

УДК 621.165.523.3

В.Ю. РОХЛЕНКО, канд. техн. наук, М.Е. ЛИВШИЦ, В.Н. АГЕЕВА, инженеры

*Открытое акционерное общество «Турбоатом»
г. Харьков, e-mail: office@turboatom.com.ua*

ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКИХ СИСТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ (ГЧ ЭГСР) ПАРОВЫХ ТУРБИН

Розглянуті різні варіанти виконання гідравлічної частин електрогідравлічних систем регулювання парових турбін. На основі досвіду експлуатації показані їх переваги та недоліки, сформульовані вказівки до їх застосування.

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 Преимущества ЭГСР

На большинстве современных турбин применены электрогидравлические системы регулирования (ЭГСР), сочетающие электронную регулируемую часть (ЭЧ) и исполнительную гидравлическую (ГЧ). На новых турбинах ЭГСР внедряется при их изготовлении, на эксплуатирующихся – путем модернизации штатной системы регулирования.

Массовое внедрение ЭГСР связано с рядом их бесспорных преимуществ:

1.1 Повышение участия турбин в регулировании частоты и мощности в энергосистемах благодаря уменьшению нечувствительности до **0,04%** номинальной частоты, линеаризации статической характеристики с отклонением местной неравномерности от среднего значения не более, чем на **±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. Без перехода на ЭГСР невозможно удовлетворение турбинами требований современных стандартов в регулировании частоты и мощности (европейского USTE, российского СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005 и других);

1.2 Стабилизация работы парогенератора и блока в целом, которая достигается, прежде всего, введением быстродействующего (со временем системы регулирования) регулирования давления пара перед турбиной, не допускающего его чрезмерных колебаний. Возможны сочетания настроек, позволяющих поддержание давления при малых колебаниях частоты и реакцию на изменение частоты при больших колебаниях, опережающие изменения мощности турбины при изменении режимов работы оборудования блока и электростанции в целом и т.п.

Без перехода на ЭГСР невозможна устойчивая и надежная работа блочных установок, в частности:

– автоматизация работы турбины в переменных режимах (разворот, нагружение, разгружение и т.д.) с учетом теплового и механического состояния оборудования, параметров пара и т.д.;

– одновременное качественное регулирование нескольких параметров турбоустановки с применением «связанного» регулирования и ПИД законов управления;

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. Благодаря введению в ПТК обратных связей непосредственно по положению сервомоторов уменьшается влияние состояния гидравлической части (износ деталей, чистота масла, точность настройки) на характеристики ЭГСР в целом.

2 Составные части ЭГСР

ЭГСР состоит из двух составных частей: электронной (ЭЧ), включающей датчики и программно-технический комплекс (ПТК), и гидравлической (ГЧ), включающей гидравлические исполнительные органы.

Связывающим элементом между ЭЧ и ГЧ является электро-гидропреобразователь (ЭГП), состоящий, в свою очередь, из электромеханического преобразователя (ЭМП), гидроусилителя (ГУ) и золотника (см. рис. 4). Характеристики ЭМП во многом определяют конструктивное исполнение всей ГЧ.

ОАО «Турбоатом» применяет два типа ЭМП:

2.1 Электродинамический ЭМП (см. рис. 1)

При обтекании катушки управления током, формируемым в ЭЧ, возникает усилие, перемещающее шток ЭМП относительно опор центрирующих гибких мембран. Максимальное усилие на штоке, определяемое величиной тока, составляет $\pm 60\text{Н}$, максимальное перемещение штока при усилиях $\pm 60\text{Н}$, определяемое жесткостью мембран, составляет ± 6 мм со временем перемещения при подаче максимального тока не более **0,04** сек.

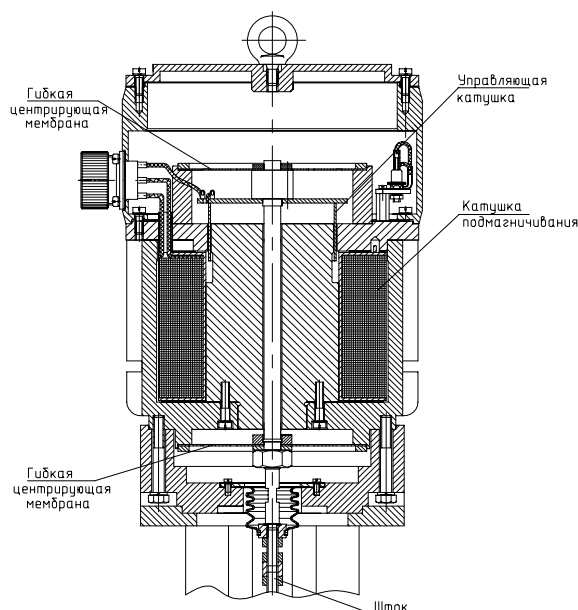


Рис. 1.

2.2 Электромашинный ЭМП (рис. 2)

ЭМП электромашинного типа, изготавливаемый на специализированном предприятии, представляет собой электродвигатель, перемещающий шток с помощью винтовой передачи. Усилие на штоке ЭМП достигает **5000Н**, время перемещения на **25** мм составляет **0,06** сек. Благодаря применению специального контроллера, поставляемого фирмой-изготовителем совместно с ЭМП, с программой, учитывающей величину, скорость перемещения штока и другие параметры, обеспечивается точность позиционирования не более **0,01** мм.

Применение ЭМП электромашинного типа по сравнению с электродинамическим позволяет отказаться от промежуточных гидравлических усилителей и больших коэффициентов усиления в ЭЧ без снижения чувствительности и повышения колебательности системы, что сводит к минимуму объем изготовления и обслуживания ГЧ. Это особенно важно при использовании гидросистем с «грязным» маслом и, тем более, с рабочим телом – водой. Все эксплуатируемые ЭГСП с рабочим телом – водой построены на ЭМП электромашинного типа.

Недостатками ЭМП электромашинного типа является:

- высокая стоимость и ограниченное количество производителей;
- уменьшение ГЧ до объема, не допускающего создания резервного контура для резервирования ЭЧ, что резко повышает требования к надежности ЭЧ. По этой причине ОАО «Турбоатом» не применяет ЭМП электромашинного типа на турбинах АЭС.

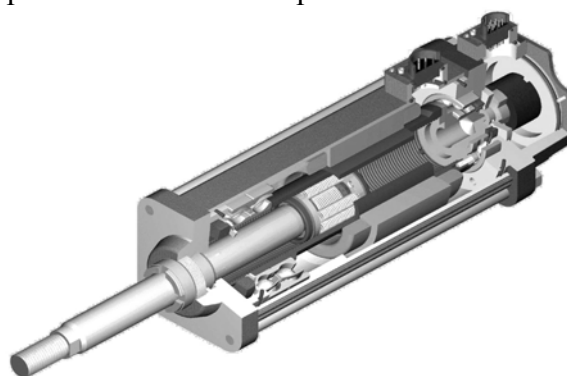


Рис. 2.

3 Варианты исполнения ГЧ

3.1 Для ЭГСП с резервной ГСП

На рис. 3 представлена гидравлическая система регулирования (ГСП) турбин ОАО «Турбоатом». Гидравлический регулятор скорости (ГРС) изменяет сливы рабочей жидкости из линии 1-го усиления; для открытия клапанов должны быть перекрыты все сливы, для закрытия достаточно любого слива. Давления линии 1-го усиления нагружают отсечные золотники (ОЗ) гидроприводов, сверху ОЗ нагружены давлениями в линиях обратной связи. При отличии давлений в линии 1-го усиления и обратной связи друг от друга ОЗ смещаются из «среднего» положения. Смещение ОЗ приводит к перемещению гидроприводов клапанов со скоростью, пропорциональной смещению ОЗ, при перемещении гидропривод изменяет давление в линии обратной связи, возвращая ОЗ в «среднее» положение.

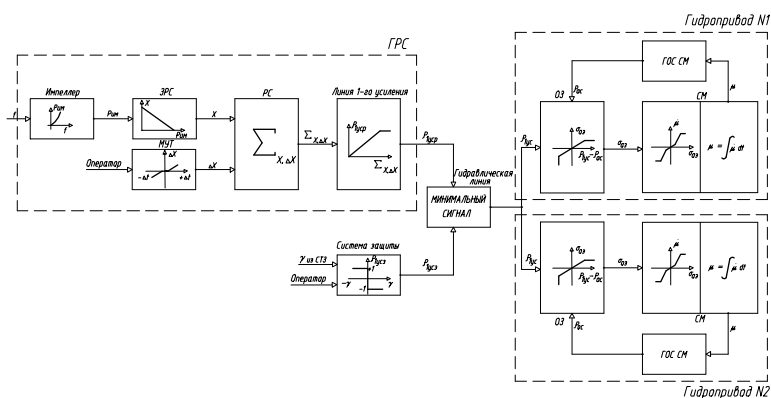


Рис. 3.

На рис. 4 представлена простейшая схема перевода на ЭГСР с дополнительной установкой одного блока управления электрогидравлического (БУТЭГ) в составе одного ЭГП и одного механизма управления (МУ). ЭГП и МУ управляют сливами из линии 1-го усиления параллельно гидравлическим регуляторам. При установке гидравлических регуляторов в стерегущий режим (на «прибавить» до упора) БУТЭГ является единственным элементом, управляющим турбиной. БУТЭГ устанавливает давление в линии 1-го усиления в соответствии с командой ЭЧ, далее клапаны отработывают команду как в штатной гидравлической схеме.

Во избежание перемещения клапанов при отказах (обнуление на входе ЭГП) реализация всех управляющих команд ЭЧ происходит одновременно двумя способами:

- во-первых, происходит измерение изменения тока и давления в линии 1-го усиления перемещением золотника ЭГП с минимальным временем **0,02...0,04** с;
- во-вторых, при отличии тока от нуля, вступает в работу электродвигатель МУ БУТЭГ'а и происходит дополнительное изменение давления со временем **50** с.

В результате дополнительного изменения давления (перерегулирования), по сигналу датчика давления (ДД) ток начинает изменяться в сторону нуля до тех пор, пока не достигнет нулевого значения и МУ остановится. Таким образом, в установившемся состоянии ток равен нулю, а положение клапанов определяется положением МУ, т.е. в течение нескольких секунд производится «перекачка» всех управляющих команд на МУ, а отключение ЭЧ не приведет к перемещению клапанов.

Полный переход на штатную гидравлическую схему производится оператором поочередным воздействием на МУ БУТЭГ'а в сторону на «прибавить» и МУТ ГРС в сторону на «убавить».

Недостатком описанной одноприводной (один БУТЭГ) схемы является сохранение штатной гидравлической схемы управления – «давление в линии 1-го усиления – положение гидроприводов» со всеми ее недостатками: нечувствительностью, малой точностью позиционирования, зависимостью характеристик от состояния гидравлики.

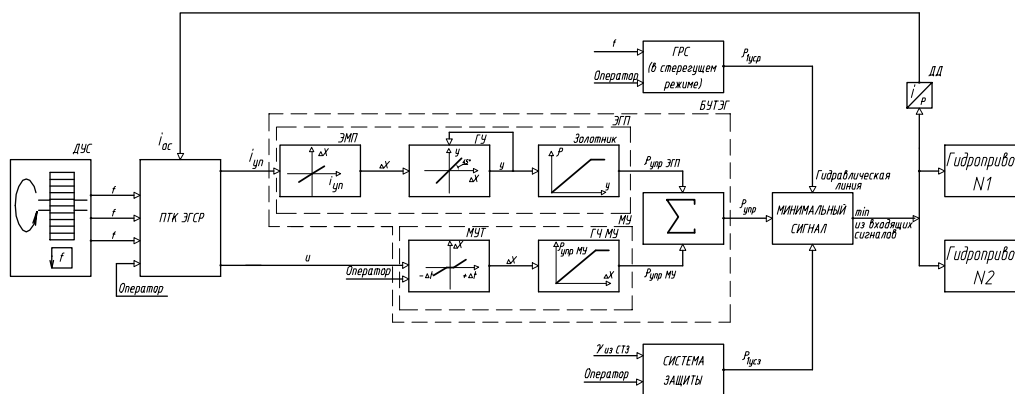


Рис. 4.

На рис. 5 представлена схема с двумя БУТЭГ'ами, управлением каждым гидроприводом своим БУТЭГ'ом и с обратной связью по положениям сервомоторов (двухприводная). В этой схеме существуют три линии управления сервомоторами:

- от гидравлических регуляторов и защиты – $P_{1ус}$;
- от БУТЭГ'а №1 – $P_{1упр}$;
- от БУТЭГ'а №2 – $P_{2упр}$.

На входе каждого гидропривода установлены предохранительные клапаны, пропускающие на вход гидропривода минимальную команду от гидравлических регуляторов или от БУТЭГ'а.

Благодаря такому решению становится возможным:

- повысить качество позиционирования каждого из гидроприводов за счет охвата обратной связью по положению;
- использовать одну штатную линию 1-го усиления при двух линиях управления от БУТЭГ'ов за счет установки предохранительных клапанов, сравнивающих давления.

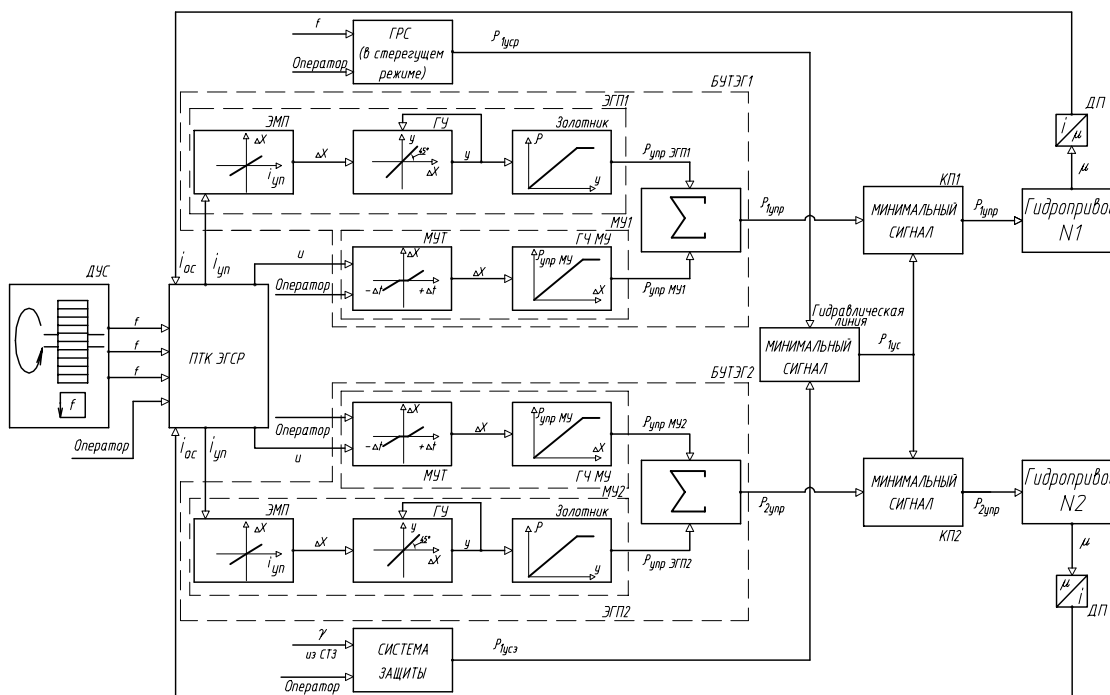


Рис. 5.

3.2 Для ЭГСР без резервной ГСР

На рис. 6 представлена схема без резервной ГСР с индивидуальными гидроприводами на базе ЭМП электродинамического типа. В этой схеме золотник ЭГП одновременно является ОЗ, гидравлические связи сведены к минимуму (гидроусилитель между ЭМП и золотником). Отсюда высокое качество позиционирования и возможность реализации любого порядка движения клапанов 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 ГСР предусмотрен безусловный останов турбины в случае обнуления (отказ ПТК, исчезновение питания и т.п.) ЭМП. Для этого ЭМП настраиваются с положительным током в «среднем положении», при обнулении ЭМП без дополнительных команд перемещается в сторону закрытия, клапаны закрываются и турбина останавливается.

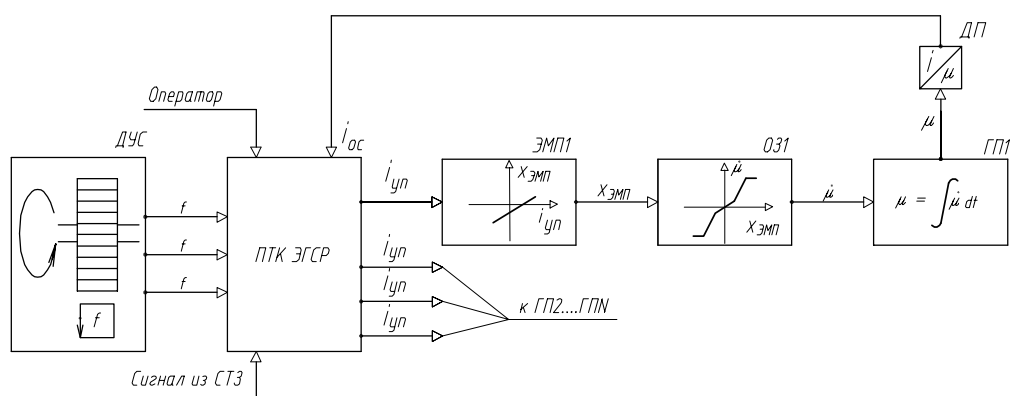


Рис. 6.

На рис. 7 представлена схема без резервной ГСР, с индивидуальными гидроприводами на базе ЭМП электромашинного типа.

Схема представляет дальнейшее совершенствование схемы, представленной на рис. 6. Применение ЭМП электромашинного типа с усилием до **500** кг позволило ликвидировать гидроусилитель и жестко соединить штоки ЭМП и ОЗ, 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.

Однако самоторможение штока ЭМП электромашинного типа не позволяет обеспечить закрытие клапанов при сочетании (правда, весьма проблематичном) отказа ЭЧ и срабатывании защит. Проблема решена ОАО «Турбоатом» введением разрывного устройства между ЭМП и ОЗ для принудительного перемещения ОЗ на «закрытие» подачи на него давления.

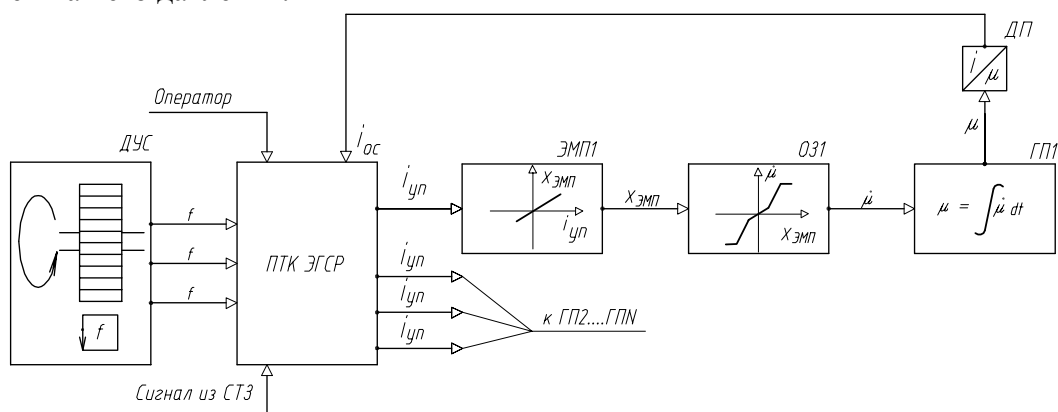


Рис. 7.

4 Анализ различных схем ГЧ и опыт эксплуатации

Большинство представленных схем с теми или другими модернизациями реализованы на конкретных турбинах.

4.1 Типичная гидравлическая система (рис. 3) реализована на всех турбинах К-500-65 для АЭС, К-300-240, К-500-240 для ТЭС.

Основные недостатки подобных схем:

– повышенная нечувствительность по частоте вращения (до **0,2...0,3%** номинальной);

– большой разброс местных значений неравномерности в зависимости от мощности;

– реализация команд от всех систем автоматики (регулирование давления пара и т.п.) через МУТ с темпом изменения мощности не быстрее 2% за секунду, гистерезисом до 2% и выбегом до 1%;

– пульсация сервомоторов, приводящая к ускоренному износу деталей регулирования и парораспределения;

– необходимость привлечения к наладке высококвалифицированных специалистов по гидроавтоматике.

В силу перечисленных причин возникла тенденция к замене гидравлических систем электрогидравлическими.

4.2 Одноприводная ЭГСР (рис. 4).

Схема требует минимальных объемов функций ЭЧ и доработок ГЧ при модернизации. Имеющие место в ГСР недостатки значительно уменьшаются, прежде всего:

– уменьшается нечувствительность системы и пульсация сервомоторов за счет перевода в стерегущий режим нестабильных элементов ГСР: датчика частоты (гидродинамического или центробежного) и золотника гидравлического регулятора скорости (ГРС);

– появляется возможность линеаризации статической характеристики;

– ввод команд от всех систем автоматики производится через быстродействующий ЭПП вместо МУТ'а.

Однако, в силу наличия достаточно развитого гидравлического контура:

– нечувствительность системы не может быть доведена до современного требования – 0,04%;

– сохраняется, хоть и уменьшенная, пульсация сервомоторов и нестабильность отработки команд систем автоматики.

В общем, внедрение одноприводной ЭГСР значительно расширяет функции системы, но сохраняет зависимость характеристик ЭГСР от состояния ГЧ и целесообразна при отсутствии у Заказчика претензий к работе исходной ГЧ.

Одноприводная ЭГСР выполнена на турбинах ОАО «Турбоатом»:

– с фирмой «Сименс» на турбинах К-220-44 АЭС «Ловииса» с установкой 2-х дублирующих друг друга ЭПП фирмы «Сименс» с гидравлическими обратными связями по давлению в линии 1-го усиления;

– с фирмой «Сежелек» на турбинах К-220-44 АЭС «Пакш» с установкой ЭПП фирмы «Альстом» и заменой МУТ автономной электрической схемы блокировки, запоминающей текущее значение тока на входе ЭПП и поддерживающей это значение при отказе ПТК;

– с фирмой «Альстом» на турбине К-160-130 ТЭС «Парошень» в Румынии.

4.3 Двухприводная ЭГСР (рис. 5).

Двухприводная ЭГСР резко уменьшает влияние характеристик ГЧ на работу системы регулирования, что достигается использованием индивидуальных БУТЭГ'ов для каждого гидропривода с электрической обратной связью по положению этого гидропривода.

Однако двухприводная ЭГСР является более дорогой из-за увеличения количества элементов в ГЧ и функций ЭЧ.

Двухприводная ЭГСР в различных модификациях выполнена на турбинах К-1000-60/1500, К-750-65/3000, К-500-60/1500, К-325-4 с ЭЧ фирмы «Монолит».

4.4 Схемы без резервной ГСР (рис. 6, 7) позволяют полностью (рис. 7) или почти полностью (рис. 6) отказаться от промежуточных гидравлических связей. Это резко упрощает ГЧ, уменьшает затраты на обслуживание, повышает стабильность работы, увеличивает точность позиционирования.

Существенным дополнительным преимуществом схемы с электромашинным преобразователем (рис. 7) является применение в ЭМП широтно-импульсной модуляции, когда малейшее изменение регулируемого параметра, замеренное прецизионным датчиком (частоты, положения гидропривода и т.д.), приводит к мгновенному (до 0,01 с) созданию максимального усилия, перемещающего ОЗ, что существенно уменьшает нечувствительность и увеличивает точность позиционирования системы. Это особенно важно в случае повышенного трения в элементах ГЧ: использования в качестве рабочего тела конденсата, загрязнения масла, невозможности механической обработки деталей с высокими точностями и качеством поверхности.

Недостатком схем без резервной ГСР является повышенные требования к надежности работы датчиков, ПТК, ЭМП, т.к. любой отказ этих элементов приводит к останову турбины. Дополнительным недостатком схем с ЭМП электромашинного типа является ограниченное число производителей таких ЭМП.

5 Выводы

5.1 Электрогидравлические системы регулирования благодаря бесспорным преимуществам (малая нечувствительность, стабильность, точность позиционирования, использование в системах автоматизации и т.д.) нашли широкое применение в современных турбинах.

5.2 Конструкция гидравлической части системы определяется характеристиками и надежностью электронной части, типом турбины, возможностями производства.

5.3 Предпочтительное применение:

5.3.1 Для АЭС – схемы с индивидуальным управлением каждым гидроприводом группы клапанов, с возможностью подключения резервной гидравлической системы при отказе электронной части.

5.3.2 Для блоков ТЭС большой мощности и высокими параметрами пара с конденсатом в системе регулирования – схемы с электромеханическими преобразователями электромашинного типа без применения резервной гидравлической системы.

Принятые сокращения и обозначения

БУТЭГ	– блок управления турбиной электрогидравлический
ГСР	– гидравлический регулятор скорости
ГОС	– гидравлическая обратная связь
ГУ	– гидроусилитель
ГЧ	– гидравлическая часть
ДД	– датчик давления
ДП	– датчик положения
ДУС	– датчик угловой скорости
ЗРС	– золотник регулятора скорости
КП	– клапан предохранительный
МУ	– механизм управления

МУТ	– механизм управления турбиной
ОЗ	– отсечной золотник
ПТК	– программно-технический комплекс
РС	– регулятор скорости
СМ	– сервомотор
ЭГП	– электрогидравлический преобразователь
ЭМП	– электромеханический преобразователь
Σ	– сумматор
f	– частота вращения ротора
$I_{уп}$	– ток управления
$I_{ос}$	– ток обратной связи
$P_{им}$	– давление импеллера
x, y	– координата положения
Δ	– изменение координаты
$P_{1уср}$	– относительное давление в линии 1-го усиления регулирования
$P_{1усз}$	– относительное давление в линии 1-го усиления защиты
$P_{упр}$	– относительное давление в линии управления
$P_{упр}$	– относительное давление в линии обратной связи
$\sigma_{оз}$	– относительная координата отсечного золотника
μ	– относительная координата перемещения сервомотора
γ	– относительный входной сигнал на электромагнит
U	– напряжение питания электродвигателя МУ

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.
2. *Рохленко В. Ю., Жорницкая Т. Я.* Основные особенности электрогидравлической системы регулирования НПО «Турбоатом» для турбин ТЭС // Теплоэнергетика. – 1990. – № 5.
3. *Рохленко В. Ю.* Система автоматического регулирования турбин малой мощности / В. Ю. Рохленко, Т. Я. Жорницкая, И. Н. Бабаев // Тяжелое машиностроение. – 1998. – № 11-12.
4. *Рохленко В. Ю.* Электрогидравлическая система регулирования с рабочим телом – конденсат для паровых турбин ОАО «Турбоатом» мощностью 300 и 500 МВт / В. Ю. Рохленко, В. М. Бабков, В. Шапиро, Д. Дроб, М. Волынский, А. Андреев, Ю. Наумов // Сборник докладов конференции: Повышение качества частоты в ЕЭС, в РАО ЕЭС. – России, 2002. – 17-18 декабря.

© Рохленко В.Ю., Лившиц М.Е., Агеева В.Н., 2007