



Некоммерческое партнерство
**«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»**

109044 г. Москва, Ворониовский 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» –
Председатель Научно-технической
коллегии, профессор, д.т.н.


Рогалев Н.Д.

"29" декабря 2017 г.

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

по теме:

**«Результаты участия энергоблоков в выполнении задач ОПРЧ,
коррекция нормативных материалов в течение 2017-ого года»**

21 декабря 2017г.

№ 2

г. Москва

Присутствовали 34 человека (регистрационный лист - Приложение 1).

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

С докладом: «Результаты участия энергоблоков в выполнении задач ОПРЧ и НПРЧ, коррекция нормативных материалов в течение 2017-ого года» — от АО «СО ЕЭС» выступил Начальник Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики **Сацук Евгений Иванович** (полный текст доклада – Приложение 2).

1. В дискуссии приняли участие: Кононов А.Г. – ЗАО «Интеравтоматика», Невзгодин В.С. – НП «СОЮЗ «ЭНЕРГОСТРОЙ»», Калинин А.Н. – ПАО «РусГидро», Черномзав И.З. – ЗАО «Интеравтоматика», Грехов Л.Л. – ЗАО «Интеравтоматика».

**2. Вопросы к обсуждаемым материалам и ответы на них
Сметанюк Ю.И. – ЗАО «Интеравтоматика»**

Вы нам рассказали про 4 системные аварии, где развитие аварий так или иначе спасалось благодаря работе противоаварийной автоматики. У Вас есть статистика или какие-либо данные, где неправильная работа ПАА способствовала развитию аварии?

Ответ: Не стоит так воспринимать ситуацию, Дело в том, что неправильная работа ПАА способствовала развитию аварии, но правильная работа ПАА эти аварии ликвидировала. Потому что ПАА естественно работала, просто эта неправильная работа приводила к тому, что она усугубляла последствия, следующие этапы эшелоны

противоаварийной автоматики приходилось, например, отключать большие нагрузки. Некоторые устройства работали неправильно и другим устройствам той же ПАА приходилось ликвидировать последствия этой неправильной работы. Все эти аварии ликвидировались опять же устройствами противоаварийной автоматики.

Биленко В.А. – ЗАО «Интеравтоматика».

Мы конечно понимаем, на примере аварии Пермской ГРЭС, что четко не сработала противоаварийная автоматика. Вы нам расскажите, как она строится, какой принцип работы: 2 из 2-ух, 2 из 3-ех? Мы свою автоматику знаем, как же реализована противоаварийная автоматика, что она так часто отказывает? Какие там принципы построения?

Ответ: Дело в том, что она эшелонированная. Первой должна была сработать (на примере аварии на Пермской ГРЭС) разгрузка первого блока, но она была заблокирована. Команда пришла на Пермскую ГРЭС, но там есть устройство ЛАПНУ, которое заблокировало данную команду. Это недостаток этого устройства из-за неправильно сделанного алгоритма. Сейчас эта команда напрямую идет непосредственно на разгрузку блока и если бы авария произошла сейчас, то команда сработала бы правильно. Но в данной ситуации правильно сработал АЛАР. На Камской ГРЭС автоматика ограничения повышения частоты не сработала, потому что ее просто вывели. Причина вывода непонятна. Вывели на период паводка. Как это можно было сделать, непонятно. Если бы она сработала, то не было бы этих непонятных качаний, был бы более сбалансированный режим. Следующая автоматика, которая сработала, это уже АЧР. АЧР отработала четко и она сумела сбалансировать, мы не погасили этот район, мы оставили нагрузку, хотя значительную часть автоматики пришлось отключить. Автоматическая частотная разгрузка при этом сработала, причем сработала правильно. Поэтому за каждым неправильным действием есть автоматика, которая четко следит за процессом и необходимую работу выполнит. То есть эта эшелонированная оборона не только резервирует, но и подчищает неправильную работу другой автоматики.

Кононов А.Г. – ЗАО «Интеравтоматика».

Вы сказали, что персонал не смог отработать задачи регулирования частоты на Камской ГРЭС, как это могло произойти?

Ответ: Блок перешел в состояние регулирования частоты вручную и не поддавался ручному регулированию. Генераторы Камской ГРЭС вручную не регулировались и регуляторы не смогли регулироваться в ручном режиме. Там даже не сработала сигнализация о том, что там произошло, и пока частота не вернулась, нельзя было вернуть блок в режим регулирования мощности.

Невзгодин В.С. – НП «СОЮЗ «ЭНЕРГОСТРОЙ»».

Скажите, какие мероприятия уже сегодня проходят по тем позициям, которые уже спланированы и когда они будут выполняться?

Ответ: Уже какие-то мероприятия выполнены, какие-то мероприятия спланированы. Могу сказать, что та ошибка, которая была из-за того, что блок не разгрузился, уже исправлена и сделано это было уже через несколько дней после произошедшей аварии. В настоящее время есть моменты, которые ясны и по ним намечены мероприятия, есть моменты, которые не до конца выяснены и по ним проводится анализ, после которого будут проведены необходимые мероприятия. По результатам этих аварий в Системном операторе вышел большой приказ, в котором как раз мы должны по противоаварийной автоматике рассмотреть некоторые подходы, неправильные подходы, которые были выявлены в результате этих аварий (серии аварий). Нами были проведены несколько совещаний и с Рус Гидро, и с Иркутскэнерго в части систем регулирования ГЭС и перехода их из одного режима в другой и намечен план-график по изменению настроек этой автоматики. Естественно анализ причин ведется и по Дальневосточной аварии, и по Пермской аварии, еще далеко не все ясно. Надеюсь, что во всем разберемся. Например, в прошлом году, когда я рассказывал про Кольскую атомную станцию, то там тоже возникли качания, после того как ее вывели на изолированный режим. Достаточно долго пришлось работать и нам, и подрядчикам. Участвовал в этом и НТЦ. И сейчас я могу сказать, что они исправили алгоритм участия в ОПРЧ, этот алгоритм был проверен и натурными испытаниями и испытаниями на модели. Алгоритм был проверен, одобрен. При его использовании не возникает никаких качаний, удовлетворяются все требования ОПРЧ. Сейчас эти алгоритмы уже внедряют на Кольской атомной станции. Надеюсь, что после внедрения этих алгоритмов, когда их реализуют на всех энергоблоках, таких качаний в этом районе не будет.

Кто разработчик этого алгоритма из-за которого произошла ошибка?

Точно сказать невозможно. На разных станциях разные разработчики. Некоторых разработчиков уже найти невозможно.

Калинин А.Н. – ПАО «РусГидро»

При неучастии в регулировании той или иной станции (Бурейской или Зейской ГЭС) колебательный процесс становится установившимся за счет того, что влияние тепловой станции на источник колебаний, которым мы считаем или Бурейскую, или Зейскую ГЭС компенсируется. Будет ли проведен такой опыт, когда на Зейскую и Бурейскую ГЭС не будет оказано никакого влияния? Как сама станция повлияла на качания, которые возникли в энергосистеме? Какова степень ее влияния на общее развитие аварии, на общую картину? Вполне возможно ведь, что это было взаимное влияние двух ГЭС, которое и привело к качаниям частоты?

Ответ: Похоже, что взаимное влияние двух ГЭС и привело к этим качаниям. Хотя, если Вы помните, то на Зейской ГЭС два раза наблюдались эти качания. Они были не такие большие и не такие масштабные, но при вот таких обстоятельствах уже наблюдались. Т.е. там явно есть какие-то проблемы с системой регулирования, которые надо решить, и это не единичный случай. Наблюдалось взаимное влияние – это очевидно. Если будут найдены те параметры системы регулирования, которые не

позволят допускать вот такой ситуации, это будет, конечно, самый лучший результат.

Черномзав И.З. – ЗАО «Интеравтоматика».

С учетом колебаний на Пермской ГРЭС был осуществлен переход в режим регулирования частоты на Камской ГЭС. Насколько повлиял этот процесс? Возможно это как-то оценить?

Ответ: Сейчас я не готов это рассказать, т.к. этот вопрос находится на стадии исследования. Непохоже, чтобы она этим качаниям помогала, но тот факт, что не смогла сдемпфировать – это да.

Какой статизм на Камской ГЭС?

Ответ: 5%. Она перешла в режим регулирования не астатический, а статический. Она не могла сдемпфировать колебания, но нет и данных о том, что ГЭС помогла в возникновении этих колебаний.

Биленко В.А. – ЗАО «Интеравтоматика».

В настоящее время часто используется: и в Вашем докладе, и в других докладах о переходе на изолированную нагрузку, - общая констатация факта аварии целиком, при этом при разборе аварий четко прослеживаются разные ее этапы. Может изолированно работать одна турбина, может группа станций работать на изолированную нагрузку. Но в то же время у нас есть такое понимание, что в той системе, которая выделилась на изолированную нагрузку, нельзя оставаться, когда все электростанции остаются в режиме регулирования нагрузки с П-сигналом по частоте. В этот момент кто-то из них должен переходить в астатическое регулирование частоты. Должны быть сформулированы четкие рекомендации, какие станции переходят на астатическое регулирование, а какие остаются на статическом. При разборе Пермской аварии возникает такое впечатление, что неясно, «кто» это должен был делать. Если бы первому блоку Пермской ГРЭС «сказали»: перейди сейчас на регулирование частоты и держи ее, то он бы со своими 800МВт ее и выдержал, а все остальные бы удовлетворяли своим режимам регулирования мощности с коррекцией по частоте. Но станция такого сигнала не получала, никто его не передавал, и я так понимаю, что не принято сейчас Системным оператором, что эти сигналы могут формироваться.

Ответ: Возникает много проблем. Во-первых, дело в том, что схемы выделения могут быть очень разными. Предугадать, какая будет схема выделения и сколько станций в этой схеме окажется, очень сложно. Более того, даже по шинам станций может произойти разделение и мы получим разную частоту на разных шинах станции. Во-вторых, если у нас одновременно несколько станций перейдут в режим регулирования частоты, то это тоже весьма опасно, потому что может привести к неконтролируемым качаниям мощности, к перегрузке внутренних сечений с неконтролируемой загрузкой/разгрузкой станций в зависимости от частоты, тем более что все они работают со своей скоростью. Так что такой неконтролируемый

процесс является очень опасным. Сейчас диспетчер должен давать команду кому регулировать частоту. В случае Пермской аварии он дал команду регулировать частоту на Камскую ГЭС. Если бы он дал команду на Пермскую ГРЭС, возможно это было бы и правильнее, но предугадать и предсказать эти действия невозможно.

Биленко В.А. – ЗАО «Интеравтоматика».

При современной технике почему нельзя сделать так, чтобы не диспетчер назначал кого-то, а автоматически определялись нужные действия. Неужели нельзя на основе анализа аварийной ситуации выделить тот объект генерации, который должен держать частоту. В данном случае должен был быть выделен блок №1 Пермской ГРЭС.

Вот такую задачу перед собой Системный оператор не ставит? Разработку таких алгоритмов, которые могли бы с учетом большого количества подобных аварий все-таки автоматически, а не в надежде на диспетчера, принимать оптимальные решения?

Ответ: Честно скажу, что в настоящий момент так задача не стоит, потому что задача достаточно сложная. Нужно анализировать топологию сети при том, что все-таки у нас пока еще недостаточно надежная телемеханика, телесигналы и не всегда мы можем принимать надежные решения по той информации, которая у нас приходит по ситуации выделения района. Такая задача может решаться и иногда решается только в случае, например, работы ЧДА. Когда ЧДА выделяется на район, когда район строго определен, мы знаем кто в этом районе находится и мы можем дать команду от ЧДА на регулирование частоты. Тогда понятен алгоритм и понятен момент, когда это делать. В остальных случаях возникает сложность.

ЧДА – это все-таки небольшая нагрузка?

Ответ: Как правило да, но не всегда; бывают такие районы. Больше, чем 1000МВт не бывает.

Грехов Л.Л. – ЗАО «Интеравтоматика».

Возвращаясь к той информации об аварии на Пермской ГРЭС, когда первый блок Перми отключился, уточните, чем он все-таки отключился: защитой, персоналом?

Ответ: Настолько я помню, там в АСУТП станции заложено, что, если он больше 3-х минут работает с частотой больше 50,5 МВт, он должен отключиться.

Это штатная такая защита?

Ответ: Я могу найти в документах, где это написано, но вполне возможно, что и персонал принимал участие в отключении. Блок отключился через 180 сек. Об этом есть документально подтвержденная информация.

- 3. В заключительном выступлении** председатель секции АСУТП Биленко В.А. поблагодарил докладчика и участников заседания и подвел основные итоги совещания:

Сегодня, как и год назад, мы заслушали доклад Системного оператора, посвященный анализу произошедших за год энергосистемных аварий и участию в их отработке энергоблоков. И если по итогам 2016-ого года речь шла об одной крупной августовской аварии, причиной которой стала «посадка на ноль» крупнейшей тепловой электростанции страны Рефтинской ГРЭС, то в 2017-ом году предметом рассмотрения стали четыре крупные аварии в разных частях страны, связанные с энергосистемными нарушениями, такими как отключение отдельных линий электропередач. И если в 2016-ом году основными «виновниками» развития аварий явились энергоблоки, не справившиеся с выполнением требований ОПРЧ, то в 2017-ом году ответственность за возникновение и развитие аварий в равной степени лежит как на объектах генерации, так и на энергосистемных организациях, которые, как сообщил Евгений Иванович, ряд своих недостатков уже устранили.

Надеюсь, что совместные усилия организаций обоих направлений деятельности позволят если не полностью устранить возможность возникновения аварий, то существенно снизить негативный эффект их развития, и что через год на очередном заседании секции мы сможем обменяться положительными результатами таких работ.

Важной информацией, доведенной до нас Евгением Ивановичем, является разработка Системным оператором в 2017-ом году «Требований к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования ветряных и солнечных электростанций». В докладе были приведены результаты испытаний ОПРЧ на Соль-Илецкой СЭС 20.07.2017г. Надеемся, что в ближайшее время аналогичные испытания будут проведены и на введенной в эксплуатацию в 2017-ом году Ульяновской ВЭС (ООО «Фортум»).

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

1. В 2017-ом году в ЕЭС России произошло 4 системные аварии:

- в ОЭС Сибири 24.05.2017г. и 25.05.2017г.;
- в ОЭС Урала 15.06.2017г.;
- в ОЭС Востока 01.08.2017г.

Причины возникновения аварий носили энергосистемный характер, негативное развитие аварий вызвано, во многом, по мнению Системного оператора, невыполнением требований ОПРЧ генерирующим оборудованием. По аварии в ОЭС Сибири 24.05.2017г. конкретные замечания по невыполнению требований ОПРЧ в части реакции генерирующего оборудования представлены по 24-ём энергоблокам. Аналогичных замечаний в части аварий в ОЭС Сибири 27.06.2017г. существенно меньше, они затрагивают только 2 энергоблока. Основные претензии Системного оператора по двум другим авариям связаны с возникновением при выделении энергоблоков на изолированную нагрузку незатухающих колебаний. Определение их первопричины требует специального анализа.

2. Генерирующие компании должны тщательно проанализировать подготовленные Системным оператором и приведенные в представленном докладе замечания к качеству выполнения электростанциями требований ОПРЧ и устранить имеющиеся недостатки в используемых САРЧМ. Что касается проблем, связанных с возникновением незатухающих (или слабозатухающих) колебаний при выделении энергорайонов на изолированную нагрузку, то эта работа должна выполняться

совместно Системным оператором и генерирующими компаниями с проведением на заключительном этапе энергосистемного моделирования (на базе моделей, реализованных в НТЦ СО).

3. Те генерирующие компании, в составе которых уже имеются или будут введены в эксплуатацию ВЭС и/или СЭС, должны провести испытания на соответствие их генерирующего оборудования требованиям ОПРЧ. Результаты испытаний, проблемы, которые при этом возникают, должны быть обсуждены в 2018-ом году на заседании секции.

Приложения:

1. Явочный лист.
2. Доклад «Результаты участия энергоблоков в выполнении задач ОПРЧ и НПРЧ, коррекция нормативных материалов в течение 2017-ого года».

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

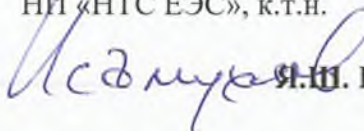

Молодюк В.В.

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



В.А. Биленко

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


И.И. Исамухамедов

Секретарь секции АСУТП
НИ «НТС ЕЭС»



И.Д. Тимофеева