

УДК 621.165.523.3

В.Г. СУББОТИН, канд. экон. наук, А.С. БУРАКОВ, инженер,
В.Ю. РОХЛЕНКО, канд. техн. наук, В.Л. ШВЕЦОВ, инженер

*Открытое акционерное общество «Турбоатом»,
г. Харьков, Украина*

ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБИН ОАО «ТУРБОАТОМ»

Розглянуті різноманітні варіанти виконання гідравлічної частини електрогідравлічних систем регулювання парових турбін. На основі досвіду експлуатації показані їх переваги та недоліки, сформульовані вказівки щодо їх впровадження.

There have been considered the various variants for the performance of the hydraulic part of the electrohydraulic control systems of the steam turbines. Based on the experience of the operation there have been shown their advantages and disadvantages and formed the instructions for their application.

1 Оценка внедрения ЭГСР

Применение на современных турбинах электрогидравлических систем регулирования (ЭГСР), позволило решить ряд важнейших проблем при эксплуатации энергетического оборудования и энергоблоков в целом, а именно:

1.1 Повышение устойчивости работы энергоблока, которая достигается введением быстродействующего регулирования параметров энергоблока с необходимой точностью и стабильностью. Обеспечивается одновременное качественное регулирование нескольких параметров турбоустановки с применением «связанного» регулирования и ПИД законов управления. Возможна реализация режимов, позволяющих поддерживать давления при малых колебаниях частоты, реагировать на изменение частоты при больших колебаниях, вводить опережающие изменения мощности турбины при изменении режимов работы оборудования блока и электростанции в целом и т.п.

1.2 Удовлетворение турбинами требований современных стандартов в регулировании частоты и мощности (европейского USTE, российского СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005 и других). Реализуется благодаря уменьшению нечувствительности до 0,04 % номинальной частоты, линеаризации статической характеристики с отклонением местной неравномерности от среднего значения не более чем на $\pm 10\%$, возможностям установления величины неравномерности оператором на работающей турбине, возможностям реализации внешних сигналов для вторичного регулирования частоты с высокой чувствительностью и любыми темпами изменения мощности.

Доведение характеристик до норм европейского USTE и российского СО-ЦДУ ЕЭС делает возможным подключение и параллельную работу турбин, оснащенных ЭГСР, с европейской и российской энергосистема.

1.3 Увеличение ресурса и ремонтпригодности системы регулирования и турбины в целом, что достигается повышением устойчивости и исключением автоколебаний элементов систем, прежде всего, регулирующих клапанов.

1.4 Уменьшение влияния гидравлической части (износ деталей, чистота масла, точность настройки) на характеристики, благодаря введению электрических обратных связей по положению сервомоторов и скорости.

Уменьшение влияния свойств рабочей жидкости особенно эффективно для турбин с использованием в системах регулирования рабочего тела – конденсата, осуществляемого в турбинах сверхкритических параметров пара ОАО «Турбоатом» в течение многих лет для повышения пожаробезопасности. Однако использование конденсата потребовало внедрение специальных мероприятий для получения требуемых характеристик по точности и нечувствительности. Переход ЭГСР с использованием ЭМП с большими перестановочными силами исключил необходимость внедрения специальных мероприятий.

1.5 Автоматизация работы турбины в переменных режимах (разворот, нагружение, разгрузке и т.д.) с учетом теплового и механического состояния оборудования, параметров пара и т.д.

Технологические режимы, реализуемые ЭГСР, определяются функциями систем управления блока в целом, особенностями тепловой схемы, параметрами пара и конструкции собственно турбины. Они разрабатываются изготовителем электронной части на основе заданий электростанции и изготовителя турбины с учетом требований энергосистемы.

Схема и элементы сопряжения электронной части с исполнительной частью системы регулирования определяются заводом-изготовителем турбины с учетом особенностей конструкции и поставщиком электронной части (исполнительные органы, датчики, надежность и т.д.). Ниже приведен опыт ОАО «Турбоатом» в применении электронной части систем регулирования различных изготовителей и различных исполнительных органов.

2 Этапы развития ЭГСР

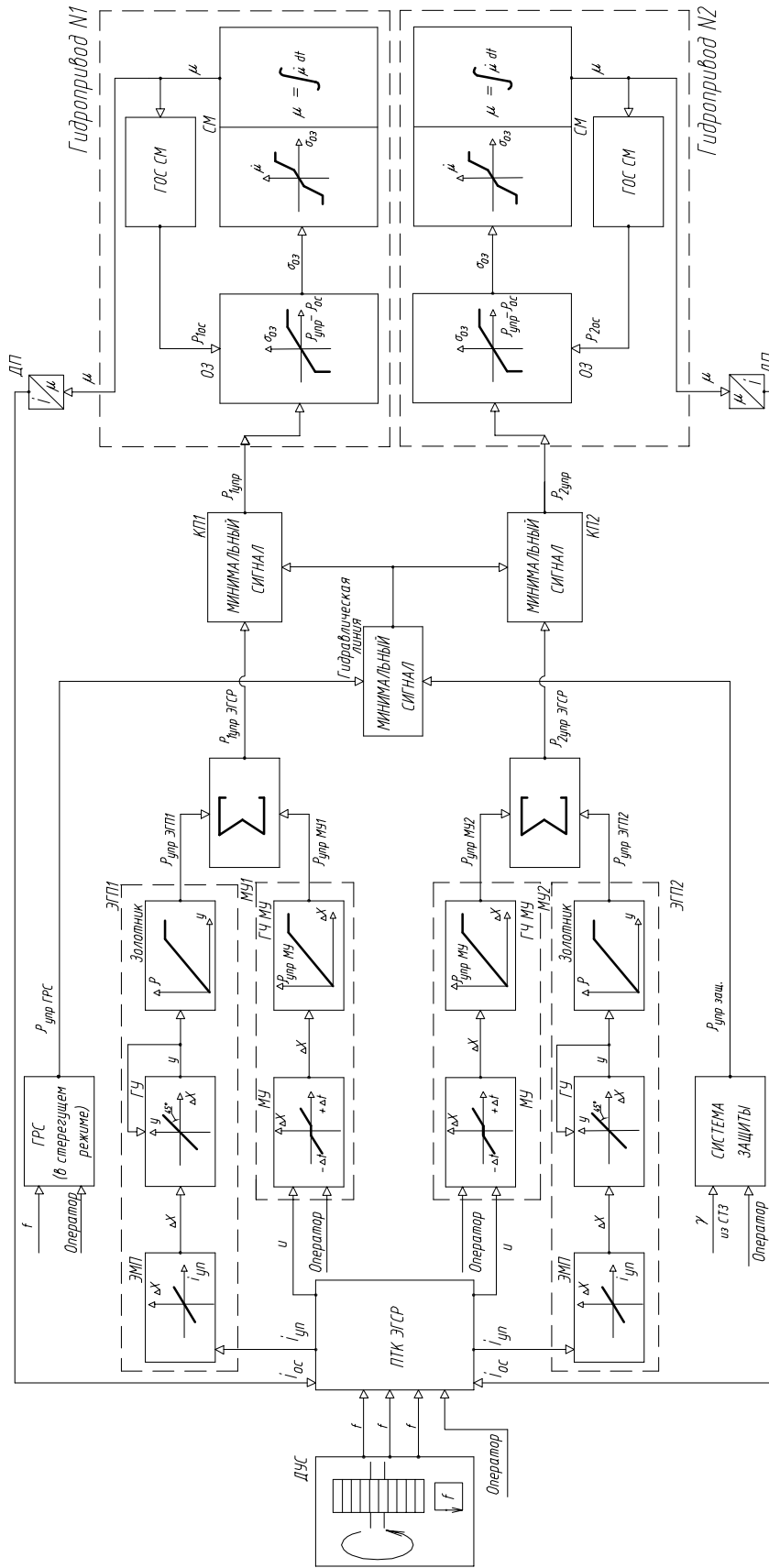
Впервые ОАО «Турбоатом» внедрил ЭГСР в 1982 году на турбине для АЭС мощностью 1000 МВт [1, 2]. Электронную часть разработал и поставил НПО «Монолит» (г. Харьков). В связи с отсутствием опыта была применена система регулирования и защиты (САРЗ), сочетающая ЭГСР и традиционный гидравлический регулятор скорости (ГРС), допускающая работу турбины как на ЭГСР, так и на ГРС, с переходом с одной системы на другую без изменения мощности. По мере освоения система модернизировалась в направлении уменьшения объема и функций гидравлической части системы регулирования и совершенствования алгоритмов электронной части. На эксплуатирующихся в настоящее время турбинах система имеет вид, показанный на рис. 1. Она применена на всех турбинах ОАО «Турбоатом» для АЭС мощностью 1000 МВт, 750 МВт и 500 МВт (тихоходных) и турбинах мощностью 300 МВт для ТЭС в Китае.

В системе каждый главный сервомотор (ГСМ) управляется индивидуальными гидравлическими линиями управления ($P_{упр}$) и обратной связи ($P_{ос}$). Давление в линии управления, в свою очередь, определяется:

- электрогидропреобразователем (ЭГП) и механизмом управления (МУ), перемещаемыми электронной частью;
- гидравлическим регулятором скорости (ГРС) и системой защиты (СЗ), перемещаемыми механогидравлической частью.

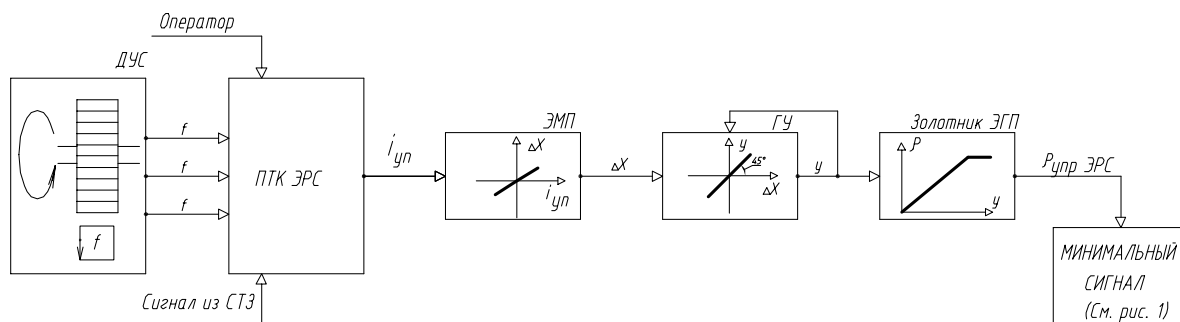
При включенной ЭГСР гидравлические регуляторы (ГРС и СЗ) находятся в стерегущем режиме, при отключении ЭГСР ГРС вступает в работу, а СЗ остается в стерегущем режиме.

Дальнейшим развитием системы явилась замена ГРС на автономный электронный регулятор скорости (ЭРС) с функциями ГРС (рис. 2). Такая схема,



ДУС – датчик угловой скорости, ПТК ЭГСР – программно-технический комплекс, ГРС – гидравлический регулятор скорости,
 ЭМП – электромеханический преобразователь, ГУ – гидросилитель, ЭП – электрогидравлический преобразователь,
 МУ – механизм управления, ДП – датчик положения, ОЗ – отсечной золотник, КП – клапан предохранительный,
 ГОС СМ – гидравлическая обратная связь сервомотора, СТЗ – система технологических защит,
 ГЧ МУ – гидравлическая часть механизма управления, ЭРС – электронный регулятор скорости
 Рис. 1.

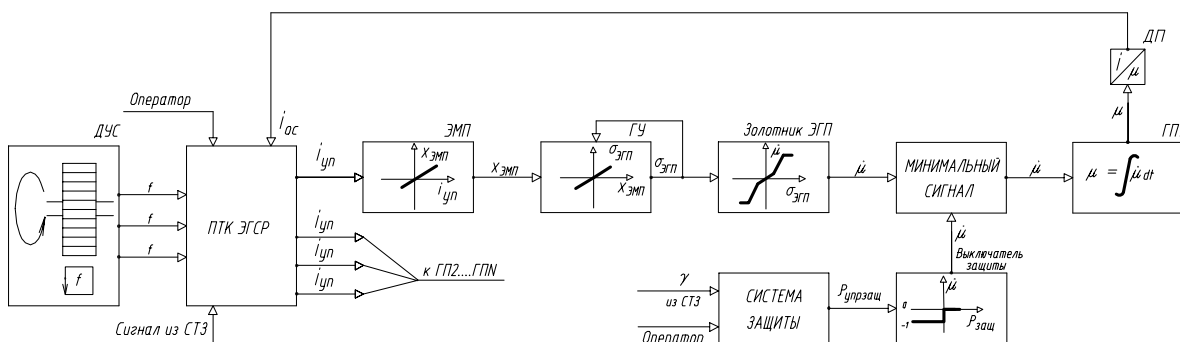
полностью исключая резервную гидравлическую часть системы, введена в эксплуатацию на турбинах К-240-4,0 для АЭС «Кайга» в Индии.



ДУС – датчик угловой скорости, ПТК ЭРСР – программно-технический комплекс, ЭМП - электромеханический преобразователь, ГУ – гидроусилитель, ЭГП – электрогидравлический преобразователь, ЭРС – электронный регулятор скорости, СТЗ – система технологических защит

Рис. 2.

В 90-е годы внедрены схемы регулирования турбин мощностью 2...35 МВт, [3], без резервной гидравлической схемы (рис. 3) с электронной частью завода «Коммунар» (г. Харьков).



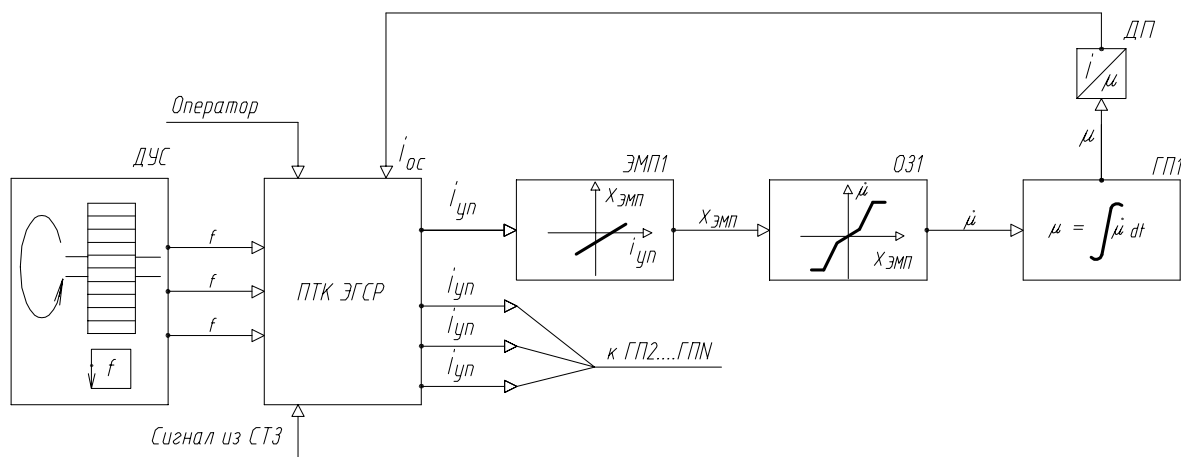
ДУС – датчик угловой скорости, ПТК ЭРСР – программно-технический комплекс, ЭМП - электромеханический преобразователь, ГУ – гидроусилитель, ЭГП – электрогидравлический преобразователь, ГП – гидропривод, ДП – датчик положения, СТЗ – система технологических защит

Рис. 3.

В этих схемах золотник ЭГП одновременно является отсечным золотником ГСМ, гидравлические связи сведены к минимуму (гидроусилитель между электромеханическим преобразователем (ЭМП) и золотником). Отсюда высокое качество позиционирования и возможность реализации любого порядка движения клапанов программным путем с учетом теплового состояния, вибрации, экономичности турбины. Схема, состоящая из унифицированных элементов, проще других в изготовлении и обслуживании, практически не требует настройки гидравлической части.

В связи с отсутствием резервной системы предусмотрен безусловный останов турбины в случае отказа электронной части, исчезновения питания и т.п. Для этого системы настраиваются с положительным током при любом положении ГСМ, в результате чего при обнулении тока ГСМ без дополнительных команд перемещается в сторону закрытия, клапаны закрываются и турбина останавливается.

В 2000-ые годы началось внедрение схем (рис. 4) без резервной ГСР, с индивидуальными гидроприводами на базе ЭМП электромашинного типа, поставляемыми приборостроительными фирмами ССС (США), Эмерсон (США), Интеравтоматика (г. Москва). Подобная схема внедрена на большом количестве турбин ПВК-150, ПВК-200, К-300-240. В настоящее время с ЗАО «Диаконт» (г. Санкт-Петербург) внедряется на турбине К-500-65/3000 на АЭС.



ДУС – датчик угловой скорости, ПТК ЭГСР – программно-технический комплекс, ЭМП - электромеханический преобразователь, ОЗ – отсечной золотник, ДП – датчик положения, СТЗ – система технологических защит, ГП – гидропривод
Рис. 4.

Схема (см. рис. 4) представляет дальнейшее совершенствование схемы, представленной на рис. 3. Применение ЭМП электромашинного типа с усилием до 500 кг позволило ликвидировать гидроусилитель и жестко соединить штоки ЭМП и отсечного золотника, превратив их в единый элемент. Отсюда дальнейшее повышение чувствительности, исключение работ по настройке гидравлической части и уменьшение колебаний штоков сервомоторов до 0,1...0,2 мм, что резко повышает ресурс органов парораспределения.

3 Защитные функции системы регулирования

Дополнительно к функциям управления турбиной система регулирования традиционно используется как вторая защитная система, предотвращающая поступление пара в турбину при срабатывании защит. В турбинах ОАО «Турбоатом» с ЭГСР защитная функция выполняется двумя дублирующими друг друга способами:

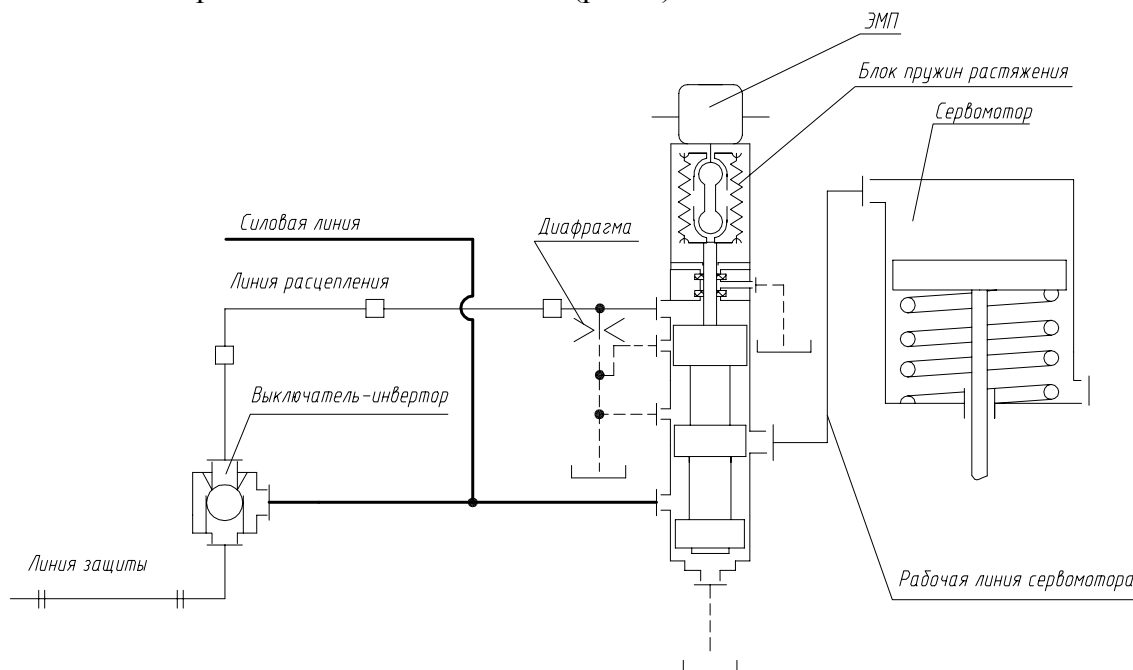
- реализация команд защиты через программно-технический комплекс (ПТК) ЭГСР;
- реализация команд защиты через импульсную гидравлическую линию защиты, общую или параллельную с гидравлической системой защиты стопорных клапанов.

При наличии резервной гидравлической системы (см. рис. 1) такое решение реализуется воздействием системы защиты на отсечные золотники сервомоторов регулирующих клапанов параллельно ЭГП.

Для схем без резервной гидравлики (см. рис. 3, 4) такое решение реализуется одним из двух способов:

- воздействие из системы защиты непосредственно на рабочую линию через дополнительный (золотниковый или беззолотниковый) выключатель (см. рис. 3);

– «расцепление» отсечного золотника сервомотора и ЭМП и перемещение золотника на закрытие независимо от ЭМП (рис. 5).



ЭМП – электромеханический преобразователь

Рис. 5.

В схеме с «расцеплением» при наличии давления в линии защиты (стопорные клапаны открыты) шариковый клапан выключателя-инвертора прижат к седлу, давление в линии «расцепления» – нулевое, штоки отсечного золотника и ЭМП прижаты друг к другу усилием блока пружин (~3000 Н) и отсечной золотник перемещается совместно с ЭМП. При срабатывании защит шаровой клапан перемещается вверх, давление в линии «расцепления» поднимается и преодолевает усилие блока пружин, отсечной золотник опускается и закрывает регулирующие клапаны независимо от ЭМП.

4 Анализ работы

ОАО «Турбоатом» накопил большой опыт установки ЭГСР различных типов на различных турбинах.

ЭГСР с резервной гидравликой (см. рис. 1) явилась основной при внедрении на головных турбинах большой мощности на АЭС. Именно наличие резервной гидравлики позволило отработать головные образцы ЭГСР на турбинах Южно-Украинской и Игналинской АЭС без останова блоков. В то же время наличие резервной гидравлической части, в том числе гидравлических регуляторов (скорости с насосом-импеллером, блока релейной форсировки с отдельным ЭГП, переключающих устройств и т. д.) увеличило затраты на изготовление, ремонт и обслуживание системы.

ЭГСР с перераспределением резервных функций от гидравлики к электронике (ЭРС вместо ГРС, см. рис. 2) сохранила надежность системы в целом с уменьшением объема ремонта и обслуживания.

ЭГСР с гидроусилителями между ЭМП и отсечными золотниками (см. рис. 3) из-за отсутствия резерва приводила к остановам турбин в процессе освоения, что прогнозировалось при разработке и допускалось, так как внедрение реализовывалось на

турбинах малой мощности на неблочных ТЭС. После освоения данных систем эксплуатация турбин при достаточном уровне надежности облегчена благодаря практически полному отсутствию гидравлических устройств.

ЭГСР с ЭМП большой мощности (ми. рис. 4) принесены в нашу практику зарубежными фирмами, отработавшими их ранее, имеют развитое внутреннее резервирование и работают практически без отказов. Благодаря большим перестановочным силам ЭМП и использованию гидравлики только для перемещения сервомоторов оказалось возможным уменьшить требования к качеству рабочей жидкости, объемы ремонтов и регламентного обслуживания. В результате подобные схемы получили ускоренное распространение на турбинах ОАО «Турбоатом», ЛМЗ, УТМЗ, КТЗ и других заводов. Весьма перспективными схемы с ЭМП большой мощности оказались для систем регулирования с рабочим телом – водой, позволив довести их точностные характеристики до уровня аналогичных масляных систем.

5 Выводы

1 Опыт эксплуатации подтвердил проектные преимущества ЭГСР.

2 В схемах (см. рис. 1) сохранилось большое количество гидравлических устройств, что не позволяет значительно уменьшать объем обслуживания во время ремонтов и эксплуатации. Резервные гидравлические устройства могут являться дополнительным источником отказов.

3 Схемы (см. рис. 3) имеют повышенную чувствительность к отказам электронной части, включая датчики и электромеханические преобразователи, что позволяет их использовать на турбинах малой мощности, кратковременный останов которых не приводит к развитию аварий или значительным потерям. Вместе с тем данные системы, обладая достаточной функцией диагностики, оправдываются при низком уровне обслуживания оборудования.

4 В схемах (см. рис. 4) преимущества ЭГСР реализованы в максимальной степени, сочетая полный отказ от командной гидравлики и увеличение надежности за счет больших перестановочных сил электромеханического преобразователя.

5 Оптимальным явилось сочетание применения на турбинах мощностью 300 МВт конденсата как рабочего тела системы регулирования с мощными ЭМП, используемыми для непосредственного привода отсечных золотников. Такое сочетание обеспечивает абсолютную пожаробезопасность системы регулирования с высокой чувствительностью, стабильностью и ресурсом работы.

Литература

1. *Осипенко В.Д.* Система ХТЗ регулирования турбин большой мощности для АЭС / В.Д. Осипенко, В.Е. Рожанский, В.Ю. Рохленко // Теплоэнергетика. – 1985. – № 7. – С. 17-20.

2. *Рохленко В.Ю.* Основные особенности электрогидравлической системы регулирования НПО «Турбоатом» для турбин ТЭС / В.Ю. Рохленко, Т.Я. Жорницкая // Теплоэнергетика. – 1990. – № 5. – С. 22-26.

3. *Рохленко В.Ю.* Система автоматического регулирования турбин малой мощности / В.Ю. Рохленко, Т.Я. Жорницкая, И.Н. Бабаев // Тяжелое машиностроение. – 1998. – № 11-12. – С. 4-8.

© Субботин В.Г., Бураков А.С., Рохленко В.Ю., Швецов В.Л., 2009