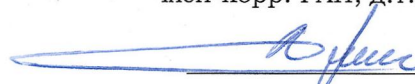


**НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»**

УТВЕРЖДАЮ»

Председатель
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС»
член-корр. РАН, д.т.н., профессор

 А.Ф. Дьяков

«05» мая 2011 г.

ПРОТОКОЛ

**заседания секции АСУТП НП «НТС ЕЭС»
по рассмотрению докладов по теме «Проблемы разработки и
внедрения распределенных микропроцессорных АСУТП
теплоэнергетических объектов», подготовленных ЗАО
«Интеравтоматика» и ОАО «Институт Электросетьпроект».**

№ _____

26 апреля 2011г.

г.Москва

В соответствии с планом работы НП «НТС ЕЭС» 26 апреля 2011г. в ВТИ состоялось заседание секции АСУТП НТС ОАО РАО «ЕЭС России» по теме «Проблемы разработки и внедрения распределенных микропроцессорных АСУТП теплоэнергетических объектов». Были представлены следующие доклады:

- Доклад генерального директора ЗАО «Интеравтоматика» А.Г.Свидерского «О применении распределенных систем управления и интеграции АСУТП энергооборудования». Объем доклада 17 стр., включая 3 рисунка;

- Доклад начальника департамента систем управления «Институт Энергосетьпроект» П.А.Горожанкина «Вопросы проектирования распределенных АСУ электротехнического оборудования электростанций». Объем доклада 7 стр., включая 1 таблицу.

В заседании приняли участие 32 человека (явочный лист прилагается) из 12 организаций: ОАО «Институт Энергосетьпроект», ОАО «МК Энерго», ОАО «Фирма ОРГРЭС», ОАО «ИЦ ЕЭС» - «Институт «Теплоэлектропроект», ЗАО «Интеравтоматика», ООО «Автоматизация энергетических установок – ВНИИАМ», ОАО «ВТИ», ЗАО «НВТ-Автоматика», НПК «Дельфин-информатика», ООО НПП «Энергоперспектива», ИГЭУ кафедра систем управления, ОАО «НТЦ Электроэнергетики».

Вел заседание председатель секции АСУТП НТС технический директор ЗАО «Интеравтоматика» В.А.Биленко.

По рассматриваемым докладам были получены отзывы от:

- «Фирмы ОРГРЭС», подписанного:
 - Вячеславом Сергеевичем Невзгодиным, первым заместителем директора, главным инженером;
 - Леонидом Николаевичем Касьяновым, главным специалистом по автоматизации ТЭС;
- Вадима Исаевича Шапиро, начальника отдела НПК «Дельфин – информатика».

До начала заседания её участникам было передано для ознакомления и использования в процессе обсуждения «Решение Научно-технической конференции «Проблемы и пути их решения по организации построения распределенных АСУТП для тепловых электростанций», проведенной 2-го декабря 2010 года в МЭИ (ТУ).

Стенограмма НТС:

Открыл заседание секции В.А.Биленко.

Немного об истории данного вопроса. По инициативе В.С.Невзгодина и С.А.Заморина, данное направление совершенствования АСУТП было выдвинуто в качестве проблемы, требующей специального рассмотрения. Научно-техническая конференция, проведенная 2-ого декабря 2010-ого года в МЭИ (ТУ), показала, что представленная задача имеет много

аспектов, и её рассмотрение позволяет определить дальнейшие тенденции совершенствования АСУТП.

Что характерно для этой проблемы? Почему сейчас она вышла на первый план? Мы привыкли к достаточно централизованной структуре микропроцессорных систем, хотя сами контроллеры при этом могли иметь децентрализованную реализацию. Однако их распределение по территории электростанции было не характерно не только потому, что в нашей стране, к сожалению, микропроцессорные распределённые системы стали активно внедряться только в 1990-2000 годы, но и в связи с тем, что в это время практически не строились новые энергоблоки, а на старых блоках не было условий территориальной распределённости: дополнительных помещений, возможности для прокладки трасс и т.д.. И получилось так, что когда в 2002 г. выпускался предыдущий РД по микропроцессорным системам, ещё не скопилось достаточного опыта постановок задач и реализации распределённых систем.

Как только данные системы более-менее пошли (последнее пятилетие), стало ясно, что те проблемы, которые волновали всех при составлении РД в 1990-х – начале 2000-х годах, в основном решены. Надёжность микропроцессорных средств достаточно высокая; инженерные языки программирования пошли далеко вперёд; другие, актуальные тогда задачи успешно решены. Но пришла на смену проблема распределённости, причём техническая часть здесь наслочилась на организационную, потому что пошёл всюду рынок. В конкурсах на новые энергоблоки комплектно с технологическим оборудованием стали поставяться локальные системы, и те, кто подписывал договора (обычно договора на технологическое оборудование подписываются значительно раньше, чем договор на АСУТП), часть «комплектно поставляемое АСУ» вообще не смотрели: что там было, то и подписывали.

Когда на самом деле всё так происходило, получалось дикое уродство. Одним из таких примеров в свое время было решение, которое нам, как разработчикам базового ПТК, было навязано, в частности, по Сочинской ТЭС, где в оперативном контуре поставили 10 мониторов, из них только 5 основной системы, а на каждую локальную – по своему монитору: на каждую небольшую газовую турбинку, на градирню, на ЭЧСР паровой

турбины и т.д.. Вскоре стало ясно, что станции эксплуатировать 5 типов ПТК, каждый со своей инженерной системой, не говоря уж об операторском интерфейсе, просто невозможно. Пошли проблемы черных ящиков: никому это знать не надо, чего вы туда лезете и т.п., и получилось, что персонал на станциях вообще ничего не должен знать о локальных АСУ, добрые дяди с Запада потом приедут и всё исправит, как нужно. Так и было: 20-30 дней ждали, когда кто-то приедет из США или из Швеции. Это привело к совершенно другим проблемам: как-то они решаются, но, безусловно, не до конца.

Какая у нас с вами сегодня задача? Конференция состоялась, многие на ней были, и по итогам этой конференции достигнута договоренность о том, что проблема создания и эксплуатации распределённых систем поднимается на НТС Академии наук страны (мы были вместе с В.С.Невзгодиным у А.Ф.Дьякова и об этом была достигнута договоренность), но совершенно ясно, что одно дело конференция, другое дело научно-технический совет.

Сегодня будем обсуждать два научно-технических доклада: Алексея Георгиевича Свидерского и Павла Алексеевича Горожанкина. У Алексея Георгиевича основной доклад, он рассматривает фактически (не хочу обижать электриков) базовую АСУТП, и доклад Павла Алексеевича по АСУ электротехнического оборудования. Мы предоставим Алексею Георгиевичу полчаса, Павлу Алексеевичу – 15 минут. По объёму доклада, я думаю, тут никакой дискриминации нет ни лично Павла Алексеевича, ни в целом наших друзей электриков.

Какая задача сегодня? Задача не только обсудить и разобраться в тех технических решениях, которые есть, но и подумать, что нам надо делать в организационном плане.

Было подготовлено решение конференции. Передаем его вам.

Мне бы хотелось, что бы в промежутке вы посмотрели, особенно два заключительных раздела, т.е. выводы о том, как характеризуется данная ситуация и, главное, предложения, которые делаются для того, чтобы организационно преодолеть существующие проблемы. Фактически, это самое главное. Я жду от вас, т.к. здесь руководители многих компаний,

именно идей организационных, потому что проблемы здесь существуют, мы долго спорили, но каким-то образом, в рамках подготовки данного решения, их сформулировали, и с удовольствием выслушаем ваши расширения, добавления, и т.п. Поэтому, хотя доклады и носят в основном технический характер, в обсуждении я бы попросил вас затрагивать вопросы и технические, и организационные. Ясна задача? Нет вопросов? Все! Тогда начнём. Слово Алексею Георгиевичу Свидерскому, генеральному директору ЗАО «Интеравтоматика».

1. Доклад А.Г.Свидерского, генерального директора ЗАО «Интеравтоматика»

Виктор Абрамович уже все по существу рассказал, на мой взгляд, все обобщил и на все ответил, поэтому я не очень понимаю, что тут можно долго рассказывать, но давайте попробуем. Сразу говорю, что это некий взгляд реализаторов, тех кто внедряется, подготовившись на имеющихся на рынке возможностях, и не разрабатывают сами ни технических средств, ни базового программного обеспечения. Первое, что надо сказать, это собственно, что такое распределённые системы? Исторически система управления на аналоговых приборах была типичным примером распределённой системы: по существу, каждый прибор выполнял свою функцию, и между ними делали проводные связи, собственно говоря, вот почему и распределённые системы. Далее появились центральные управляющие машины – не сверхнадёжные, информация туда начинала стекаться, народ не очень верил в возможность этого всего. Наконец, появились микропроцессорные контроллеры: новая эра наступила в развитии средств автоматизации. Первые системы собирались из этих контроллеров на аналоговых связях, но, по существу, была уже какая-то система, где различные функции решались в совокупности некоторыми устройствами. Принципиальным скачком вперед стало появление локальных шин, которые связали цифровым способом процессоры между собой, и тем самым появилась возможность единой обработки информации во многих узлах сети. Следующий этап – это этап появления полевых шин, когда появились соответствующие возможности распределять территориально ввод/вывод информации.

Второй аспект, что такое распределенные системы вообще. Первое, что приходит на ум при территориальном распределении, интеллект системы или же её устройства ввода/вывода (пускай без интеллекта) распределены по территориям. Второе, это то, что тоже естественно и давно существовало и существует, это функциональное распределение. В этом случае каждый элемент (или большинство элементов) системы обладает своим интеллектом, что-то обчисляет и т.д., а элементы разделены территориально. Естественно, есть и смешение областей, когда и функции распределены территориально. Далее появляется следующий вопрос: называть ли распределённой системой только такую систему, которая является единой в своём способе создания, обслуживания, проектирования, т.е. состоит из исходных кирпичиков, которые предназначены друг для друга. Это система на однородных единых средствах, и можно ли назвать систему распределенной, когда система собрана из лоскутов (есть локальные САУ для одного, для другого) и есть какая-то интеграция этого всего в единую систему, тоже из общих соображений, вроде бы, распределенная система. Поэтому у меня лично окончательного решения, что же это такое, нет, поэтому я дальше считаю, что все эти моменты есть и все они «несколько» распределённые системы.

Далее очень укрупнённо, какие компоненты входят в верхний уровень распределенной системы. Есть центральная часть системы: группа вычислителей, связанных между собой локальной сетью, которая является устройствами выполнения наиболее тяжелых, ответственных функциональных задач. В то же время есть полевые шины, к которым может быть подцеплен удалённый контроллер, т.е. удаленный интеллект, могут быть подключены датчики или исполнительные механизмы, которые имеют встроенный в свое тело некий интеллект, который позволяет расширить и упростить какие-то функции связи с этим устройством, есть удалённые устройства ввода/вывода. Есть локальные системы, которые могут быть подключены через полевую шину или через системную шину (через какой-то шлюз). Причем первая часть, о которой мы говорим, в общем-то, подразумевает, что внутри одной такой реализации стараются использовать минимальное число интерфейсов. Локальные системы могут внутри себя содержать все, что им требуется, и обычно они входят в состав

остальной системы через некий шлюз, через некий стандартный интерфейс, который может отличаться от всего остального системного, что есть.

Пару слов о том, какие сейчас есть возможности, это не значит, что мы всех их применяем, но сказать о них надо.

Первое, что нужно сказать, это наличие различного рода полевых шин, которые позволяют разнести интеллект, т.е. собрать данные либо от датчиков, либо от какой-то другой периферии, либо растащить эти удалённые УСО по территории и локально образовать такие куски, где собирается информация. На сегодняшний день то, что наиболее распространено и явилось большим общечеловеческим шагом вперед – это PROFIBUS (шина различных модификаций). Далее появилась шина PROFINET (это по существу через Ethernet протокол PROFIBUS). Сейчас появилась шина, которая активно рекламируется – это PROFSAVE (реализация, которая подходит для отказобезопасных систем, связанных с защитами, с теми устройствами, которые при своем отказе работоспособности могут нанести ущерб человеку или большой материальный ущерб). Появляются решения сетевые, но с сертификацией на них отказобезопасности.

Ну и второе направление, которое сейчас бурно развивается на многих электростанциях – это различного рода радиоканалы. Их много в основном они все построены либо на базе Bluetooth (связь в районе 10м, не больше), либо на основе Wi-Fi, различного рода передатчиков и другого оборудования, есть промышленное исполнение таких устройств. На сегодняшний день это модно, это активно пропагандируется на разных выставках, есть даже решение STAR протокол, через радиоканал.

Что движет прогресс в области автоматизации? Естественным элементом является дальнейшее развитие электроники. Это мы видим больше всего в развитии персональных компьютеров, которые из года в год дешевеют, обладают большими возможностями, функциями и т.д.; то же самое касается и промышленной автоматизации. В конечном итоге это приводит к удешевлению и повышению функциональных возможностей этих узлов, которые что-то могут сделать.

Второй двигатель – это развитие промышленных сетей. Развиваются стандарты, аппаратура, способы передачи, сетевые радиоустройства.

Следующий момент, который хотелось бы отметить – это некое сращивание промышленной автоматизации, т.е. то, что связано с решением задач реального времени, задач управления, то что связано с задачами IT или бизнес решений, куда заодно относятся различного рода способы единого описания данных и т.д.. Это сращивание дает совершенно новые качественные подсистемы, которые ухитряются всё это сложить. Развиваются стандарты, мы это видим. Существенную роль в этом играют различные международные организации, МЭК. В Германии общество инженеров-энергетиков выпускает огромное количество стандартов, касающихся и документации, и кодирования, и способов интеграции и.д..

Одной из причин достаточно простой миграции различного рода систем является то, что очень многие вещи регламентированы нормами. Предположим, нельзя придумать свои способы управления задвижкой. На сегодняшний день те системы, которые необходимо создавать, должны быть весьма интеллектуальны, потому что персонал, который с ним и работает, обладает более низкой квалификацией, и эксплуатировать эти системы персоналу тяжелее. Здесь и возникает парадокс, когда новые технологии приносят необходимость новых профессий по обслуживанию этих систем, а этих профессий нет. Но в целом можно сказать, что на сегодняшний момент всё, что нужно для того, чтобы сделать распределённую систему (с распределённым интеллектом или территориально) есть, находится в процессе развития, но в принципе, для того чтобы решить какую-либо задачу, на рынке можно найти любую информацию.

Возникает вопрос, какое решение надо применять в том или ином случае, надо ли информацию распределять по территории конкретного объекта, или лучше её сосредоточить. Существует масса вопросов, связанных с этим выбором. И этот выбор подпитывается активной рекламой, и предложениями, которые на первый взгляд, кажутся неожиданными. На самом деле это не совсем так. Структура конкретной системы должна рождаться в совместном труде. Во главу угла должны

ставиться те требования Заказчика, которые укрупнено выглядят таким образом, что не хочется платить сразу много, поэтому всегда свои желания и аппетиты, требования нужно просчитывать (во что они выливаются при реализации). Второе очень важное сейчас для Заказчика – это сколько будет стоить обслуживание. Это проблема персонала, проблема запчастей, проблема совершенствования программного обеспечения и т.д.. Для энергетики срок службы систем должен быть соизмерим со сроком службы основного оборудования или доходить до первого или второго крупного капремонта, т.е. это лет 15 как минимум. Должна быть эффективность решения, и система должна обеспечивать эффективную эксплуатацию. И, в общем-то, распределённые системы как таковые – это один из инструментов для достижения этих задач. В качестве примера очень многие говорят: «Давайте, мы применим новые датчики, новые исполнительные механизмы, сократим кабель, получим экономию, и получим самое замечательное решение». На пути создания такой распределённой системы много препятствий.

Простейший пример: считается что то, на чем осуществляется большая экономия, это кабель. Кабеля на блок уходит около 200-300 км, его надо прокладывать, экранировать и т.д.. Казалось бы, это радикальное решение применения различного рода интеллектуальных сетевых устройств на распределённых объектах, но тут мы начинаем наткнуться на проблемы. Первая проблема, она очевидна – датчики. Давайте мы поставим умные датчики, которые обеспечат нам, не только сокращение кабельных связей, но и много диагностических возможностей и т.д.. Тут же начинаем упираться в то, что когда мы создали систему, а потом в этой системе надо заменить датчики. Вчера стоял один тип датчиков, а завтра вам захотелось другой, и выясняется, что цифровой интерфейс у них другой, хотя планируем одинаковые протоколы, а описания на самом деле разные. И когда у вас этих датчиков 6 сотен или 8 сотен на блоке и кому-то нужно вовремя каждый датчик заново конфигурировать, то возникает совершенно естественный вопрос: «Почему не использовать обычные 4-20 мА, которыми сейчас обеспечивает Китай: вынул датчик - вставил датчик? Если надо, то чуть-чуть подстроить диапазон, и на этом проблема решается. Когда речь идет о большой системе, а она тащит за собой массу

проблем (объем информации, массовое обслуживание), то тут надо внимательно смотреть на эту тему.

Одна из альтернатив, которую мы применяем, – это выносные УСО, т.е. сокращаем кабель, переводя его в цифровой, а с другой стороны, ту часть, которая существенно зависит от применяемых коммутационных устройств, мы соединяем на базе обычных проводных связей. Здесь пример, КРУЗАП Протвинской сборки, который вместе с ТЭП-ом был разработан в виде типового решения. В верхней части этого КРУЗАПа ставится рейка, которая на заводе соединяется с той комплектацией, которая нужна для этого шкафа, получается проектно компонуемое изделие, оно приходит с завода уже готовым, на площадке мы подключаем PROFIBUS и после этого система уже готова к эксплуатации, т.е. большой процент заводской готовности. Решение не самое дешёвое, когда у вас стоит много КРУЗАП-ов, дешевле сделать в притык рядом стоящий шкаф, в который забросить все провода, но теряется эффект заводской готовности.

Вопрос трассировки. Если вы меняете какую-либо шину, то вам надо раскинуть информацию по территории, и если ваши устройства стоят последовательно, то вам достаточно соединить между собой шлейф. Если это что-то наподобие датчиков температуры или исполнительные механизмы, которые не стоят в одной точке, то надо из какого-то места, где собирается эта информация, растаскивать их либо цифровыми, либо обычными проводными связями, но на этом куске ни какой экономии кабеля не происходит. При этом возникают ещё куча проблем. То, что связано с электропитанием. Любая сеть и сетевые компоненты требуют электропитания. Обычные датчики 4-20 мА не требуют, условно говоря, питания, потому что той же электропроводной схемой вы запитываете эти датчики, и ваши источники надежного электропитания находятся где-то централизованно, и ваша линия уже подпитана. В принципе, есть цифровые интерфейсы, которые тоже позволяют подпитывать датчики, но это касательно единичного изделия. Как только вы начинаете собирать (концентрировать) информацию, у вас начинаются проблемы питания этого устройства (концентратора или «хаба»). Он стоит в поле, а соответственно к нему нужно притащить надежное питание, либо его оснастить какими-то устройствами бесперебойного питания, и этот узел,

который решает только проблему концентрации и передачи информации, становится весьма значительной цены.

Резервирование. Та же самая проблема. Возникает проблема отказа по общей причине, полевую шину вы тогда должны сделать резервированной, когда полевые устройства, к которым подтаскивается резервированная шина, надо питать, зарезервировать питание, либо применять переходники различного рода, которые зарезервированную шину делают нерезервированной, их опять нужно питать, и вот все эти проблемы они каждый раз тянутся, как только вы начинаете растаскивать интеллект по территории. На сегодняшний день периферийных устройств (датчиков, исполнительных механизмов) двухпортовых, т.е. когда вы можете резервированную сеть сразу включить в это устройство, не встречал, но, наверное, они есть, во всяком случае, их мало. Дальше возникает следующая проблема. Вы привели резервированную сеть к какой-то точке, потом вы перешли на нерезервированную сеть, у вас возникает проблема: сколько периферийных устройств подключить (32- много, потому что при отказе сети вы теряете 32 измерения; 5, а каких). Всё как ком снежный за этим катится.

Стоимость. Как вы поняли уже из всего предыдущего, вот эти все устройства недешёвые, питание недешёвое, резервирование недешёвое, и получается, что соизмеримы стоимости обычного контроллерного кабеля и такого рода решений, плюс возникает проблема обслуживания (другого класса персонал).

Стандартизация. Этот вопрос достаточно ёмкий. Виктор Абрамович уже сказал про РД, которые старые, они и есть старые. На сегодняшний день есть масса возможностей. На мой взгляд, все это надо обобщать и перевыпускать те нормы, которые диктует жизнь всем, кто работает на этом рынке.

Второй вопрос из той же серии – это как сделать единую систему комплексно-интегрированную на энергоблоке, станции и т.д.. Сегодня существует два всем известных подхода: один подход максимально делать единый ПТК, использовать его для всех задач, которые возникают. Плюсы понятны. Это единая идеология, гарантированный временной интервал,

единые средства обслуживания и т.д.. Второй вариант – это когда создается масса локальных систем. Чаще всего это диктуется поставщиками оборудования. В первую очередь, это паровые и газовые турбины. Котельщики на больших котлах это не очень практикуют. Вот есть две идеологии. Наша организация придерживается того мнения, что нужно минимизировать число локальных систем, потому что это дает массу преимуществ в эксплуатации и сокращает ошибки персонала. Интеграция всё равно существует, и если какие-то важные вопросы возникают, то первый – это кто будет интегрировать. И этот «кто» на рынке – это не интегратор, который знает, как соединить провода, как написать программное обеспечение, а тот, кто может создать идеологию системы, может её разработать, знает, как представить информацию всем участникам, как потом обслуживать и т.д.. Второе при интеграции – это определение границ ответственности. Когда вы закупаете лоскуты в разных местах, и с учётом того, что обычное технологическое оборудование закупается раньше, возникает проблема взаимодействия интегрирующей системы с локальными, или локальных между собой. Проблема простая, к примеру, один управляет задвижкой одним способом, другой – другим; один использует безударное включение в регуляторах, другой не использует и т.д.. И вплоть до набора сигналов информации, которые передаются в другую систему, каждый творит что-то свое. А если эта локальная система идет ещё со своим интерфейсом, тогда изображение не будет соответствовать тому, которое нужно Заказчику. И второе – это то, что не все стремятся соединиться цифровым способом. Когда у вас разные договоры, разная ответственность и штрафные санкции, каждый будет стараться использовать тот метод соединения, который обеспечивает и гарантирует ему защиту, когда что-то где-то не работает. Поэтому уже устоялось, что защитные сигналы, ответственные сигналы и т.д. передаются проводами, а всякого рода информационные сигналы передаются цифрой, поскольку от них уже не зависит ни безопасность, ни надежность, ни работа оборудования в целом.

Ещё один аспект, который важен – это выработка единых требований ко всем частям частей, которыми должна заниматься та самая организация интегратор, либо Заказчик и его консультант. Ещё один

вопрос по интеграции: то, что мы сейчас активно применяем. Если ближе к тепломеханическому оборудованию, на мой взгляд, это появление PROFIBUS DP со способом описания интерфейса и устройств, которое к этой сети подключается, аналогично – это явление стандарта МЭК-61850. Единственное то, что он появился в сфере электрических задач, тут не ставилась цель интеграции, но за счет свойств интерфейса, единообразия описания, появления различного рада файлов, которые удобно включать в систему, задача интеграции или создания единой системы управления станцией стало весьма реальной и активно прогрессирует. У нас такие решения применены в наиболее ярком своем проявлении на Юго-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга, где нет управления ячейками и вообще никаким электротехническим устройствами, всё это идет через единую систему с выходом на МЭК-61850, которая обвязывает терминалы. То же самое на Яйвинской ГРЭС, где выполнена единая система, объединяющая ОРУ, собственные нужды, общестанционное и вспомогательное оборудование.

Очень коротко предыстория. Были системы, распределенные функционально и территориально, пример Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга, с некоторым аналогом нынешних роутеров, коммутаторов, который объединял системные шины разных фрагментов, которые в свою очередь растаскивали сигналы на довольно большие расстояния по территории станции. Например, на Ивановской ГРЭС, это были Телеперм XP-R и Симатик, которые интегрировались и образовывали единую систему для блоков и вспомогательных систем. В этой системе релейные защиты живут своей жизнью, мы от них собираем информацию в цифровом виде. На Калининградской ТЭЦ-2 интересно то, что первый блок и общестанционные системы были сделан на Телеперме XP-R, второй блок на SPPA-T3000, и удалось связать все старые системы с новыми, и на сегодняшний день мы имеем систему управления всей станцией с прозрачностью информации во всех частях.

Выводы. Первый вывод, который напрашивается, должен быть некий компромисс. Когда вы создаете конкретную распределенную систему, важна информация о возможных узлах, о том, что вы хотите: разнородные или однотипные средства, как будет построено алгоритмическое обеспечение, как будет устроено электропитание и т.д.. В составе крупного

энергоблока включение локальных систем необходимо минимизировать и исходить из того, что если есть, то связано с гарантиями поставщика, производителя и является специфической задачей, а для остальных лучше брать задание и делать единую систему, которая удобнее в обслуживании и приятнее для Заказчика.

2. Доклад П.А.Горожанкина, Начальника департамента систем управления «Институт Энергосетьпроект»

Все АСУ электротехнического оборудования делаются по распределённому принципу. Причина очень простая: электрическое оборудование распределено по всей территории электростанции, схема выдачи мощности отдельно (да не одна, а их бывает несколько), генерация отдельно, собственные нужды отдельно, есть еще всякие вынесенные УСО. Естественно, терминалы защит управления, измерительные датчики, всё приближено к электрооборудованию для уменьшения кабельной связи и повышения надежности. Получается, что мы имеем разбросанную по всей территории станции кучу контроллеров, и вопрос стоит теперь только в том, как это все соединить, чтоб было надежно и у эксплуатации не было проблем.

По структуре. Особенность электрической части состоит в том, что мы не можем допустить, чтобы враз ослепли и потеряли управление всем электротехническим оборудованием, поэтому вопрос о резервировании сети и всего сетевого оборудования, и всего, что к нему подключено, не стоит, потому что он очевиден. При всей своей простоте и очевидности получается так, что все компоненты этой сети должны поддерживать это дублирование-резервирование, кстати, чтобы сразу отделить одно от другого, есть дублирование, а есть резервирование. Резервирование – это когда работает один комплект, а потом включается другой; дублирование – когда работают оба комплекта. Резервирование сделать сложнее. Как правило, в АСУ ЭТО используется резервирование, и возникает вопрос: в какой момент перескочить на резервированный комплект, на резервный порт, резервную сеть. Это очень важный вопрос, совершенно не очевидный. Каждая фирма решает его по-своему. Те механизмы, что у нас есть, они испытаны на объектах и работают достаточно неплохо.

Реализация. Максимальное количество функций «внизу» на полевом уровне. Никто не будет делать релейную защиту «наверху», хотя бы из соображений надежности. Релейная защита, во-первых, для каждого присоединения своя, во-вторых, на каждом присоединении есть основной и резервный комплект, бывает и несколько комплектов. Самая высокая надежность в низу.

Использование каких систем в качестве системы единого времени? Известная проблема GPS или GLANAS. То, что нужно использовать в качестве единого времени что-то такое космическое, вопросов не возникает. Хотя для станции как таковой это не особо критично, главное, чтобы время было единым, но нужно ли астрономическое? Для станций не обязательно астрономическое, но так исторически сложилось, что лучше, если оно будет таковым.

Требования к интерфейсному модулю контроллеров. В каждом контроллере, в каждом терминале релейной защиты есть интерфейсный модуль, и сейчас уже нет таких проблем, когда он один. Практически все ведущие фирмы вышли на испытания, и все терминалы имеют резервированный интерфейс, поддержка современного протокола механизма межконтроллерного обмена. Содержать большое количество сетей невозможно (дорого и не надежно), поэтому все ушло на один резервированный системный интерфейс.

По проектным решениям: приближение сетевого оборудования к полевым элементам.

В помещении релейных щитов, где стоят терминалы, не должно быть никакой серверной компьютерной техники, только switch. Они, как правило, не требуют обслуживания, а если и требуют, то это можно сделать дистанционно.

Проектная поддержка принципа резервирования состоит в том, что нельзя объединять в одном шкафу основной и резервный комплекты, нельзя делать электропитание по одной трассе основных и резервных комплектов, нельзя делать питание с одного щита постоянного тока.

Максимальная унификация программного обеспечения и оборудования необходима.

Вопросы к докладу П.А.Горожанкина:

Менделеевич Владимир Анатольевич

Естественная распределённость электрической части АСУТП. Существует проблема организационного плана, о которой не упомянули докладчики. Независимо друг от друга существуют и РЗА, и телемеханика, и АСКУЭ. И это продолжает существовать, и продолжают поставляться разные терминалы, хотя это абсурдная функциональная распределённость, которая всему мешает. Вы не считаете, что на эту тему нужно ставить вопрос достаточно активно?

Ответ: Речь шла о территориальной распределённости, а вы говорите о функциональной распределённости. До тех пор, пока мы используем электромагнитные трансформаторы тока, которые могут иметь для релейных целей один класс точности и другой для целей измерения и учёта, мы все равно будем на разные терминалы вешаться. Для релейных защит важна точность, но невозможно пока на электромагнитном принципе соблюсти и диапазон 50-ти кратный и точность 0,2 %. Если в разных цепях стоят, значит должны быть разные контроллеры. Это к тому, что АСКУЭ все-таки отдельно от РЗА. Можно ли объединить телемеханику с АСКУЭ? Думаю, возможно. Телемеханику логично и правильно делать в составе АСУ ЭТО, т.е. имеется терминал управления, в который заходят токи и напряжения, он контролирует положения всех коммутационных аппаратов и ставить рядом еще черный ящик, с лишним блок-контактов заводить кабели, свою сеть, свое GPS и т.д., на мой взгляд, все сигналы эти уже есть в системе. Не обязательно это брать сверху, можно взять снизу, сейчас МЭК 61850 позволяет напрямую с терминала уйти в телемеханику, и мы минимизируем затраты.

3. ОБСУЖДЕНИЕ

3.1. Официальные оппоненты:

3.1.1. Леонид Николаевич Касьянов, главный специалист по автоматизации ТЭС филиала ОАО «ИЦ ЕЭС» - «Фирма ОРГРЭС»:

Судя по тому, что вопросов не было, можно отметить, что доклад А.Г.Свидерского был полный и интересный. По докладу можно только отметить, что действительно ЗАО «Интеравтоматика» за последние годы проделала большую работу, творчески развивалась и сегодня находится на достаточно высоком техническом и организационном уровне. Действительно, в распределенной системе выделены те моменты, которые требуют индивидуального подхода к анализу – это положительная сторона дела. Но хотелось бы, кроме того, чтобы их просто отметить и охарактеризовать, найти какие-то оптимальные типовые решения для различных наиболее встречающихся на практике случаев. Потому что одно дело – это люди, которые разрабатывают систему, а другое дело – проектировщики, которые не всегда разбираются во всех тонкостях этих дел, и для них типовые решения очень нужны. Второй вопрос о системах АСУТП, которые компонуются из различных систем различными поставщиками из различных программно-технических средств. Система, которая выполнена на единых технических средствах, имеет все преимущества. Но, к сожалению, сегодня это не типично и неясно как при модернизации действующих блоков, станций такую вещь мы можем сделать, и это будет рациональным решением. Сегодня идет широкое внедрение парогазовых установок, где газовые турбины поставяет один поставщик, паровые - другой, котлы-утилизаторы делаются третьей организацией. Но каждый поставщик поставяет свою систему управления, своим агрегатом, и дальше все это необходимо интегрировать, и здесь возникают большие трудности, и эти трудности достаточно сложно преодолевать. Для зарубежных агрегатов это характерная картина. Наши работы в области автоматизации энергоблоков развивались в сторону повышения уровня автоматизации. Это были разрозненные системы, которые интегрировались в крупные системы, появилось функционально групповое управление, и на этом управлении отдельными

функциональными группами мы сегодня остановились, и дальнейшая работа по интеграции по более крупным системам сегодня практически отсутствуют. И эти работы уже давно не ведутся. Поэтому в качестве рекомендаций и дальнейших работ в этом направлении необходимо организовать и централизовать такого рода работы. Может быть, НТС ЕС сможет взять на себя функцию организатора таких работ при рассмотрении вопроса финансирования этих работ.

**3.1.2. Вадим Исаевич Шапиро, начальник отдела НПК
«Дельфин – информатика»:**

По докладу А.Г.Свидерского.

Очень четко прослеживается серьезный подход к ограничению и целесообразности децентрализации систем управления. Надо сказать, что идея красивая, но когда начинаешь смотреть отдельные элементы и отдельные виды обработки, оказывается, что здесь не подходит, там не подходит. Тем не менее, выделять те узлы, где имеет смысл делать децентрализацию это очень ценно. Такой пример был очень удачен с размещением модулей УСО в шкафах терминалов управления (задвижки, двигатели и т.д.). Это удачные решения.

Когда речь идет о децентрализации, хорошо показана особая роль защиты, где следует стремиться к использованию централизованных защит и обеспечить их проводной связью как с входной информацией, так и с командами управления, причем тут речь, видимо, идет об основных командах управления защит, которые непосредственно обеспечивают защиту оборудования. Основные сигналы должны быть переданы с минимальной вероятностью их потери, т.е. по проводным сетям.

Должна быть единая организация разработчиков системы. Она должна задавать общие правила всем остальным участникам, которые должны разрабатывать свои системы, и в условия поставки именно закладывать требования, чтобы представляемые агрегаты оснащались системой, отвечающей определенным требованиям. Идея объединять системы АСУТП тепломеханического оборудования и электротехнического оборудования. Только на уровне передачи какой-либо информации, потому как системы принципиально разные.

Должен быть какой-то единый архив, где можно было бы прочитать все данные. Необходимо, чтобы были специалисты, хорошо знающие не только автоматизацию, но и технологию. Но технологии существенно различны и для тепломеханического оборудования, и для электротехнического. Такие специалисты должны быть.

Связь операторского интерфейса, который разработан для тепломеханического оборудования. В настоящее время мы пытаемся применить эти средства для отображения состояния ЭТО и наталкиваемся на определенные трудности, потому что они разработаны для ТМО.

По докладу П.А.Горожанкина.

Очень правильно поставлен вопрос о применении оптических интерфейсов. Подробно рассмотрены вопросы антивирусной защиты системы, но возникает вопрос, почему в системе должны появляться вирусы. Борьба с этим можно, но вирусы все равно будут. Вирусы эти очень опасны. Пока мы сталкивались с бытовыми вирусами, а могут попасться и другие. Необходимо применять такие программы, в которых вирусов нет и быть не может. В QNX вирусов нет. Необходимо думать об абсолютно надежных системах.

По вопросу выбора GPS или GLANAS. Было сказано, что GPS лучше, потому что он надежнее. Я считаю, что по соображениям безопасности нужно идти на отечественную систему. Во-первых, для станций GPS достаточно хорошие средства, которые обеспечивают временную синхронизацию всего оборудования АСУ ТП, и если, допустим, менее надежный GLANAS час-два останется без получения сигнала точного времени, время на станции не разойдется и ошибка во времени будет незначительна. Не случайно американцы разработали замечательную систему GPS, пользуйтесь на здоровье, весь мир может пользоваться, но почему-то Европа делает свою систему, Китай делает свою и почему-то мы делаем GLANAS. Потому что наличие такой системы обеспечивает информационную безопасность.

В.А. Биленко.

Переходим к прениям. Особо хотелось бы обсудить, что необходимо сделать в ближайшее время:

- Выпуск новой редакции общих технических требований. В ее составе или отдельно: Выпуск материала по техническим требованиям к локальным АСУ, поставляемым комплектно с технологическим оборудованием.
- Выпуск государственных стандартов и регламентов по разработке распределенных систем управления.
- Выпуск положения о проведении тендерных мероприятий по выбору разработчиков АСУТП или ПТК, ориентация при проведении конкурса не на поставщика ПТК, а на разработчика АСУТП с комплексной ответственностью за её общую структуру и технологическое алгоритмическое содержание.

3.2. Выступления в прениях

3.2.1. Невзгодин Вячеслав Сергеевич, первый заместитель директора, Главный инженер филиала ОАО «ИЦ ЕЭС» - «Фирма ОРГРЭС»

Оба доклада хорошие и дело всё в том, что они готовились не вдруг и сразу, а начало было положено ещё 2 декабря, когда в МЭИ была проведена конференция на эту тему. После этого готовились статьи в журнале, может быть, поэтому тема сегодня на слуху и доклады понятны. Поэтому вопросов и было не так много. Оба доклада нужно одобрить.

Цель доклада – навести порядок на отраслевом уровне, соединить задачи государственного уровня и бизнеса. Задача непростая, но решаемая.

Сформировать идеологию системы.

Определить степень автоматизации, определить позиции территориально распределенной системы управления и контроля, как на электротехническом уровне, так и на тепломеханическом уровне. Инсталлировать это в единый технологический процесс и выйти на задачи, решаемые на станционном уровне.

Определить нормы и требования, разработать и актуализировать новые стандарты под нынешние современные требования.

Из докладов было видно, что много ещё вопросов нерешённых, их нужно решать – это предмет работы. На НТС Российской академии наук нужно выходить с неким планом, в котором прописать, что нужно сделать конкретно, разделить на группы первой очередности, второй и третьей очередности. При этом надо просить, чтобы эти работы проводились как научно-исследовательские и опытно конструкторские, и определить их стоимость.

Необходимо провести очень серьёзную работу с Заказчиками. Сегодня Заказчик не понимает, что он хочет, для него АСУТП – это чёрный ящик. Соответствующая степень автоматизации определяет стоимость услуг.

Нужно дать формулировки. Нужны разделы кодирования, что такое кодирование.

Использование пневматических систем управления – один из вопросов, который требует обсуждения. Сегодня в России такой системы нет. Необходимо выходить на НТС с предложением по организации и самой компрессорной установки, и по разводке, необходимо определить, какие приводы могут и должны управляться пневматикой, а какие должны оставаться с электроприводом. Это разумно и тоже сэкономит средства по созданию, внедрению и эксплуатации АСУТП различных систем и различного уровня.

3.2.2. Менделеевич Владимир Анатольевич.

Обсуждался вопрос, что такое распределённые системы. В системах, которые реально сейчас внедряются на объектах, используется территориально объектная распределённость. Т.е. она территориально распределённая, а по структуре должна соответствовать структуре объекта управления.

При построении современных распределённых систем возникает острая проблема с проектировщиками. При проектировании используются шаблоны, наработанные в течение многих лет. Должны быть разработаны некие рекомендации, например, как были разработаны методические указания по технологическим защитам, нужно разработать документ наподобие методических указаний для проектировщиков по

распределенным системам, чтобы специфика, которая вытекает из технических особенностей, была отражена в этих методических указаниях.

Что касается использования современных технологий цифровой связи. Необходимо использовать современные беспроводные средства передачи информации, нужен переход на беспроводные протоколы связи.

Что касается преимущества распределённых систем. Очень важно, что когда мы переходим на цифровую связь с датчиками и электроприводами, то мы получаем возможность получения диагностической информации. Очень важно, когда есть прямая цифровая связь и есть возможность получения не только сигнала, но и диагностической настроечной информации с датчиков. Это существенно повышает надежность системы.

Еще стоит отметить, что распределённая структура способствует возможности многоэтапной модернизации.

3.2.3. Примаков Валерий Иванович, Главный конструктор ООО НПП «Энергоперспектива».

К докладам замечаний нет.

Необходимо создание новых РД с учетом современных тенденций.

3.2.4. Тверской Юрий Семенович, Д.т.н., Заведующий кафедрой Ивановского Энергетического Университета (ИЭУ).

Сегодня технология создания АСУТП изменилась полностью. И все проблемы связаны с тем, что она практически не соблюдается. При нарушении технологии создания такой структуры, как АСУТП, каждый ведет себя как хочет. Возникает вопрос: как выкрутиться из создавшейся проблемы? Начальный этап технологии – выбор оборудования. Необходимо работать с Заказчиком, его надо обучать, чтобы он мог объективно сформулировать требования к системе, выбрать ПТК и разработчика. Только после этого он может выбирать себе оборудование.

Необходимо пересматривать предыдущие решения других НТС.

3.2.5. Богданов Павел Владимирович, Начальник отдела АСУТП филиала ОАО «ИЦ ЕЭС»- «Институт «Теплоэлектропроект».

Все призывают разрабатывать технические регламенты, технические требования, документы, но по опыту работы за последние 8 лет, когда строились станции с участием ТЭП, ни один поставщик оборудования не принял наше РД, не принял наши требования и т.д.. Все требуют ГОСТ и федеральный закон, в котором всё это прописано. Если мы будем разрабатывать РД, которые не будут носить статус федерального закона или статус ГОСТа, то это всё никому не нужно. Необходимо чтобы весь опыт наработок был применен в жизни. Все наработки должны быть регламентированы.

3.2.6. Чучкина Наталья Игоревна, главный специалист ОАО «Фирма ОРГРЭС»

Правовые аспекты потребления систем управления, идущих совместно с котлом, турбиной. Получается, что нет ни каких прав их контролировать. Совсем недавно был запрос, Заказчик потребовал подтверждение, что поставляемый ПТК соответствует международным ГОСТам. Значит, есть механизм, который они используют для проверки, потому что действительно нам поставляют черный ящик, и что с ним делать, и кто за него отвечает. Вот эти правовые аспекты не ясны.

Правопреемником РАО ЕЭС по отношению к нормативной документации является ИНВЭЛ. Два года назад ИНВЭЛ составил предложение для министерства по всем нашим существующим руководящим документам. Что с ними делать? Что нужно по старости просто убрать, что можно (настолько хороши, что один к одному) оставить, ну а все остальные актуализировать. Два года от министерства нет никакой информации. Работы над стандартами застопорилась, хотя, наверное, они прекращены.

Имеется предложение. Есть опыт по разработке документа по электропитанию ПТК, который бесплатно разработали специалисты, имеющие к этому отношение. Единственный способ спасения от

некомпетентных проектировщиков, собрать команду и сделать по минимуму требования к этим распределенным сетям, потому что обращения «наверх» в ближайшее время нам точно ничего не дадут.

3.2.7. Захаров Ярослав Владимирович, зам. Начальника отдела АСУТП филиала ОАО «ИЦ ЕЭС»- «Институт «Теплоэлектропроект».

Необходимо вернуть РД, разработанные ОРГРЭСом и исключенные из реестра, и каждый пункт переработать под новую систему.

3.2.8. Фотин Лев Пантелеймонович, К.т.н., Ведущий научный сотрудник ОАО «НТЦ Электроэнергетики»

Вопрос интеграции становится очень важным при решении вопроса о гарантированном обеспечении надежным питанием в энергосистеме. Гарантированное питание обеспечивается за счёт ввода в действие НПРЧ. Это обеспечение происходит за счет потребителя, потому что эта системная услуга с помощью системного оператора идет к потребителю, а это нарушение закона об электроэнергетике, который говорит о том, что все наши мероприятия должны проводиться с учетом минимизации расхода потребителя. Выход заключается в том, чтобы через государственное законоположение заставить приводить в порядок энергетику того, кто за это отвечает, а именно производитель. Речь идет о том, что значительная часть наших производителей не участвует в НПРЧ.

Производитель обязан выполнять те условия, которые заложены в РД и в условия поставки оборудования, т.е. в регулировании частоты он обязан участвовать непосредственно или косвенно. Производитель должен искать пути, каким образом компенсировать и обеспечивать своё участие любыми другими путями. Всякий производитель должен обеспечить поступление своего товара с заданными свойствами.

4. ОТВЕТЫ АВТОРОВ ДОКЛАДА НА ЗАМЕЧАНИЯ И ВОПРОСЫ.

4.1. Свидерский А.Г.

Роль той организации, которая определяет профиль системы, как нужно поступать в той или иной части, выросла. Изначально Заказчику необходимо определиться с разработчиком.

По разработке РД, требования должны быть достаточные и ограничивающие. Достаточность должна прослеживаться во всех нормах.

Необходимо стремиться к международным нормам в разработке АСУТП.

4.2. Горожанкин П.В.

По поводу «спасения» некомпетентных проектировщиков – вопрос по нормам – это вопрос политический. Был бы документ нормальный. ФСК долго думало и начало разрабатывать нормативные документы для АСУ ТП подстанций. Можно спорить, там что-то не учтено, но это рабочий документ. И ссылается он на свои документы, потому что там все написано, а что не написано, то это уже мелочи. На мой взгляд, сначала должны быть какие-то первоочередные документы. Необходимо понять, что конкретно нам надо.

Что касается интеграции. Интеграция это не только конвертация протоколов. В электрике важна метка времени, если в системе есть свое единое время, и оно совпадает с астрономией, тогда его можно интегрировать. Если нет службы единого времени в интегрируемой системе, то интеграция бессмысленна. Вопрос интеграции многогранен.

5. ПОДВЕДЕНИЕ ИТОГОВ НТС.

В.А.Биленко

Совещание было активное и интересное.

Что мы хотели бы отметить в протоколе:

- 1) Все что касается утверждаемой части, мы все включим.
- 2) По отдельным моментам:
 - Взвешенность понятия распределённости.

Мне показалось, что в докладе Алексея Георгиевича это прозвучало очень хорошо и эту часть нужно подчеркнуть, что понятие

распределённости оно не такое, что всё распределяй, как хочешь, а с умом, с взвешенностью, с учетом многих факторов, которые на это влияют.

- Минимизация количества локальных АСУ.

Нам самим приходилось бороться с термоконтролем генератора. Это была какой-то ужас, что там «Электросила» творила, чтобы протащить свою допотопную систему, которая у них есть, да еще и каждая со своим монитором, т.е. на ПГУ три никому не нужных монитора. Когда это идет от завода, это ещё как-то понятно, но когда находятся дилетанты и у Заказчика, которые навязывают локальную АСУ тому же Белгородскому котельному заводу. Это недопустимо и нужно технически правильно понимать, что нужно минимизировать количество локальных систем и использовать их только для тех технологий, где очень велика степень ответственности управления, где необходима быстрота реакции и т.п., например, вибродиагностика, или регулирование скорости газовой или паровой турбины.

- Интегратор.

Раньше под интегратором понимали тех, кто интегрирует низ и верх, сейчас под интегратором часть понимают того, кто может согласовать протоколы или вход с выходом. Давайте поймём, что, в первую очередь, важна технологическая интегрируемость. Нужно понимать, как технологу удобно было бы вести режим, и именно исходя из этого, интегрировать. Дальше идут алгоритмы управления, удобное представление информации и только на последнем месте уже идет сама реализация цифрового обмена. Да, это обязательное средство, но оно должно служить для тех целей, которые требует технология процесса.

- Интеграция тепломеханического и электротехнического оборудования.

Нет отдельных рабочих мест электриков и теплотехников. Есть единая система с возможностью вывода на единый экран любой информации. Есть отдельное рабочее место инженера РЗиА, там есть специфика электрическая, но и все это так же нормально интегрируется в общую систему. Поэтому говоря об интеграции, мне хотелось бы подчеркнуть, что она является обязательным требованием создания единой АСУ ТП.

- РД.

Я бы попросил Наталью Игоревну совместно с нашими коллегами из ТЭПа (Павлом Владимировичем и Ярославом Владимировичем), сформулировать, как это должно найти отражение в протоколе.

В результате проведенного обсуждения секция АСУТП НП «НТС ЕЭС»:

Констатирует:

1. За последние 10 лет в российской энергетике произошел существенный скачок в объеме оснащения энергетического оборудования современными микропроцессорными средствами управления. Все вновь строящиеся крупные энергетические объекты оснащаются АСУТП; системы контроля и управления большого числа крупных энергоблоков, введенных в эксплуатацию во второй половине 20-го века, реконструируются на базе современных ПТК, в том числе, и с созданием полномасштабных микропроцессорных АСУТП. Это обусловлено, с одной стороны, развитием научно-технического прогресса в области освоения новых информационных технологий и постоянным совершенствованием аппаратно-технических средств контроля и управления, а с другой стороны, усилиями ведущих российских организаций, сумевших за достаточно короткий срок существенно увеличить уровень автоматизации российского энергооборудования причём как вновь вводимого, так и, что особенно важно, реконструируемого.

2. Основным системообразующим элементом АСУТП является ПТК современной распределенной архитектуры, в которой основные программно-технические средства ПТК связаны сетевой иерархической структурой. В то же время на начальном этапе внедрения микропроцессорных АСУТП (1990-ые, начало 2000-ых годов), в основном, использовались централизованные (неоперативные контура БЩУ, ЦЩУ) размещения ПТК. С одной стороны, это было вызвано недостаточным уровнем применяемых технических средств, в первую очередь, ограниченными возможностями использования полевых шин. Вторая причина заключалась в том, что основным направлением внедрения являлась модернизация систем контроля и управления существующих энергоблоков, для которых выбор оптимальных решений по

территориальной распределённости ПТК ограничен выбором мест для установки технических средств и прокладки цифрового кабеля. Третьей особенностью современного этапа развития средств управления является то, что для новых энергетических объектов часть технологического оборудования оснащается собственными локальными АСУ и общая АСУТП энергоблока включает в себя несколько типов ПТК: базового ПТК АСУТП и ПТК локальных АСУ.

3. Существующий уровень развития микропроцессорных средств обеспечивает широкие возможности для реализации различных вариантов территориально распределенных АСУТП. Это многообразие решений включает в себя:

- различные способы «аппаратного деления» базового ПТК за счет возможности удаленного размещения, как контроллеров, так и УСО;
- организацию связей между базовым ПТК и ПТК локальных АСУ;
- интеллектуализацию полевых технических средств АСУТП (датчиков, электроприводов), и расширение вариантов сетевой архитектуры АСУТП с распространением её и на полевое оборудование.

4. Широко распространенной задачей реализации микропроцессорных АСУТП, в том числе и территориально распределенных, является интеграция в АСУТП локальных АСУ, комплектно поставляемых с технологическим оборудованием. Основными проблемами с учетом имеющей достаточно часто место импортной поставки локальной АСУ являются:

- обязательность учёта требований российских нормативных документов, в частности, об участии энергоблоков в общем и нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты;
- необходимость наличия единого для всей АСУТП человеко-машинного интерфейса, а, следовательно, обеспечения высоконадежной и обладающей высокими динамическими характеристиками связи между локальной АСУ и верхним уровнем общей АСУТП;

- одинаковость или хотя бы близость в локальной АСУ и общей АСУТП решений таких задач, как использование системы кодирования, организация сигнализации, способы представления информации на видеокадрах и т.д.;
- открытость и «русскоязычие» проекта математического обеспечения локальной АСУ.

5. Важным направлением развития распределенных АСУТП является интеграция АСУТП тепломеханического и электротехнического оборудования (соответственно ТМО и ЭТО), включая интеграцию в единую АСУТП энергоблока или ТЭС микропроцессорных терминалов релейных защит и управления. Эффективным решением данной проблемы стал новый стандарт передачи цифровой информации IEC 61850, обеспечивающий, в частности, высокие показатели быстродействия обмена. Положительный опыт использования данного протокола получен организациями-докладчиками настоящего НТС: ОАО «Институт Энергосетьпроект» – в части АСУ ЭТО, ЗАО «Интеравтоматика» – в части интеграции терминалов РЗиА в единую АСУТП ТМО и ЭТО.

6. Несмотря на достаточно большой и положительный опыт разработки и внедрения на российских энергетических объектах территориально распределенных микропроцессорных АСУТП, серьезным препятствием для их успешного использования является отсутствие необходимых при решении столь важной технической проблемы нормативно-технической документации и организационных процедур, в частности:

6.1. Действующий в настоящее время документ СО153-34,1-35.127-2002 «Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ тепловых электростанций» не учитывает целый ряд разработанных за прошедшее время новых технических решений (аппаратных и программно-алгоритмических) по построению ПТК и АСУТП в целом, в первую очередь, в части создания территориально распределенных АСУТП. Требуется совершенствование и других отраслевых нормативных документов и стандартов в области современных распределённых АСУТП.

6.2. Для большинства вновь строящихся и реконструируемых объектов проводится конкурс на выбор поставщика ПТК АСУТП в то

время, как более соответствующим современному уровню развития программно-технических средств, в том числе, и с учетом территориальной распределённости АСУТП, необходимости интеграции локальных АСУ и микропроцессорных устройств РЗА и т.д., было бы выбирать разработчика АСУТП, включая в качестве составляющей выполняемых им работ и разработку проекта, и поставку базового ПТК.

Решила:

1. Одобрить представленные на заседании секции доклады ЗАО «Интеравтоматика» (докладчик А.Г. Свицерский) и ОАО «Институт Электросетьпроект» (докладчик П.А. Горожанкин), в полной мере отразившие проблемы разработки и внедрения распределенных микропроцессорных АСУТП теплоэнергетических объектов. Рекомендовать организациям, участвующим в разработке и внедрении АСУТП электростанций, в максимальной степени использовать положительный опыт, накопленный организациями ЗАО «Интеравтоматика» и ОАО «Институт Электросетьпроект» и отраженный в материалах докладов.
2. В качестве принципиальных технических решений, рекомендуемых при разработке и внедрении территориально распределенных микропроцессорных АСУТП, следует назвать:

- 2.1. При разработке структуры современных микропроцессорных АСУТП теплоэнергетического оборудования должен соблюдаться разумный компромисс между централизованным и децентрализованным размещением микропроцессорных средств;
- 2.2. Основными факторами, определяющими решения по территориальной «распределённости» АСУТП, являются степень концентрации команд, сигналов и т.д. в возможных местах установки шкафов или элементов ПТК; разнородность/однотипность технических средств; протяженность кабельных трасс; требуемая организация электропитания; алгоритмическая взаимосвязь автоматизируемого оборудования;
- 2.3. Крайне взвешенный подход должен быть использован при выборе решения о возможности микропроцессорной реализации интеллектуальных датчиков и исполнительных механизмов. Наряду с

казалось бы очевидными преимуществами такого подхода: существенным сокращением объемов контрольного кабеля и необходимых монтажных работ, – необходим учет таких факторов, как: организация электропитания; сложность трассировки (в первую очередь, при «связывании» таких топологически разбросанных устройств, как исполнительные механизмы, датчики температуры); сложность замены типа датчика из-за привязанности к принятому протоколу; необходимость резервирования концентраторов и т.д.;

2.4. Тщательный дифференцированный подход должен быть выдержан при определении состава локальных АСУ, комплектно поставляемых с технологическим оборудованием. В состав установок, автоматизируемых на технических средствах, отличных от базового ПТК, должны входить только имеющие специфические или достаточно критические требования к контролю и управлению (быстродействие, точность, алгоритмическая нестандартность и т.д.). Поставщик локальной АСУ должен при необходимости адаптировать свой проект к общим техническим решениям, принятым в проекте базового ПТК и общей АСУТП энергообъекта в целом: кодирование информации, операторский интерфейс, схема регулирования частоты и мощности энергоблока и т.д.;

2.5. Важным достижением последних лет явилось создание единого стандарта обмена информацией между устройствами АСУТП ЭТО - МЭК 61850, который обеспечил, с одной стороны, возможность реализации с использованием цифрового обмена достаточно ответственных алгоритмов управления (блокировок, АВР), а с другой стороны – интеграцию АСУТП технологического и электротехнического оборудования.

Все приведенные решения и подходы должны широко использоваться в процессе разработки и внедрения современных территориально распределённых АСУТП энергообъектов:

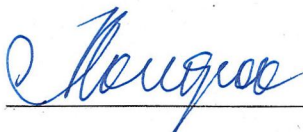
- генерирующими компаниями, генподрядными организациями – на стадиях подготовки технических требований, проведения конкурсных процедур и заключения договоров;

- генеральными проектировщиками объектов – на всех стадиях проектирования;
- заводами-изготовителями основного технологического оборудования, поставляющими комплектно локальные АСУ данного оборудования – при выборе разработчика локальной АСУ, на этапах проектирования и внедрения поставляемого оборудования;
- разработчиками АСУТП, разработчиками и поставщиками базового ПТК – на всех стадиях проектирования и внедрения АСУТП.

3. Считать необходимым перевыпуск, а при необходимости выпуск новых отраслевых нормативных документов и стандартов в области АСУТП теплоэнергетических объектов, в максимальной степени учитывающих современный уровень развития аппаратных и программно-алгоритмических характеристик ПТК, в том числе и широкие возможности по созданию территориально-распределенных АСУТП.

4. Поддержать предложение научно-технической конференции «Проблемы и пути их решения по организации построения распределенных АСУТП для тепловых электростанций» (02.12.2010, МЭИ) о вынесении рассмотрения проблемы построения территориально-распределенных АСУТП для тепловых электростанций на пленарное заседание Научно-технической Коллегии НП «НТС ЕЭС».

Заместитель Председателя
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», д.т.н.



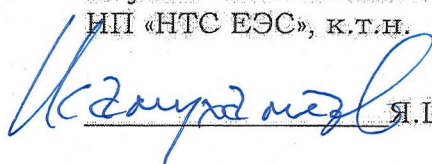
В.В. Молодюк

Председатель секции АСУТП
Научно-технической коллегии НП
«НТС ЕЭС», Технический директор
ЗАО «Интеравтоматика», к.т.н.



В.А. Биленко

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



Я.Ш. Исамухамедов