

## СОВРЕМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ КРУПНЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ НА БАЗЕ АППАРАТУРЫ ТПТС, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ТРЕБУЕМОЕ КАЧЕСТВО УЧАСТИЯ ТУРБИН И КОТЛОВ В ПЕРВИЧНОМ И ВТОРИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ.

Лыско В.В., Биленко В.А., Сандерский А.Г., Меламед А.Д., ЗАО "Интеравтоматика"

Выполнение требований к участию энергоблоков в первичном регулировании частоты сети и во вторичном регулировании частоты сети и перетоков мощности в энергосистеме, а также к обеспечению готовности энергооборудования участвовать в решении энергосистемных задач противоаварийной автоматики (ПАА) требует решения на современном уровне задач регулирования турбины и котла, а также наличия необходимых технических средств для реализации этих решений.

В своих системах ЗАО «Интеравтоматика» использует отечественные технические средства ТПТС, которые изготавливает ВНИИА (г. Москва) по лицензии фирмы Сименс. Эти средства сертифицированы для использования на АЭС и принадлежат к числу наиболее мощных современных средств автоматизации в энергетике.

За 10 лет работы ЗАО «Интеравтоматика» накопила большой и вполне успешный опыт разработки и внедрения полномасштабных АСУТП на ряде мощных энергоблоков и на других энергетических объектах в России и за границей. Этот опыт позволяет не только обеспечить высокое качество регулирования энергоблоков, но и существенно сократить срок внедрения систем.

ЗАО «Интеравтоматика» накопила значительный опыт построения схем регулирования котлов, обеспечивающих их управляемость в полностью автоматическом режиме (в пределах регулировочного диапазона); этот опыт касается как котлов, работающих на газе, так и пылеугольных котлов, которые, как известно, являются значительно более сложными объектами управления, чем газомазутные котлы.

По сравнению с немецким прототипом в технические средства ТПТС добавлены разработанные ЗАО «Интеравтоматика» и ВНИИА специализированные функциональные модули повышенного быстродействия для решения задач управления турбиной. Разработан также электронный модуль управления электрогидравлическим преобразователем (ЭГП), встраиваемый в шкаф ТПТС. Таким образом, впервые весь комплекс задач контроля и управления турбоагрегатом и энергоблоком в целом, включая задачи первичного регулирования частоты вращения и ПАА, реализован на однородных технических средствах.

Сегодня при реконструкции систем регулирования частоты и мощности энергоблоков 200-800МВт возможны следующие варианты:

*Вариант 1.* Полная одномоментная реконструкция АСУТП энергоблока с реконструкцией всех систем автоматики котла и турбины, включая и реконструкцию (или, при необходимости создание) системы регулирования частоты и мощности. Будем называть такие АСУТП полномасштабными, понимая под этим АСУТП, которые предусматривают автоматизацию практически всего оборудования энергоблока и всех функций управления.

В рамках полномасштабной автоматизации, в свою очередь, возможны различные варианты автоматизации управления турбиной:

*Вариант 1.1.* Замена старой ЭЧСР на ЭЧСР на средствах ТПТС с сохранением типового набора функций (или создание новой ЭЧСР на этих средствах, если ранее ЭЧСР на энергоблоке отсутствовала).

*Вариант 1.2.* Создание на турбине современной электрогидравлической системы регулирования с цифровым первичным регулятором частоты вращения и глубокой реконструкцией гидравлической системы регулирования, в результате которой гидравлическая система существенно упрощается.

*Вариант 1.3.* Создание дополнительно к вариантам 1.1 и/или 1.2 электронной противоразгонной защиты, позволяющей проводить ее испытания без разгона ротора турбины выше номинальной частоты вращения и сохраняющей на время испытаний защиту турбины в работе. При этом имеется возможность автоматической проверки противоразгонной защиты на работающем блоке вплоть до давления, управляющего стопорными клапанами, однако, без их посадки.

*Вариант 2.* При недостатке средств возможно вести работы по внедрению полномасштабных АСУТП энергоблоков, - что является по существу конечной целью работы специалистов по автоматизации, - поэтапно, рассматривая систему регулирования частоты и мощности, удовлетворяющую современным требованиям и внедряемую сегодня, как важную часть или первую стадию решения задачи создания АСУТП блока. Конечно, само название «система регулирования частоты и мощности» условно: это комплекс основных контуров регулирования котла и турбины (несколько десятков регуляторов), использующих в том числе и специализированные модули, обеспечивающие управление быстродействующими контурами, связанных единой системой регулирования частоты и мощности, учета

технологических ограничений, общей системой отображения информации и связи с оператором. Таким образом, уже на этой первой стадии работы возможно качественно и за сравнительно скромные суммы обеспечить доведение регулировочных характеристик энергоблоков до международных стандартов, сохраняя возможность расширения этих систем на последующих стадиях работы до полномасштабных АСУТП.

Естественно, и в этом случае возможны те же три решения по автоматизации управления турбиной, которые были перечислены для варианта 1, однако следует учитывать, что без создания полноценной электрогидравлической системы регулирования турбины (с микропроцессорным первичным регулятором частоты вращения) реализация малой зоны нечувствительности по частоте вращения (порядка 20 мГц) невозможна.

На рис. 1 представлена укрупненная структурная схема управления нагрузкой энергоблока для турбины с традиционной гидравлической системой регулирования, на рис. 2 – с электрогидравлической системой, в которой реализован микропроцессорный (электрический) регулятор частоты вращения ротора турбины. Узел формирования заданных значений нагрузки котла  $N_{к\text{ зад}}$  и турбины  $N_{т\text{ зад}}$  рассчитывает по сигналам заданных значений плановой мощности  $N_{пл\text{ план}}$ , неплановой  $N_{нп\text{ план}}$  и частоты сети  $f$  с учетом технологических ограничений по турбине ТО и котлу КО, а также температурного состояния турбины ТСТ. При действии устройств энергосистемной противоаварийной автоматики ПАА выполняется длительная и/или кратковременная разгрузка турбины. При долговременной разгрузке устанавливается новое значение послеварийной мощности  $N_{пв}$  которое передается также на котел. На рисунках показаны каналы (а не сигналы) связи между блоками. Каждый канал включает в себя различное число аналоговых и дискретных сигналов.

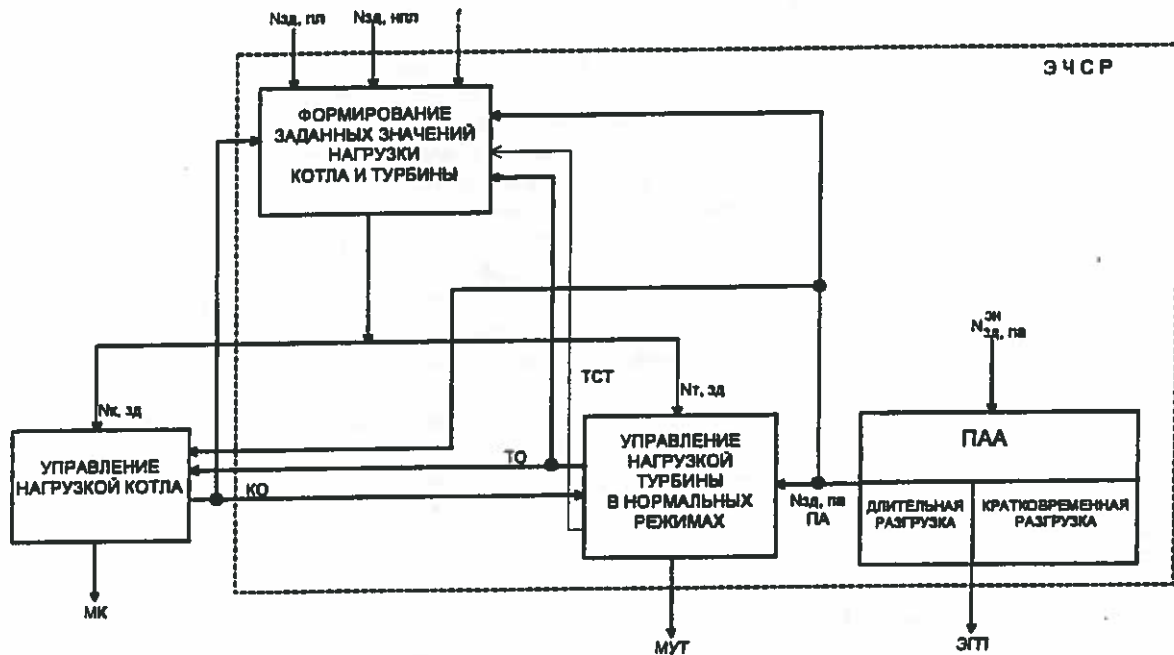


Рис. 1 Укрупненная структурная схема управления нагрузкой энергоблока

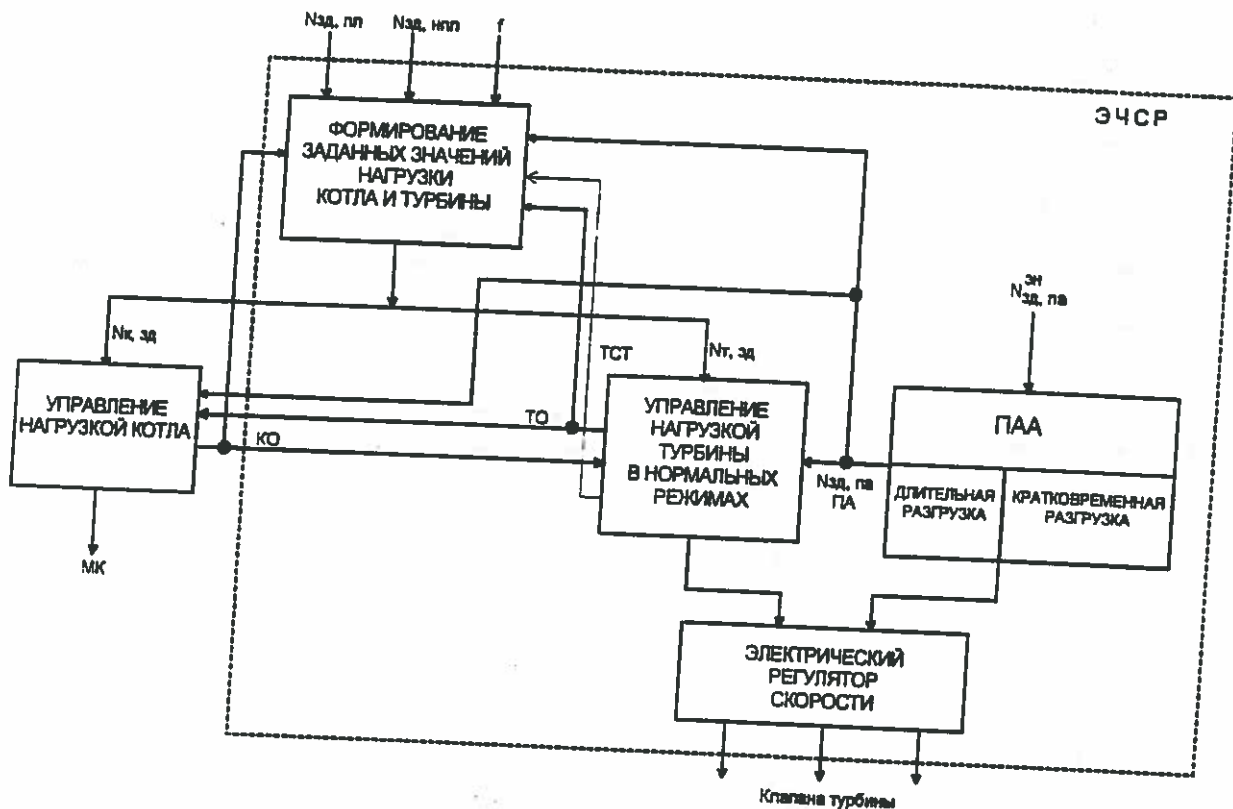


Рис. 2 Укрупненная структурная схема управления нагрузкой энергоблока (при электрическом регуляторе скорости)

При создании системы регулирования турбины, работающей в блоке с отечественным прямоточным котлом, особое внимание следует обратить на обеспечение эффективной совместной работы турбины и котла — как при нормальной работе (в режиме регулирования частоты сети в соответствии с нормативными документами), так и в пусковых режимах. Как известно, на отечественных прямоточных котлах режим автоматического регулирования давления пара за котлом путем воздействия на котел не используется ни в нормальных, ни в пусковых режимах. В то же время все требования отечественных и международных нормативных документов к энергоблоку в целом должны выполняться.

Как правило, зарубежные фирмы, занимающиеся системами регулирования турбин, всю тяжесть решения этой задачи возлагают на котел, требуя, чтобы системы регулирования и основное оборудование котла обеспечили качественное поддержание давления пара перед турбиной при регулировании его мощности.

Как уже говорилось выше, прямолинейное решение — включить на турбине регулятор мощности, а котлом обеспечивать поддержание давления пара — в отечественной практике не реализуется.

В противоположность этому система регулирования турбины, внедряемая ЗАО «Интеравтоматика», ориентирована на совместную работу турбины с отечественными прямоточными котлами, для чего имеет соответствующую структуру. Реализуя управление турбиной и котлом на общих средствах ТПТС, ЗАО «Интеравтоматика» объединяет системы регулирования турбины и котла в единую систему регулирования мощности энергоблока, реализующую все требования нормативных документов по регулированию частоты и мощности в нормальных и аварийных режимах. Решения, заложенные в структуре турбинной системы регулирования, а также «открытость» этой системы и возможность осуществлять ее наладку совместно с системами регулирования котла в координации со всем комплексом взаимных динамических связей и развязок (которые естественно, должны быть реализованы как в системе регулирования турбины, так и в системах регулирования блока и котла) позволяет гарантировать выполнение современных требований к участию энергоблока в регулировании частоты сети и мощности.

На рис. 3 более подробно представлена структурная схема системы регулирования мощности энергоблока. Система содержит общеблочную часть, формирующую заданное значение мощности блока, систему регулирования мощности котла СРМК, систему регулирования турбины СРТ, систему регулирования БРОУ, а также систему учета технологических ограничений (ТО).



В состав устройства формирования заданной мощности входят следующие узлы:

- Ограничитель темпа задания плановой составляющей мощности ( $OTZ_{пл}$ ), который формирует текущее задание по мощности и реализует в заданном оператором темпе  $(dN/dt)^{оп}$  новое, выставленное оператором конечное задание  $N_{пл}^{кон}$ .
- Ограничитель темпа задания неплановой составляющей мощности ( $OTZ_{нпл}$ ), поступающего от энергосистемного уровня АРЧМ (через стационарный уровень АРЧМ или напрямую).
- Система технологических ограничений.

Оба  $OTZ$  контролируют расчетные значения температурных напряжений в турбине, а также реализуют запреты на увеличение и уменьшение текущего задания в зависимости от рабочего диапазона мощности блока и возникших на блоке технологических ограничений. Границы рабочего диапазона мощности блока устанавливаются оператором с помощью задатчиков минимальной и максимальной мощности блока, системой  $ТО$ , учитывающей состав включенного оборудования, и ПАА. Эти границы  $N_{max}^{доп}$  и  $N_{min}^{доп}$ , наряду с ограничениями по нагрузке корпусов котла (для двухкорпусных котлов), учитываются также при формировании общекорпусных ограничений. Ограничения по турбине учитываются непосредственно в схемах корпусных (котельных) ограничений, а также в  $OTZ$ . Сигнал от корректора частоты сети  $\Delta N_{\omega}$  осуществляет коррекцию заданной мощности блока по частоте сети.

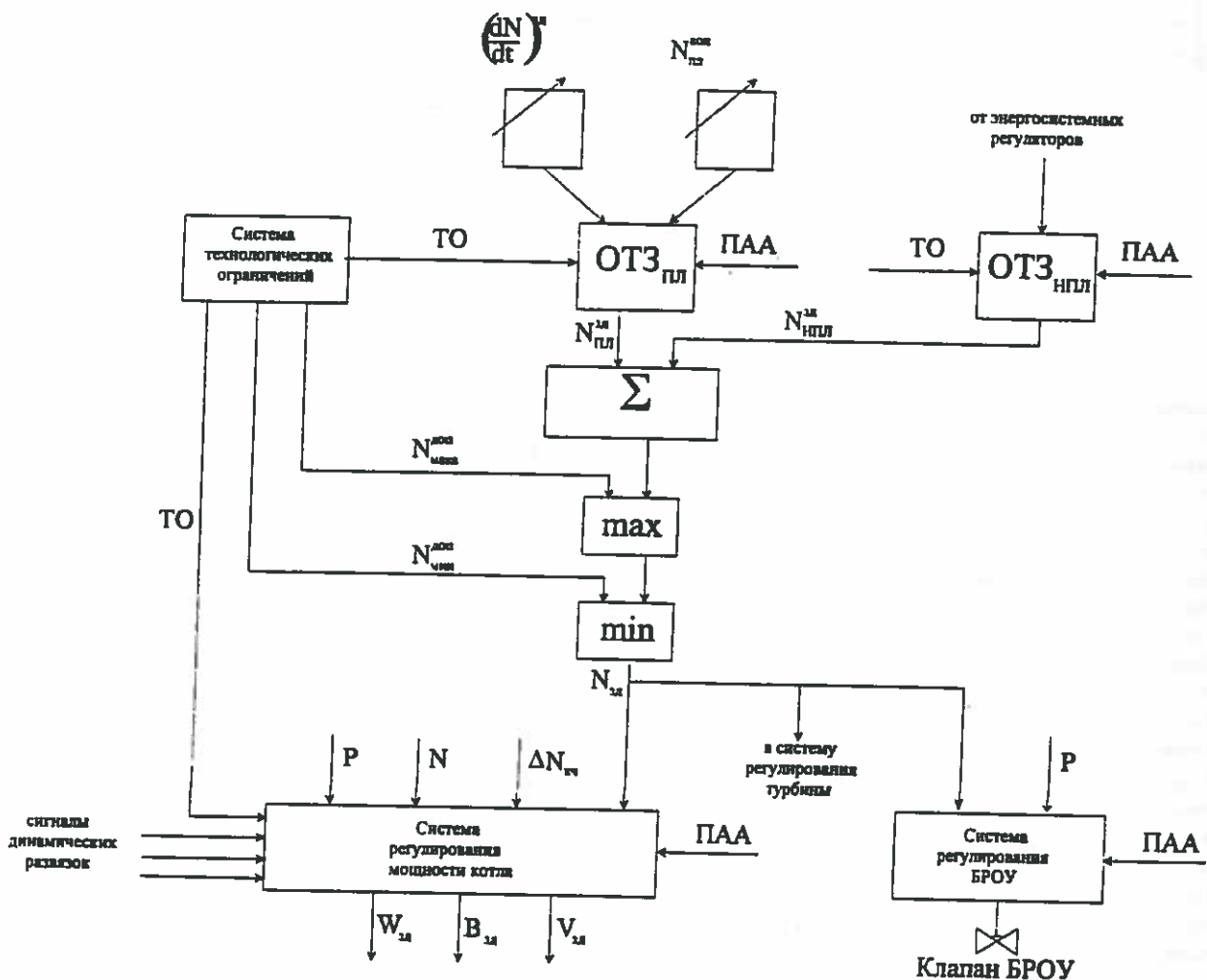


Рис.3. Структурная схема системы регулирования мощности энергоблока

Согласно принятым в России типовым решениям [1], автоматическая система регулирования (АСР) мощности блока выполнена как координированная: и турбина, и котел в соответствии с выбранными параметрами настройки участвуют в обработке возмущений по мощности. При этом в статике функция

поддержания электрической мощности возлагается на котел, а давления пара – на турбину. Для повышения приемистости в системе регулирования турбины (СРТ) используются дополнительный сигнал по небалансу мощности (разности между ее заданным и фактическим значениями), а также специально сформированный сигнал по изменению заданной мощности (с учетом отклонения частоты).

Для повышения качества регулирования мощности в СРМК предусмотрена компенсация воздействия перемещения регулирующих клапанов турбины на электрическую мощность, что позволяет «развязать» СРМК и СРТ. Для развязки СРМК с корректорами температурного режима предусмотрен ввод динамически преобразованных сигналов входных рассогласований корректоров температуры на вход СРМК. Выходным сигналом СРМК является сигнал заданной нагрузки котла, преобразованный в статически и динамически скоординированные сигналы заданных расходов топлива  $V_{\text{топ}}$ , питательной воды  $W_{\text{пв}}$  и воздуха  $V_{\text{вз}}$ .

Наличие сигналов «развязки», сформированных в специально рассчитанных «устройствах компенсации», обеспечивает в многосвязной системе регулирования энергоблока автономность отдельных контуров регулирования, что не только облегчает наладку и ввод системы в эксплуатацию, но и позволяет существенно повысить качество регулирования.

Структурная схема электрогидравлической системы регулирования турбины представлена на рис. 4.

Сигнал по частоте вращения, образованный из сигналов трех независимых датчиков, используется для формирования законов первичного и вторичного регулирования частоты (для чего передается через корректор частоты в СРМК). Сигнал по мощности генератора поступает от быстродействующих преобразователей мощности и используется в схемах ПАА, вторичного регулирования мощности и также передается в СРМК.

Закон регулирования частоты вращения (первичное регулирование) формируется цифровым путем. Выходной сигнал электронной части системы регулирования турбины через электрогидравлические преобразователи (ЭГП) воздействует на регулирующие клапаны части высокого давления  $H_{\text{вд}}$  и части среднего давления  $H_{\text{сд}}$  турбины, обеспечивая их необходимое перемещение.

В функции модулей, имеющих повышенное быстродействие, входят также прием и расчет сигналов частоты вращения, формирование производной частоты вращения, формирование дискретных сигналов, используемых в схемах защиты по превышению частоты вращения; с помощью этих модулей реализованы и все прочие функции ПАА, которые заложены в ЭЧСР-М.

Все решения по реконструкции системы регулирования турбин технически и организационно согласованы с ЛМЗ и выполняются совместно с заводом. Аналогичное согласование и согласие на совместную работу получено для турбин К-300 от Харьковского объединения «Турбоатом» (его турбины установлены на газомазутных энергоблоках Ставропольской ГРЭС).

Новые технические средства прошли успешную апробацию на газотурбинной установке ГТЭ-110. На их базе выполнены системы регулирования частоты вращения и мощности газовой турбины, которые интегрированы в АСУТП ГТЭ-110. Испытания этих систем регулирования проводятся в течение последних месяцев на испытательном стенде ГТЭ-110 на Ивановской ГРЭС в рамках всеобъемлющих испытаний турбоустановки. За это время в автоматическом режиме проведены десятки пусков, накоплен длительный опыт работы в режиме регулирования мощности. Испытания подтвердили высокое качество работы системы регулирования.

Если на ГТЭ-110 в качестве усилительного элемента использован электромеханический преобразователь (ЭМП), то на турбинах 25 МВт Калужского турбинного завода, где также установлены электрогидравлические системы регулирования, созданные ЗАО «Интеравтоматика», для этой цели использованы электрогидравлические преобразователи (ЭГП). Работа двух таких турбин КТЗ на Мутновской ГеоЭС также подтвердила правильность принятых технических решений и высокое качество регулирования.

На блоке 800 МВт Березовской ГРЭС в составе АСУТП, выполненной на средствах ТИПС, в этом году внедрена реализованная на этих же средствах ЭЧСР, предназначенная для замены ЭЧСР производства ВЭИ, и в полном объеме реализована система АРЧМ пылеугольного блока, работающего в режиме скользящего давления пара.

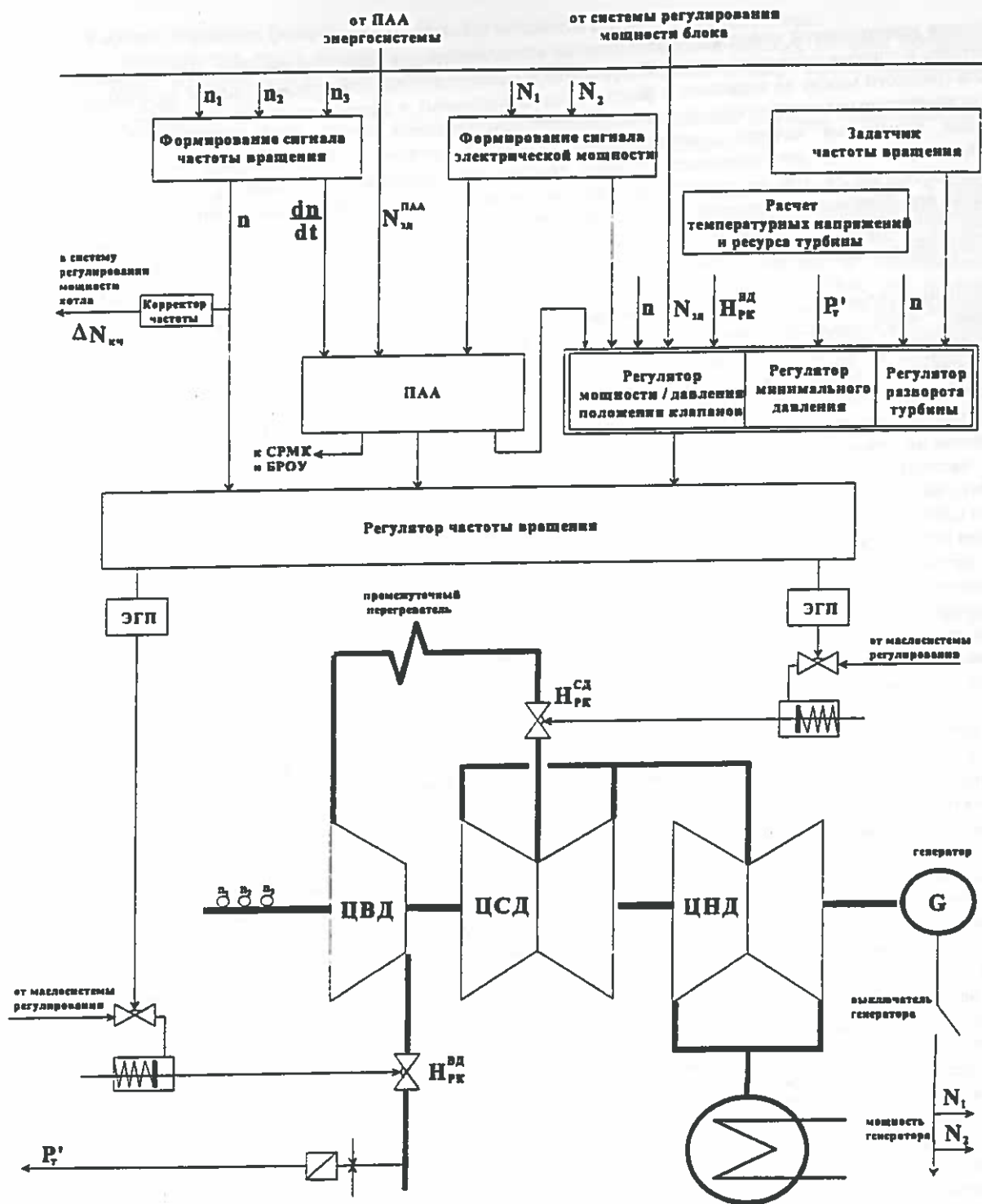


Рис.4. Структурная схема электрогидравлической системы регулирования турбины

Литература

1. Давыдов Н.И., Меламед А.Д., Трахтенберг М.Д., Фотин Л.П. Система автоматического регулирования частоты и мощности блочных ТЭС с прямоточными котлами. - Теплоэнергетика. 1979. №8. С.2-6.