

7.3. Анализ и выводы в сфере технической политики в части автоматизированных систем управления технологическими процессами и диагностики

Система автоматического контроля и управление технологическими процессами и диагностики на Саяно-Шушенской ГЭС проектировалась ООО "НПФ "Ракурс". Число сотрудников компании - 178 человек, высшее техническое образование имеют 98 человек, квалификацию "инженер-механик" 7 человек, 7 кандидатов и 2 доктора технических наук. Компания организована в 1991 году. На СШ ГЭС специалисты компании работали в составе местных бригад с производителем работ. Компания сотрудничает с ЛМЗ по турбинам, начиная с 2000 года. При работе над системой визуализации информация на СШ ГЭС компанией использовалось программное обеспечение "Омрон".

При беседе с руководством компании 16.10.2009г. выяснилось, что техническое задание на разработку программно-технического комплекса и устройства автоматического управления "АСУ ТП Саяно-Шушенской и Майнской ГЭС" не были согласованы с "Ленгидропроектом". Заказчиком технических требований явилась Саяно-Шушенская ГЭС.

В процессе исполнения договора на работы по АСУ ТП СШ ГЭС неоднократно применялись решения по изменению структуры, состава АСУ ТП датчиков и механизмов, технологических алгоритмов и других технических решений.

Следует особо отметить, что в системе АСУ ТП был заложен только контроль и визуализация рассогласования положения лопаток направляющего аппарата. В проекте АСУ ТП не было предусмотрено защиты от рассогласования положения лопаток направляющего аппарата. ООО "Ракурс" при разработке АСУ ТП для СШ ГЭС не обеспечило точную фиксацию времени возникновения событий.

Не был детально проработан вопрос резервного электропитания шкафов управления. Основное питания системы управления и регулирования предусмотрено от источников переменного тока 220В. В качестве резервного источника использовались аккумуляторные батареи постоянного тока 220В.

Во время аварии система питания была полностью выведена из строя.

Руководство монтажными пуско-наладочными работами АСУ ТП выполнялось непосредственно специалистами ООО "НПФ "Ракурс".

Одним из важнейших вопросов для понимания причин и последствий аварии на СШ ГЭС является разбор работы автоматики группового регулятора активной и реактивной мощности - ГРАРМ. Проектирование и поставка этих устройств осуществлялась фирмой "Промавтоматика". Число работающих на фирме - 65 человек. Из них занято на сборочном производстве - 20 человек, программистов - 25 человек, электриков по основному оборудованию - 6 человек, гидравликов - 4 человека и электриков по блокам - 5 человек.

Техническое задание по ГРАРМу разрабатывалось Саяно-Шушенской ГЭС. В техническом задании на разработку ГРАРМ не были сформулированы критерии, определяющие приоритеты работы гидроагрегата при групповом регулировании мощности, индивидуальное ограничение по мощности и зонам не рекомендованным к работе, не учитывались особенности режимов работы и конструкции гидроагрегатов. Не были установлены критерии выбора приоритетного агрегата и сроки сохранения приоритета. Алгоритм воздействия ГРАРМ на гидроагрегат в ходе автоматического регулирования мощности и частоты не согласовывался с заводом - изготовителем гидротурбин (согласно письма ОАО "Силовые машины" №7/03-192 от 14.09.2009).

Система ГРАРМ запущена в опытную эксплуатацию в 2006 году и через полгода введена в промышленную эксплуатацию.

Следует отметить, что договор на сервисное обслуживание ГРАРМа отсутствует. Последний приезд специалистов по ГРАРМу на СШ ГЭС был в 2006 году. Позже специалисты по ГРАРМу на станцию не приезжали.

Без участия специалистов "Промавтоматики" в 2006 году были заменены штатные регулятора ИГР2И, с которыми стыкуется система ГРАРМ, на регуляторы ИКРМП.

Проект привязки новых регуляторов был сделан самой СШ ГЭС без участия "Промавтоматики".

У системы ГРАРМ две основные функции. Это, в первую очередь, распределение по агрегатам станции заданий плановой и внеплановой мощности, полученных от АРЧМ из ОДУ "Сибирь". Прибор должен рассчитать новое задание и раздать задания по агрегатам на индивидуальные регуляторы самих уже турбин. И второе – обеспечение поддержки заданной мощности станции при любых действиях оператора на агрегатах, которые не задействованы в ГРАРМ.

Необходимо отметить следующие особенности. Эта система не является обязательной системой; может быть выключена.

Если для ОДУ "Сибирь" необходимо для управления выключить систему ГРАРМ, то оператору выдается команда на выключение.

Система ГРАРМ спроектирована и выполнена так, что она не предназначена для выполнения каких либо функций защиты. Повторим, в ней нет никаких функций защиты оборудования.

Данная система не ведет учет переходов через зону нежелательной работы.

На всех агрегатах режим закрытия направляющего аппарата в алгоритме работы электрогидравлического регулятора частоты вращения турбины при потере электропитания не был предусмотрен.

На СШ ГЭС ранее отмечали случаи, когда в работе ГРАРМа наблюдались сбои: случаи уменьшения мощности не санкционированные из ОДУ. Были попытки устранить эти ошибки в ГРАРМе путем добавления количества защит по несанкционированной работе.

Следует отметить, что работа велась не на основании технического задания, а по техническим требованиям, которые многократно пересогласовывались СШ ГЭС, как заказчиком.

"Ленгидропроектом" были разработаны технические требования, к составлению технического задания институт не привлекался.

Фундаментальным, по мнению Комиссии, является следующий вопрос.

Первоначально АСУ ТП была реализована таким образом, что имелась возможность реализовать сигнал в систему защиты с выводом на остановку агрегатов.

В качестве опции была сделана предупредительная сигнализация. Но после проведенных испытаний и ремонта система автоматики эксплуатировалась станцией исключительно в информационном режиме.

Таким образом, руководство СШ ГЭС не использовало систему в режиме автоматики.

Более того. В системе специально предусмотрена возможность, когда не все агрегаты одновременно управляются ГРАРМом. Например, десятый агрегат не управлялся из системы по технологическим ограничениям. Оператор вывел его из-под ГРАРМа. Второй гидроагрегат операторы считали вполне исправным, потому что он только что прошел капремонт. Но виброхарактеристики этого агрегата были на пределе допустимого.

В систему ГРАРМ не заводится никакой информации по вибрации. Механизм защиты реализуется через локальную АСУ ТП непосредственно от локальной системы управления, работа которой осуществлялась следующим образом. Когда групповой регулятор делает запрос на подключение агрегатов к ГРАРМ, локальная система должна дать подтверждение о том, что агрегат можно вводить (или отказать во вводе).

У агрегатов, поставленных на СШ ГЭС, зона запрещенной работы очень большая. При росте напора резко сокращается зона благоприятной работы. При уровне 214, эта зона всего 70 МВт. Когда станцию нагружают на пределе плановой мощности, то все агрегаты начинают уходить в верхнюю зону и работают в диапазоне 70 МВт.

Регулирование со скоростью 30 МВт в секунду означает переход через зону запрещенной работы. За 10 секунд агрегаты набирали и сбрасывали по 300 МВт при ширине зоны регулировки всего в 70 МВт в разрешенной к эксплуатации зоне.

Предельно важным для понимания причин аварии является алгоритм работы оператора станции при регулировании в ручном режиме и взаимодействии оператора с системой ГРАРМ. Оператор ключом-регулятором ЭГР-2И в ручном режиме подает управляющий сигнал на МИМ. МИМ - механизм, автоматическидвигающийся с постоянной скоростью 30 МВт/сек. У ключа отсутствует регулировочный механизм.

В таком режиме основная функция ГРАРМа заключается в том, чтобы проинформировать оператора и помочь удержать мощность с остальными агрегатами. То есть, вместо режима автоматического управления система ГРАРМ работает как информационная система.

Работать в ручном режиме оператору достаточно тяжело. Он должен левой рукой взять агрегат, а правой рукой другим каким-то агрегатом пытаться удержать суммарную мощность при регулировании частоты.

Установлено, что в момент аварии под ГРАРМом находилось 6 агрегатов, 3 - вне ГРАРМа, один агрегат (шестой) был выключен. Таким образом, три агрегата работали в ручном режиме регулирования.

Развитие аварии с гибелью большого количества людей и разрушением технических устройств, эксплуатируемых на СШГЭС, явилось следствием несоответствия комплекса защитных мер в отношении оборудования и персонала СШГЭС видам опасности, в частности:

- отсутствие резервного источника питания и ключа управления на главном щите ЦПУ приводов сброса аварийно-ремонтных затворов напорных водоводов;

- отсутствие в алгоритме работ гидромеханической колонки регулятора режима закрытия направляющего аппарата при потере электроснабжения;

- применения оборудования и линий питания, связи, управления, контроля и защиты не во влагопылезащищенном исполнении.

В итоге в предаварийной и аварийной ситуации АСУ ТП не обеспечила:

- отключение турбогенератора № 2 при повышенной вибрации, зафиксированной датчиками вибрации до аварии;

- перекрытия аварийного затвора после разрушения турбогенератора № 2;

- отключения всех турбогенераторов от внешней энергосистемы после поступления воды в машинный зал.

РЕКОМЕНДАЦИИ Правительству Российской Федерации:

Дать поручение Министерству энергетики Российской Федерации в кратчайшие сроки разработать современную систему автоматического регулирования и защиты генерирующих мощностей с учетом особенностей режимов работы и конструкций технического оборудования, которая позволит оптимизировать участие человеческого фактора в выработке и принятии управленческих решений.

РЕКОМЕНДАЦИИ Министерству энергетики Российской Федерации, проектным институтам:

Проектирование и создание АСУ ТП ГЭС целесообразно осуществлять по аналогии с системами повышенной опасности с заимствованием правил и технологий создания систем управления из области авиационной, космической и атомной промышленности.

В частности, рекомендуется:

- включать в состав АСУ ТП системы регистрации важных параметров эксплуатации "черный ящик";

- использовать математические модели, имитирующие аварийные ситуации для выбора проектных решений и обоснования безопасности;

- применять функциональные и полномасштабные тренажеры для обучения операторов действиям в аварийных ситуациях;

- размещать оборудование АСУ ТП на ГЭС в защищенных от проникновения воды помещениях;

- устанавливать источники бесперебойного питания АСУ ТП и важных электроприводов с защитой от попадания воды под давлением.

РЕКОМЕНДАЦИИ ОАО "РусГидро"- "СШГЭС им.П.С.Непорожнего":

1. При модернизации АСУ ТП Саяно-Шушенской ГЭС необходимо:

- выполнить доработки колонки электрогидравлического регулятора турбины, предусмотрев закрытие направляющего аппарата при потере электропитания;

- оснастить гидроагрегаты штатными системами постоянного контроля вибрации и теплового контроля. Определить места установки датчиков и установки предупредительной и аварийной сигнализации, а также обеспечить учет данных вибрационного и теплового контроля гидроагрегатов в системе группового регулирования с реализацией функции предупредительной и аварийной сигнализации и автоматической остановки гидроагрегатов;

- выполнить схему управления аварийными затворами турбинных водоводов СШГЭС, обеспечивающую их гарантированное закрытие при возникновении нештатных ситуаций, а также по команде с ключа управления на центральном пульте управления;

- разработать проект системы мониторинга режимов работы и состояния гидроагрегата с фиксацией и сохранением параметров.

2. Провести научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по созданию современных автоматических систем управления ГЭС, оснащенных дополнительным контуром, включающим:

- системы мониторинга спектрального анализа вибраций основного оборудования и определения его реального ресурса;

- системы опережающего моделирования для раннего обнаружения аварийных ситуаций;

- системы поддержки и принятия решений с подсказкой оператору о необходимых действиях.