

ТИПОВОЕ РЕШЕНИЕ: СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ РЕГУЛИРОВАНИЯ (ЭГСР) ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ НА БАЗЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПТК



**И.К. ПЛАКСИН (НПФ “КРУГ”, г. Пенза),
З.Х. АЛИМЖАНОВА (ООО “БГК”, ПАО “Интер РАО”, г. Уфа),
Н.А. БЕРЕЖНОЙ (ТОО “Карагандинский турбомеханический завод”,
г. Караганда)**



**БАШКИРСКАЯ
ГЕНЕРИРУЮЩАЯ
КОМПАНИЯ**



КТМВ™

В статье представлено типовое решение – электрогидравлическая система регулирования паровой турбины – предназначенное для повышения уровня автоматизации электростанций с учетом современных требований к технологическому оборудованию ТЭЦ. Описаны преимущества, функции, архитектура системы. Приведен пример внедрения.

Ключевые слова: турбина; генератор; электрогидравлическая система регулирования (ЭГСР); система автоматического управления ЭГСР (САУ ЭГСР); регулятор частоты вращения; регулятор мощности турбоагрегата; внешний корректор мощности (ВКМ).

Энергетика является важнейшей отраслью экономики России. Роль ТЭЦ, снабжающих электроэнергией и теплом промышленные предприятия и объекты городской инфраструктуры, невозможно переоценить. Сегодня электростанции находятся в ситуации, когда по мере износа теплотехнического оборудования все острее встает вопрос о его модернизации и совершенствовании. Одним из решений, способным в короткие сроки придать новое качество изношенному и устаревшему оборудованию, улучшить его надёжность и экономические показатели, является его реконструкция и автоматизация на основе

современных технических решений и технологий. Современные требования к теплотехническому оборудованию и уровень автоматизации электростанций не оставляют иного выбора: комплектовать электрогидравлическими системами регулирования (ЭГСР) необходимо как вновь изготавливаемые турбины, так и турбины, находящиеся в эксплуатации.

Представленное типовое решение – **система автоматического управления ЭГСР (САУ ЭГСР)** предназначено для повышения уровня автоматизации электростанций с учетом современных требований к технологическому оборудованию ТЭЦ (рис. 1).

САУ ЭГСР, разработанная на базе ПТК **КРУГ-2000**, обеспечивает:

- качественное регулирование основных параметров паровой турбины;
- стабильные показатели с максимально возможным КПД;
- повышает надежность эксплуатации оборудования.

Экономическая эффективность внедрения САУ ЭГСР заключается в снижении стоимости производства электрической и тепловой энергии за счет:

- исключения “человеческого фактора”;
- длительной безаварийной работы оборудования и, как следствие, окупаемости в кратчайшие сроки;
- увеличения межремонтных периодов оборудования.



Рис. 1. Помещение щита управления КТЦ Уфимской ТЭЦ-2

ЦЕЛЬ ПРОЕКТА

Обеспечение надежного, непрерывного и качественного управления турбиной, регулирование основных параметров турбины во всех допустимых технологических режимах работы, а также в аварийных ситуациях, является основной целью создания типового решения САУ ЭГСР.

ЗАДАЧИ

- Разработка типового решения на базе ПТК КРУГ-2000 для построения САУ ЭГСР с целью получения единой интегрированной АСУ ТП турбины.
- Предоставление персоналу единого интерфейса для оперативного управления всеми подсистемами турбины, а также своевременной, достоверной и достаточной информации о ходе технологического процесса и состоянии основного оборудования.
- Реализация алгоритмов диагностики и контроля отклонений от нормального режима эксплуатации турбоагрегата.
- Повышение надежности работы оборудования, качества регулирования за счет передовых технологий контроля и управления.

ПРЕИМУЩЕСТВА

Внедрение САУ ЭГСР на базе ПТК КРУГ-2000 обеспечивает:

- выполнение всех требований действующих нормативных документов в области энергетики;

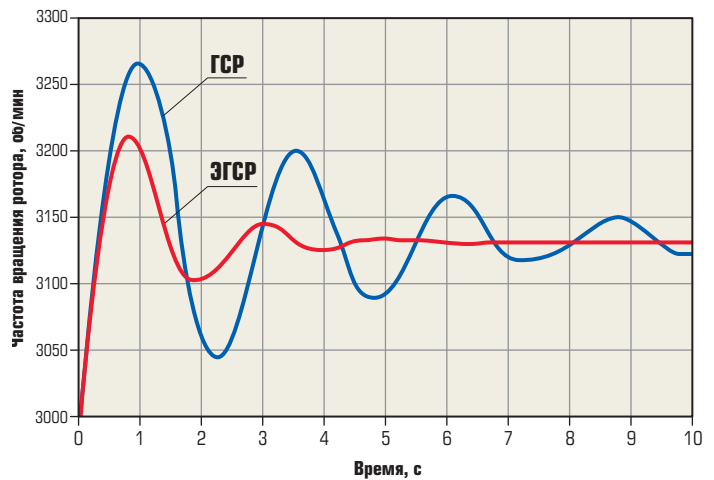


Рис. 2. Переходные процессы по повышению частоты вращения при сбросе нагрузки в гидромеханической и электрогидравлической системах регулирования

- значительное расширение функциональных возможностей АСУ ТП турбины;
- повышение уровня надежности технологического оборудования и средств автоматизации;
- снижение требований к квалификации ремонтного и наладочного персонала в связи с отсутствием наиболее сложных гидравлических устройств и автоматической диагностики работоспособности САУ ЭГСР;
- снижение трудозатрат на техническое обслуживание и ремонт.

Вышеуказанные преимущества САУ ЭГСР достигаются, в том числе, за счет (рис. 2, рис. 3):

- обеспечения линеаризации статической характеристики за счет демонтажа изношенных механогидравлических узлов САУ

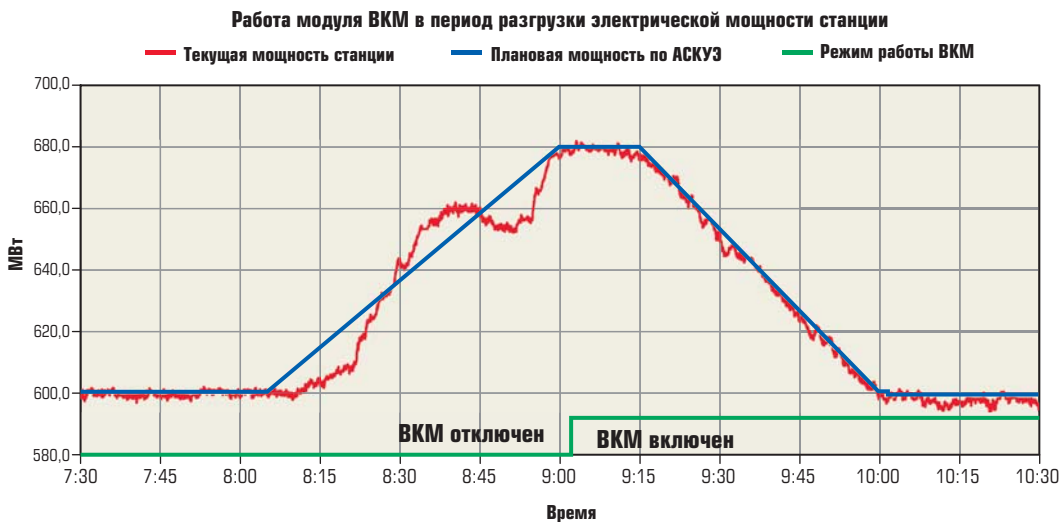


Рис. 3. Регулирование нагрузки станции с ЭГСР, оснащенной ВКМ



Рис. 4. Шкаф управления ЭГСР

и реализации их функций в турбинном контроллере;

- высокого коэффициента готовности САУ ЭГСР;
- отсутствия ухудшения с течением времени характеристик и, как следствия, отсутствия потребности в повторных настройках системы (независимо от времени простоя турбогенератора);
- возможности обслуживания, осуществления настройки системы без останова турбины;
- снижения требований к качеству масла;
- динамической коррекции генерируемой мощности электростанции и региональной энергосистемы в целом, в соответствии с диспетчерским графиком посредством внешнего корректора мощности (ВКМ).

Кроме того, основной особенностью системы, выводящей ее на более высокий качественный уровень, является реализация **на единых средствах комплексного решения по автоматизации турбоагрегата (включая ЭГСР)** и расширенная диагностика работы оборудования САУ ЭГСР с выдачей возможных причин отклонения от нормального режима эксплуатации системы парораспределения турбоагрегата, в том числе:

- заклинивание сервомоторов на открытие/закрытие;

- износ кинематических передач системы “сервомотор – регулирующие клапаны”;
- отклонение от расчетной характеристики ЭГП;
- износ регулирующих клапанов;
- обрыв/ослабление штока регулирующих клапанов.

Это позволяет оперативному и обслуживающему персоналу видеть полную целостную картину технологического процесса и осуществлять управление и настройку из одной системы, с одного АРМ.

Такой подход исключает влияние “человеческого фактора”, минимизирует вероятность возникновения аварийных ситуаций и дает возможность прогнозировать отказы, не дожидаясь внезапного выхода из строя оборудования, влекущего аварийные остановки турбины, планировать ремонты до вскрытия узлов САУ.

СОСТАВ И ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ ЭГСР

ЭГСР состоит из трех основных частей: гидравлической (ГЧСР), электрогидравлических преобразователей (ЭГП) и системы автоматического управления электрогидравлической системой регулирования (САУ ЭГСР).

Гидравлическая часть предназначена для перемещения регулирующих клапанов и поворотных диафрагм с помощью сервомоторов, а также своевременного закрытия сервомоторов, в случае срабатывания гидравлических защитных устройств.

Электрогидравлические преобразователи предназначены для обеспечения передачи управляющих сигналов турбинного контроллера в гидравлическую часть для управления сервомоторами регулирующих клапанов и поворотной диафрагмы.

Система автоматического управления электрогидравлической системой регулирования предназначена для выполнения алгоритмов регулирования, управления и защит – реализована в виде **шкафа управления ЭГСР** (рис. 4) на базе микропроцессорного промышленного контроллера TREI-5В-04 (ПЛК) и датчиков специальных величин.

ПЛК включает:

- основной и резервный блоки питания;
- резервируемые процессорные модули;

- резервируемую локальную сеть верхнего уровня (через коммутаторы Ethernet);
- выделенную локальную сеть нижнего уровня для зеркализации данных;
- модули аналогового и дискретного ввода/вывода;
- модули микропроцессорных позиционеров;
- модули универсального ввода-вывода сигналов;
- основной и резервный блоки контроля оборотов турбины.

На примере ЭГСП паровой турбины ПТ-65/75-130/13/2,5 ЛМЗ в турбинном контроллере выполняются следующие задачи:

- поддержание заданной частоты вращения ротора турбины в диапазоне от 200 до 3240 об/мин с заданной неравномерностью регулирования путем воздействия на сервомотор части высокого давления (ЧВД);
- поддержание на заданном уровне активной электрической мощности генератора с нулевой неравномерностью путем воздействия на сервомотор ЧВД и коррекцией задания мощности по частоте;
- поддержание заданного давления пара в производственном отборе путем воздействия на сервомотор части среднего давления;
- поддержание заданного давления пара в теплофикационном отборе путем воздействия на сервомотор части низкого давления;
- ограничительное регулирование минимального давления свежего пара (путем разгрузки турбины);
- ограничительное регулирование максимального давления пара в производственном отборе путем последовательного открытия регулирующей диафрагмы и разгрузки турбины;
- ограничительное регулирование максимального давления пара в теплофикационном отборе путем последовательного открытия регулирующей диафрагмы и разгрузки турбины;
- управление от сигналов аппаратуры противоаварийной автоматики станции;
- предварительная противоразгонная защита с дифференцированием значения скорости вращения турбины, дополняющая штатный механический автомат безопасности;



Рис. 5. Позиционер DevLink-A10.AIO-3UI/3UI

- дополнительная защита от отказов каналов измерения скорости или превышения скорости вращения турбины выше 3400 об/мин, защита от потери сигнала датчиков частоты. Управление ЭГП ТЭ42.00.000 производства “КТМЗ” осуществляется посредством микропроцессорных позиционеров DevLink-A10.AIO-3UI/3UI производства НПФ “КРУГ”, которые подключаются к ведущему контроллеру (рис. 5). Позиционеры подключены к процессорным модулям контроллера по цифровому интерфейсу, что позволяет вести с ними информационный обмен в режиме реального времени, а также осуществлять настройку без останова турбины.

Непосредственно в процессорных модулях контроллера осуществляется ведение архивных лент для фиксации изменения рабочих параметров турбины с течением времени. Резервированные процессорные модули осуществляют зеркализацию (периодическое копирование) оперативной и архивной базы данных контроллера по резервируемой локальной вычислительной сети.

В шкафу управления ЭГСП размещена локальная сенсорная панель управления (ЛПУ), обеспечивающая человеко-машинный интерфейс для визуализации оперативной информации и управления турбиной по месту. Связь ЛПУ с контроллером выполняется по сети Industrial Ethernet. Оперативная информация и архивы передаются на резервируемые серверы единой АСУ ТП турбины.

АРХИТЕКТУРА ИНТЕГРИРОВАННОЙ АСУ ТП ТУРБИНЫ (ВКЛЮЧАЯ ЭГСП)

АСУ ТП турбины реализована на базе программно-технического комплекса КРУГ-2000®

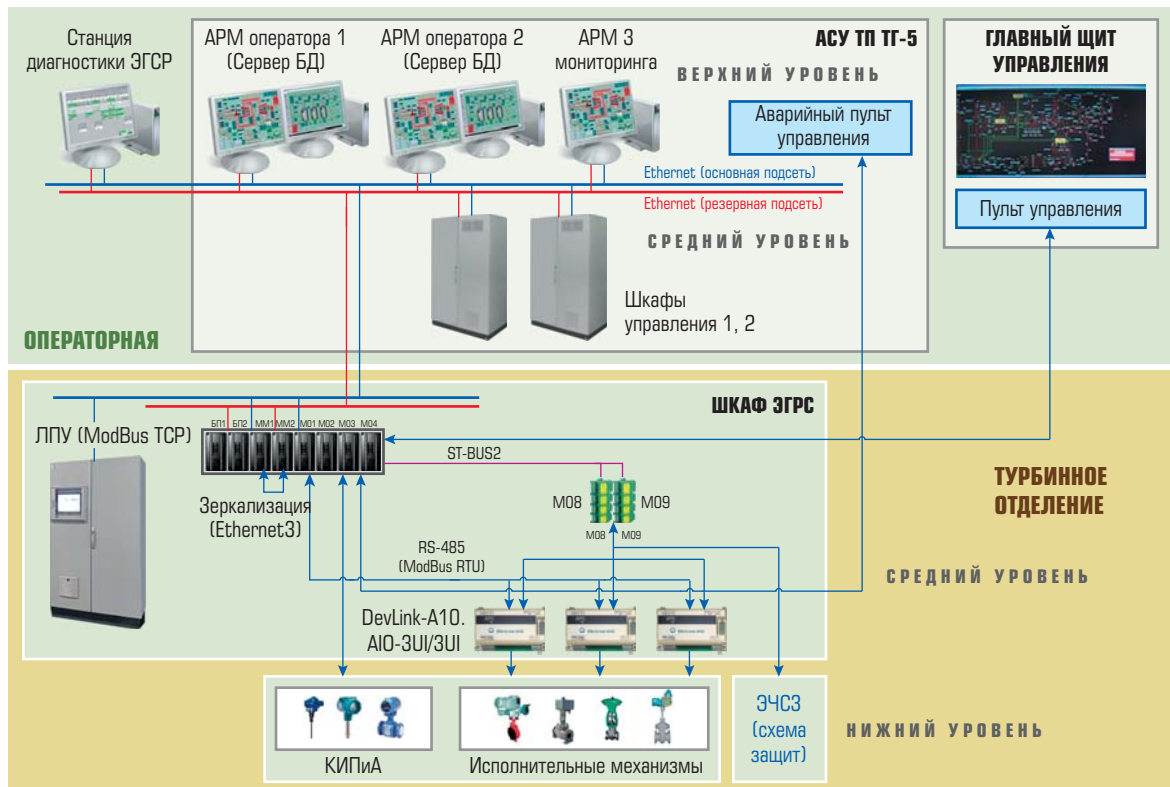


Рис. 6. Структурная схема интегрированной АСУ ТП турбины с подсистемой ЭГСР (на примере турбины ПТ-65/75-130/13/2,5 ЛМЗ)

(ПТК КРУГ-2000®) и представлена тремя иерархическими уровнями (рис. 6):

- **Нижний уровень** включает в себя датчики и исполнительные механизмы.
- **Средний уровень** представлен шкафом управления подсистемы ЭГСР и шкафами управления подсистем технологических защит и блокировок (ТЗиБ), дистанционного управления (ДУ) и информационно-измерительной системы (ИИС).
- **Верхний уровень** представлен:
 - резервируемыми серверами, совмещенными с автоматизированными рабочими местами операторов – АРМ1, АРМ2 (двухмониторные), с функциями архивирования;
 - дополнительным АРМ3 (мониторинга);
 - станцией диагностики ЭГСР.

АРМ1 и АРМ2 осуществляют сбор, обработку и хранение данных, поступающих со среднего уровня системы, а также обеспечивают визуализацию и управление оборудованием всех подсистем турбины, включая ЭГСР. Для отображения табло сигнализации по технологическим параметрам и состояний защит турбины используется станция мониторинга-клиент – АРМ3.

ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИОННАЯ МОЩНОСТЬ ПОДСИСТЕМЫ ЭГСР (НА ПРИМЕРЕ ТУРБИНЫ ПТ-65/75-130/13/2,5 ЛМЗ)

- Входных аналоговых переменных – 300.
- Входных дискретных переменных – 500.
- Выходных аналоговых переменных – 35.
- Выходных дискретных переменных – 140.
- Переменных ручного ввода – 800.
- Общее количество контуров регулирования – 18.

Данное типовое решение является совместной разработкой ООО НПФ “КРУГ” и ТОО “Карагандинский турбомеханический завод (КТМЗ)”, которая осуществлялась под эгидой ООО “Башкирская генерирующая компания” (входит в ПАО “Интер РАО”).

ПРИМЕР ВНЕДРЕНИЯ ЭГСР ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ

Примером внедрения данного технического решения является ЭГСР паровой турбины ПТ-65/75-130/13/2,5 ЛМЗ ст. № 5 Уфимской ТЭЦ-2. Подсистема ЭГСР была интегрирована в существующую АСУ ТП



Рис. 7. Пример мнемосхемы "Панель задатчиков"

турбины, которая функционирует на базе ПТК КРУГ-2000 (рис. 7).

В рамках данного совместного проекта работы были распределены следующим образом.

Зона ответственности ТОО "КТМЗ":

- Научно-исследовательская работа.
- Согласование технических решений с Заказчиком.
- Разработка проектно-сметной документации в полном объеме, в том числе разработка технологических алгоритмов.
- Экспертиза проектной документации.
- Комплектация оборудованием согласно утвержденному техническому заданию.
- Изготовление опытно-промышленного образца.
- Испытания на заводских стендах с имитацией всех допустимых технологических режимов турбоагрегата, включая аварийные.
- Поставка оборудования и материалов.
- СМР и ПНР опытно-промышленного образца.
- Проведение приемосдаточных испытаний опытно-промышленного образца.

Зона ответственности ООО НПФ "КРУГ":

- Разработка проектно-конструкторской документации на шкаф управления.

- Разработка эксплуатационной документации на АРМ машиниста/станции диагностики.
- Шеф-монтажные работы в объеме шкафа управления.
- Инжиниринговые работы в полном объеме, в том числе по интеграции с существующей АСУ ТП ТГ-5.
- Пусконаладочные работы в объеме ПТК ЭГСР.

Зона ответственности ООО "БГК":

- Разработка ТЗ на НИОКР и общая постановка задач.
- Предоставление объекта для внедрения системы.
- Опытная эксплуатация системы.

Компании "КРУГ" и "КТМЗ" успешно сотрудничают с Башкирской Генерирующей Компанией более 20 лет. За это время в промышленную эксплуатацию были введены более сотни информационно-измерительных систем и автоматизированных систем управления технологическими процессами, а также модернизировано более двадцати турбоагрегатов с переводом механогидравлических САР на электрогидравлические системы регулирования.

Плаксин Иван Константинович – главный конструктор ООО НПФ "КРУГ" (г. Пенза, Россия), Алимжанова Зульфия Хасановна – руководитель направления АСУ ТП и метрологии Управления эксплуатации объектов энергетики ООО "Башкирская генерирующая компания" (г. Уфа, Россия), Бережной Николай Александрович – заместитель технического директора по автоматизации турбин ТОО "Карагандинский турбомеханический завод" (г. Караганда, Республика Казахстан).