо было, чтобы блок отработал в тех условиях. А готовность мы проверяем, когда вы испытываетесь, а когда произошла авария нам нужно, чтобы вы или взяли эту мощность или разгрузились, вот и все. Сертификация еще не гарантия соответствия. Предлагаю отдельно разобрать эту проблему. Системный оператор не имеет ничего против того, чтобы блок 800 МВт разгрузился на 270 МВт, сохранив при этом Тюменскую энергосистему в значительной части. Это способствует нормализации частоты, но, если при этом блок отключается в силу сказанных выше причин, которые были перечислены чуть выше, т.е. упомянуты законы физики для электрической части и тепломеханической части, они разные, от этого зависят результаты испытаний. Думаю, что следует рассмотреть вопрос ограничения задания по мощности. Необходимо хорошо ознакомиться с содержанием Стандартов СО, там все написано.

В настоящее время нет причин для изменения Методических указаний и Требований Системного оператора. Поэтому для разрешения спорных вопросов предлагаем встречаться и разбираться со всеми вопросами при участии представителей Системного оператора. Мы готовы к диалогу и готовы обсуждать возникающие вопросы.

Вы сказали, что согласно внутренним Стандартам (ГОСТ) необходимо проводить натурные испытания раз в 5 лет. По результатам сложившейся ситуации будет ли пересмотр в сторону сокращения этого срока. Раз в 3 года, например?

Ответ: Нет. Задача системных испытаний несколько иная, а не та, когда произошла системная авария. В этом нет смысла.

Поскольку наша компания в следующем году планирует к реализации новый инновационный проект, начать строительство ветроэнергетических станций с мощностью 35 МВт в г. Ульяновске, вы сказали, что планируете к разработке некоторую НДД, в которой будут указаны правила участия в регулировании для нетрадиционной энергетики. Почему нормативная фундаментальная документация так сильно отстает?

Ответ: Мы не разрабатываем, а только участвуем в разработке документации. Разрабатывают другие люди. Почему отстают - трудно сказать, у нас много таких Стандартов, которые еще не готовы к выпуску. Сейчас в связи с перспективами внедрения ветровой и солнечной энергетики Требования эти назрели, будем разрабатывать необходимые для таких объектов Требования.

Богданов П.В. – АО «Институт «Теплоэлектропроект»

Скажите, у вас, как Системного оператора, есть какие-то требования или рекомендации к системе управления, как лучше настраивать, в свете развития этого вопроса, что необходимо установить при проектировании предусмотреть в программно-технических комплексах, релейных защитах и т.д., что необходимо сделать с точки зрения программно-технического комплекса?

Ответ: У нас нет компетенции устанавливать требования к алгоритмам и конкретной реализации, мы предъявляем требования к функциональности.

Вы показывали слайд, где показано качание системы, есть ли у вас математическая модель, на основании которой вы можете просчитать ту или иную аварию и рекомендовать нагрузки тем или иным блокам?

Ответ: У нас есть разные математические модели для разных задач. Есть модели, которые позволяют осуществлять распределение мощности между блоками, есть модели, которые считают максимально допустимые перетоки мощности. Они разные, но речь о создании единой модели ведется.

Мы, когда согласовываем у Системного оператора перечень сигналов, передаем очень большое количество сигналов, зачем вам такое большое количество сигналов? Речь идет о мониторинге НПРЧ.

Ответ: Эти сигналы (200 параметров) мы запрашиваем с помощью органов добровольной сертификации, в связи с большим количеством вопросов по возможному влиянию режимов НПРЧ на надежность работы оборудования электростанций. Это совсем другая работа, очень сложная, которая не относится к требованиям к НПРЧ и ОПРЧ. Это исследовательская работа. Это не является обязательным требованием при участии в ОПРЧ и НПРЧ. Мы регулярно всем докладываем о результатах исследования, они доступны для всех.

Москвин А.К. – ПАО «Мосэнерго»

Если оператор, управляя блоком, вмешался в процесс автоматика регулирования, начал уменьшать мощность, по какой причине он это сделал? Почему он не знал, что блок участвует в ОПРЧ? Какие сигналы должны об этом сообщать оператору? Может быть нужна какая-то специальная «красная лампочка», которая будет сообщать о том, что блок участвует в испытаниях?

Ответ: Возможно оператор не понял этого, он увидел, что изменилась мощность и возможно испугался последствий нарушения графика работы блока. Возможно у оператора блока был небольшой опыт работы для принятия решений по сложным вопросам. Во время испытаний оператор не должен вмешиваться в работу оборудования, это основная проблема при проведении испытаний.

Выступление рецензентов.

Касьянов Л.Н. – фирма ОРГРЭС

В 1976 году речь шла о регулировании блока с регулятором «до себя», а вопросы, связанные с участием в регулировании частоты, начались где-то на рубеже 2000 года. Я хочу сказать, что очень своевременно, а может даже и с небольшим опозданием мы попросили Системного оператора провести такое заседание, поскольку вопросов действительно накопилось достаточно много. Я считаю, что сегодняшний доклад, во-первых, достаточно полный, интересный и затрагивает большие вопросы, которые сегодня накопились. Поэтому я благодарю докладчика за предоставленную информацию. Из доклада я понял, что есть целый ряд вещей, которые мы оставили где-то сбоку и даже сегодняшний наш разговор подтверждает это. Эта авария и последующие испытания подтвердили, что в целом система НПРЧ на наших энергоблоках работает вполне прилично, есть целый ряд пожеланий необходимости подправлять, но в целом она работает прилично. И это положительный фактор, а вот что касается ОПРЧ - это как-то отодвинуто на второй план и поэтому мы видим, что получилось во время этой аварии,

сплошные недоработки, упреки станциям по невыполнению Требований. Я вспоминаю о том, что мы делали тогда, и я думаю, что эти упреки справедливы с одной стороны, но эти упреки, в первую очередь, нам нужно предъявить тем, кто разрабатывал эти системы. Почему? Что такое ОПРЧ для сегодняшнего дня? Это станции с поперечными связями и пылеугольные блоки. Так что такое тепловые станции с поперечными связями? Мы сегодня проверяем готовность отдельного турбоагрегата к участию в ОПРЧ не глядя на всю систему, говорится о том, что есть недовыработка мощности по частоте и что в этом случае были нарушения и все прочее, а ведь что получается на самом деле? На станции стоит 5, 6...10 турбин, они подключены к одному паропроводу, котлы – их там еще больше – они работают в базе и регулируют давление в общем паропроводе может быть 1 или 2, а мы хотим, чтобы большое отклонение включало в работу все турбины и конечно котлы не успевают, в результате чего идет недовыработка и попытка удержаться оператором, чтобы остановить этот процесс. Нужно обратить внимание на возникающие вопросы на таких станциях. Мне кажется, что к этому вопросу нужно вернуться и рассмотреть подробнее, потому что станция с поперечными связями обладает лучшими свойствами, чем энергоблок для регулирования частоты. Вот сегодня говорили о блоке 800 МВт, что его начинают быстро грузить и котел не успевает, а на станции с поперечными связями котлов много и они, если не все будут участвовать, то они успеют и на этом можно построить определенную систему участия в регулировании частоты. Сегодня есть схема использования противоаварийных турбин в создании тандема с включением его в НПРЧ, но в принципе, можно и обычные турбины модернизировать таким образом, чтобы они участвовали в регулировании частоты, но в этом случае получается такая картина: котлов много, турбины могут не в пределах $\pm 5\%$ участвовать в НПРЧ, а $\pm 10\%$, а может быть и больше. Поэтому мне представляется, что один из вопросов который на сегодня забыт – вопрос модернизации – необходимо вспомнить и вернуться к рассмотрению.

Меламед А.Д. – ЗАО «Интеравтоматика»

Доклад безусловно очень интересный и очень хорошо, что он у нас состоялся и подвергся такому активному обсуждению. Я хочу сказать об одном частном вопросе, который в этом докладе был затронут. Это вопрос участия парогазовых установок в регулировании. Мне представляется, что здесь есть вопрос нерешенный до конца организационно и технически. Этот вопрос связан с учетом переменного регулирования блоков ПГУ. Понятно, что диапазон регулирования ПГУ перемещается вместе с температурой окружающей среды и в зависимости от этого меняются в течение времени те реальные запасы до границ регулирования, которые можно использовать при вот такого рода больших или маленьких авариях и при случаях изменения нагрузки, которые авариями не являются, но кроме этого есть целый ряд деталей других, которые показаны на данной картинке (см. Приложение 3.

Схема «Диапазон первичного регулирования частоты»). Например, допустимая скорость изменения нагрузки ПГУ при приближении к регулировочному диапазону ограничивается, мы это не учитываем и реально это тоже будет влиять на те результаты, которые будут получаться на наших блоках. Я привел этот пример для того, чтобы мы еще раз вернулись к тем документам, по которым мы работаем и посмотрели есть ли необходимость их скорректировать, т.к. впрочем и в условиях проведения испытаний, которые требуют испытывать блок на максимальную мощность, которая заявлена, в то же время при влиянии температуры мы не сможем обеспечить те данные, которые блок выдает согласно заявленной мощности и это все понимают, но тем не менее испытания проводятся обязательно на эту максимальную мощность, что вызывает проблемы. Я коротко хочу сказать, что проблема определения границ регулировочного диапазона – это серьезная проблема, как показал опыт этой аварии, мне кажется что обязательно нужно автоматически определять не только реальную границу регулировочного диапазона в данный момент времени, но и прогнозную характеристику, задавая данные по прогнозу температуры окружающей среды с тем, чтобы можно было автоматически сообщать Системному оператору о тех возможностях, которые у блока будут на заданный промежуток времени. В этом плане хочу сказать, что на блоке ПГУ Вологодской станции, который мы автоматизировали, мы сделали такое устройство, но не прогнозное, а только определяющее реальный диапазон нагружения этого блока в данный момент времени с учетом окружающей температуры, загрузки по активной мощности, загрузки по реактивной мощности и теплофикационной нагрузки. Т.е. в каждый момент времени мы определяем имеющийся диапазон на нагружение до верхней границы нагрузки и до нижней границы нагрузки и передаем этот диапазон в РДУ. Я думаю, что одним из выводов нашего сегодняшнего совещания должно быть указание о необходимости определения автоматического диапазона нагрузки для ПГУ как текущих границ диапазона регулирования, так и прогнозного с тем, чтобы он мог быть скорректирован своевременно и не получилось бы той ситуации, в которой мы были. Что касается той жаркой дискуссии, которая здесь развернулась мне кажется, что наша система регулирования мощности блока должна быть обязательно дополнена системой технологических ограничений, которая учитывает не общую мощность: 10%, 20% и т.д., а учитывает конкретный реальный выход регулирующих органов из диапазонов регулирования параметров по их опасному приближению к границам диапазонов. В этой ситуации блоки были бы приостановлены, нагружение замедлилось по темпу и не было бы крупных неприятностей на самих блоках. Второй момент, на котором хотелось бы остановиться, касается реакции персонала, когда мы говорим, что персонал не понимает, что происходит. Если надо, то необходимо зажигать эту лампочку. И наконец, я бы хотел поддержать Л.Н.Касьянова, который говорит, что от блоков с поперечными связями мы очевидно должны отказываться от

традиционного регулирования давления одним котлом и разрабатывать такую систему, которая будет привлекать достаточное число котельных агрегатов к параллельному изменению нагрузки для поддержания необходимого измерения мощности. Благодарю вас за доклад на такую важную тему.

Коскунаков С.М. – ПАО «РАО Энергетические системы Востока».

Из предыдущего выступления хотел бы обратить внимание на то, что если планируется внесение изменения в Стандарт Системного оператора в части ПГУ, то, наверное, следует еще обратить внимание на станции по технологической схеме ГТУ ТЭЦ. Как мы видим на слайде, который представлен, определяющую роль играют газовые турбины, которые эти ограничения и вносят, но в Стандарте об этом ничего не сказано. Запланировать эти изменения и отдельно добавить для станций ГТУ ТЭЦ для того чтобы была ясность в части работы регуляторов.

4. В заключительном выступлении председатель секции АСУТП Биленко В.А. поблагодарил докладчика и участников заседания и подвел основные итоги совещания.

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

1. Несмотря на большой объем работ, выполненных как Системным оператором, так и генерирующими компаниями, по привлечению генерирующего оборудования к режимам регулирования частоты, в первую очередь, к участию в ОПРЧ и НПРЧ, произошедшая 22.08.2016г. системная авария, вызванная «посадкой на ноль» Рефтинской ГРЭС, показала, что существует целый ряд до конца не решенных проблем отработки энергосистемных возмущений.

2. К ним относятся:

- задача отработки возмущений, превышающих нормативную для ОПРЧ величину 10%;

- существенная зависимость для энергоблоков ПГУ диапазона регулирования мощности от температуры окружающей среды;

- отсутствие «работающего механизма» коррекции диспетчерского графика при изменении температуры окружающей среды, что и имело место 22.08.2016г., когда существенное повышение температуры привело к сужению диапазона регулирования;

- необходимость проработки вопросов привлечения к ОПРЧ и НПРЧ, с одной стороны, таких достаточно старых, но еще используемых технологий, как ТЭС с поперечными связями, а с другой стороны, принципиально новых технологий: ветровые и солнечные электростанции.

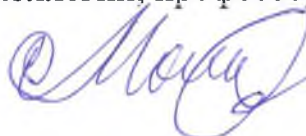
3. По тому, каким бурным было проведенное заседание секции АСУТП НТС, считать целесообразным каждый год одно из заседаний секции

при обязательном привлечении представителей АО «СО ЕЭС» проводить по вопросам участия генерирующего оборудования в отработке энергосистемных возмущений.

Приложения:

1. Явочный лист.
2. Доклад «Текущие проблемы участия энергоблоков в ОПРЧ и НПРЧ».
3. Схема «Диапазон первичного регулирования частоты».

Первый заместитель
Председателя Научно-технической
коллегии, профессор, д.т.н.

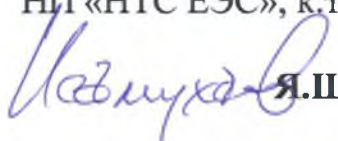
 **В.В. Молодюк**

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



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