

Н.И. Мамонтов, чл.-корр. Инженерной Академии Украины, главный инженер, О.М. Кобцев, главный инженер проекта (Харьковское Центральное Конструкторское Бюро «Энергопрогресс»), В.В. Панов, аспирант (Национальный аэрокосмический университет им. Н.Е. Жуковского «Харьковский авиационный институт») г. Харьков, Украина

Эффективность и целесообразность применения турбоприводов питательных насосов на ТЭЦ и энергоблоках 150 – 200 МВт ТЭС

Рассмотрен вопрос применения турбоприводов питательных насосов на ТЭЦ с поперечными связями и на энергоблоках 150 – 200 МВт ТЭС. Определены границы целесообразности внедрения турбопривода, а также особенности его эксплуатации на различных режимах при совместной работе с основными турбинами в условиях ТЭЦ и ТЭС.

Ключевые слова: турбопривод, питательный насос, энергоблок, дросселирование, регулирование оборотов, экономичность.

Розглянуто питання застосування турбоприводів живильних насосів на ТЕЦ з поперечними зв'язками та на енергоблоках 150 – 200 МВт ТЕС. Визначена межа доцільності впровадження турбопривода, а також особливості його експлуатації на різноманітних режимах при спільній роботі з основною турбіною в умовах ТЕЦ та ТЕС.

Ключові слова: турбопривод, живильний насос, енергоблок, дроселювання, регулювання оборотів, економічність.

The question of application of the turbine drive of feed pump at the TPP is considered. The boundaries of feasibility of implementing the turbine drive and features its use in different operating modes with the main turbine in TPP are defined.

Keywords: turbine drive, feed pump, power generation unit, throttling, regulation of revolutions, economy.

На современных тепловых электростанциях с высокими и сверхкритическими параметрами питательный насос является одним из основных элементов оборудования, оказывающим существенное влияние на экономичность и надежность эксплуатации электростанции. С повышением параметров и единичных мощностей блоков производительность питательных насосов и развиваемый ими напор значительно увеличиваются. При этом мощность возрастает настолько, что эти насосы становятся основными потребителями электроэнергии собственных нужд на станции. Так, для энергоблоков с турбинами типа К-160-130 и К-200-130 расход энергии на привод составляет 1,7- 2,0 % вырабатываемой мощности энергоблока.

Решение вопросов эффективного регулирования производительности и напора питательных насосов, позволяющих уменьшить износ самого насоса, трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры, снизить потребление собственных нужд, является в настоящее время одним из основных факторов, обеспечивающих надежность работы,

экономичность и маневренность котлотурбинного оборудования.

В настоящее время на ТЭЦ с поперечными связями, а также на энергоблоках 150-200 МВт ТЭС для подачи питательной воды в котел применяются питательные насосы с электроприводом (ПЭН). Регулирование их производительности осуществляется преимущественно регулятором питания котла (РПК). При таком дроссельном регулировании снижение расхода питательной воды сопровождается повышением давления в сети и увеличением перепада давлений на РПК, что приводит к значительным потерям и чрезмерному потреблению электроэнергии приводом ПЭНа.

Более экономичное регулирование производительности питательного насоса возможно осуществить при изменении числа его оборотов с помощью турбопривода, частотного регулятора (ЧР) или гидромуфты (ГМ). Вопросы применения гидромуфт, а также частотных регуляторов на ТЭЦ и ТЭС рассмотрены в литературе [1 – 5].

В данной статье рассматривается техническая возможность и

экономическая целесообразность применения турбоприводов питательных насосов (ТПН) в условиях ТЭЦ с поперечными связями и на энергоблоках ТЭС, а также особенности, которые должны быть учтены при принятии решения об установке турбоприводов.

Турбоприводы питательных насосов ТЭЦ с поперечными связями

В течение 5-6 последних лет в ряде публикаций и докладов на конференциях рассматривались вопросы применения турбопривода на ТЭЦ, и приведенные в них данные свидетельствовали о технической возможности и экономической целесообразности такого внедрения [6, 7]. Экономическое обоснование при этом основывалось на следующих факторах.

1. Для ТЭЦ с параметрами пара 8,82 и 13,72 МПа (90 и 140 ата) характерно наличие турбин типа ПТ и Р для выработки пара 0,78-1,27 МПа (8-13 ата) на производственные нужды сторонних потребителей. В настоящее время наблюдается устойчивая тенденция снижения потребителей пара производственных параметров, в

результате чего турбины типа ПТ оказываются недогруженными по свежему пару, а турбины типа Р зачастую приходится останавливать. В данном случае установка турбопривода, питающегося паром производственных параметров из коллектора 0,78 – 1,27 МПа (8-13 ата), позволяет увеличить нагрузку «П» отборов турбин, догрузить турбины по свежему пару и увеличить отпуск электрической энергии, а также обеспечить покрытие дополнительных теплофикационных нагрузок выхлопным паром турбопривода (сброс пара осуществляется в теплофикационный коллектор 0,12 – 0,196 МПа (1,2 – 2 ата). Такая схема включения ТПН приведена на рис. 1.

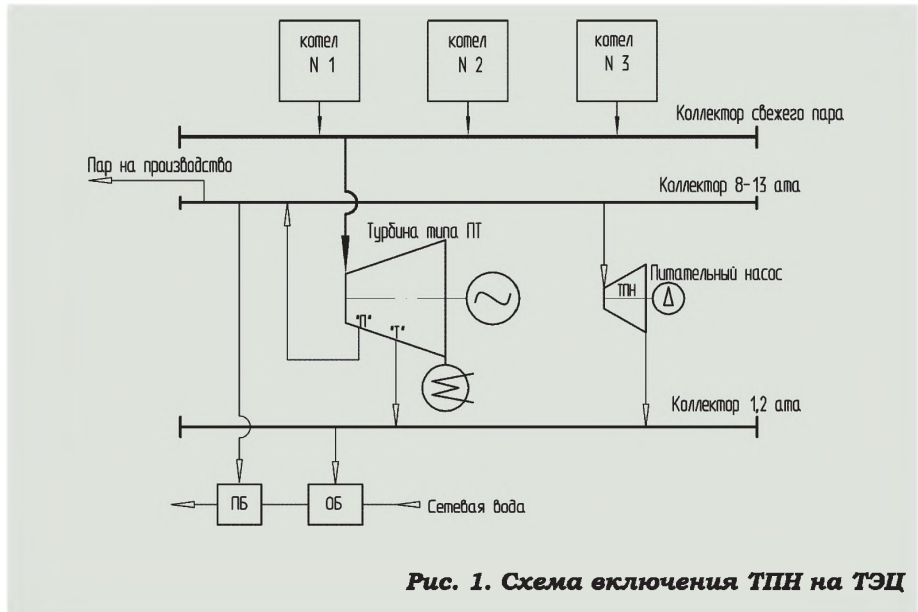


Рис. 1. Схема включения ТПН на ТЭЦ

2. Регулирование мощности и производительности насосов путем изменения числа оборотов является более экономичным, чем дросселирование арматурой на напоре насоса.

Эти факторы, в основном, и определили создание, а также пилотное применение ТПН на нескольких электростанциях.

При обосновании технико-экономических показателей в указанных выше публикациях не был учтен ряд важных факторов, имеющих решающее значение для оценки эффективности использования ТПН на ТЭЦ. Результаты испытаний и анализ эксплуатации ТПН на реализованных объектах также показали, что применение турбопривода в составе ТЭЦ не всегда целесообразно вследствие следующих особенностей.

1. Особенности гидравлического режима ТЭЦ

ТЭЦ, имеющие поперечные связи по свежему пару и питательной воде, как правило, укомплектованы группой питательных насосов, имеющих одинаковую напорную характеристику и работающих параллельно. При замене электропривода одного из них на турбопривод, напорные характеристики насосов становятся различными. В такой ситуации разгрузка ТПН и снижение его напора приводит к увеличению производительности остальных насосов и соответствующему увеличению потребления ими электроэнергии. Диапазон изменения

давления в коллекторе питательной воды при параллельной работе насосов с электроприводом и турбоприводом крайне мал из-за возникновения эффекта «запирания» ТПН более высоконапорными насосами с электроприводом.

На рис. 2 приведен график параллельной работы трех насосов на общий коллектор питательной воды.

При параллельной работе насосов точка А (пересечение гидравлической характеристики сети и суммарной напорной характеристики насосов) соответствует номинальному расходу $Q_{ном}$ и давлению $P_{ном}$. Для уменьшения расхода питательной воды можно плавно снижать обороты одного из насосов, в результате чего процесс будет смещаться по линии характеристики сети из точки А в точку С (пунктир-

ной линией показано изменение напорной характеристики одного из насосов при изменении его оборотов).

В интервале А – В снижение мощности насоса пропорционально изменению числа его оборотов в третьей степени. В точке В расход через третий насос становится минимально допустимым и для предотвращения его перегрева открывается линия рециркуляции. Таким образом, при дальнейшем снижении оборотов в интервале В – С насос будет работать с «паразитным» расходом воды (за счет рециркуляции) и мощность насоса будет снижаться в значительно меньшей степени, чем в интервале А – В. Видно, что при параллельной работе нескольких насосов возможный диапазон регулирования оборотов одного из них оказывается крайне мал. Кро-

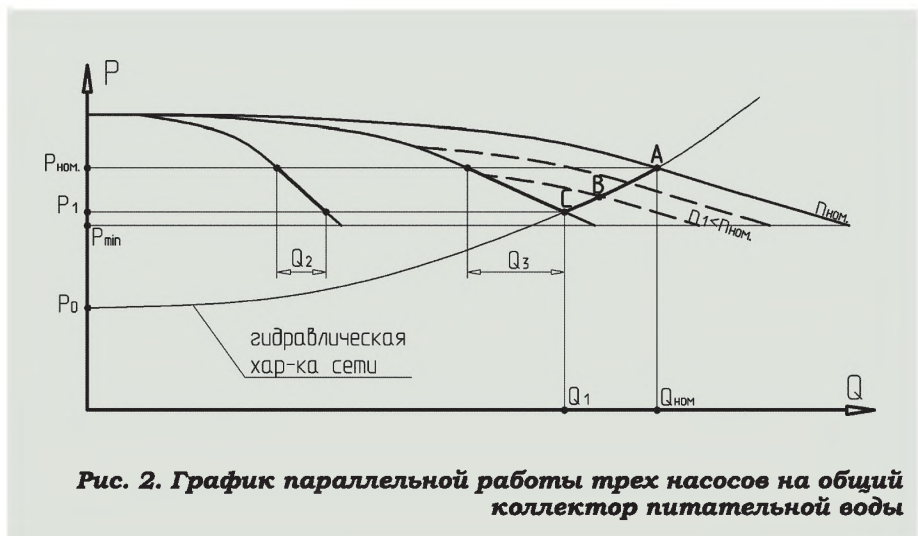


Рис. 2. График параллельной работы трех насосов на общий коллектор питательной воды

ме того, при снижении оборотов одного насоса уменьшение расхода воды с $Q_{ном}$ до Q_1 вызывает уменьшение давления от $P_{ном}$ до P_1 , что приводит к увеличению производительности каждого из двух других насосов на величину Q_2 (суммарно на Q_3) и, следовательно, ведет к увеличению их мощности. Это дополнительно снижает суммарный экономический эффект.

Для исключения диапазонов работы насоса с открытой линией рециркуляции и достижения максимального эффекта регулируемые приводами должны быть оснащены, как минимум, два насоса, что значительно увеличивает капитальные вложения.

Из рис. 2 также видно, что возможный диапазон снижения давления в коллекторе ограничен величиной P_{min} , определяемой крайней точкой напорной характеристики первых двух насосов. Третий насос с регулируемыми оборотами не может обеспечить снижение давления ниже этой величины. Для значительного снижения напора необходимо отключать высоконапорные электронасосы и включать низконапорные (имеющие меньшее количество рабочих колес). Эти манипуляции не упрощают эксплуатацию, а эффект от регулирования оборотами с помощью ТПН в данном случае минимален.

Следует заметить, что данная особенность гидравлического режима ТЭЦ является ограничением по отношению ко всем возможным видам регулирования оборотов насоса, в том числе к частотным регуляторам и гидромuftам.

2. Особенности эксплуатации тепловых режимов ТЭЦ

Одним из аргументов при обосновании применения ТПН на ТЭЦ являлась недогруженность турбин типа ПТ по свежему пару, связанная с ограниченной пропускной способностью отсеков среднего давления этих турбин. В данном случае ТПН целесообразно включать в работу только при достижении полной загрузки проточной части среднего давления всех турбин ТЭЦ (типа ПТ) и дефиците пара теплофикационных параметров.

Такие режимы работы ТЭЦ кратковременны и имеют место

при пиках теплофикационной и электрической нагрузки в наиболее холодный период года.

Кроме того, многие ТЭЦ работают по наиболее экономичному тепловому графику с минимальной выработкой конденсационной мощности и в этом случае применение ТПН нецелесообразно в связи с малым временем возможного его использования.

3. Сравнительная экономичность турбин ТЭЦ и ТПН

При недогруженных отсеках среднего давления основных турбин использовать ТПН не экономно, т.к. КПД проточной части ТПН всегда несколько ниже, чем КПД проточной части среднего давления основной турбины. Кроме того, потери давления в подводящих и отводящих трубопроводах и органах парораспределения ТПН приводят к уменьшению используемого теплотерпада, что приводит, в свою очередь, к увеличению расхода пара на ТПН для выработки необходимой электрической мощности. В результате каждая тонна пара в ТПН вырабатывает меньшую мощность, чем в части среднего давления основной турбины, вследствие чего отбор пара на ТПН приводит к снижению суммарной мощности.

4. Особенности включения ТПН в схему ТЭЦ

В соответствии с рис. 1 подача пара на ТПН предполагается из коллектора производственных отборов, а выхлоп – в коллектор теплофикационных отборов с постоянными давлениями в них, соответственно, 0,78-1,27 МПа (8-13 ата) и 0,12-0,196 МПа (1,2-2 ата). При таком подключении эффективная работа турбопривода имеет место только при максимальной мощности ТПН, спроектированного для указанного перепада давлений.

Для уменьшения нагрузки турбопривода приходится снижать на него расход пара путем прикрытия регулирующего клапана на входе в ТПН, что приводит к значительному снижению КПД турбопривода по состоянию перед его стопорным клапаном вследствие дросселирования. Таким образом, возникает ситуация, когда теоретически турбопривод должен обеспечивать максимальную экономичность как

раз на режимах глубокой разгрузки, однако в реальных условиях на этих режимах он работает с крайне низкой экономичностью.

Учитывая вышеперечисленные факторы, целесообразность применения ТПН на ТЭЦ с поперечными связями не является очевидной и должна определяться строго индивидуально для конкретных условий и режимов работы турбин ТЭЦ, с проведением соответствующих тщательных технико-экономических расчетов и фактического срока окупаемости затрат.

Турбоприводы питательных насосов для блоков 150-200 МВт ТЭС

Для энергоблоков большой мощности 300-800 МВт применение турбопривода питательного насоса является типовым решением. На блоках меньшей мощности по различным причинам ТПН применение не получил. Однако в настоящее время, при изменении структуры энергопотребления, графиков покрытия электрических нагрузок, подорожании топлива и электроэнергии существует техническая возможность и экономическая целесообразность установки ТПН на энергоблоках 150-200 МВт ТЭС.

На сегодняшний день многие энергоблоки 150-200 МВт по различным причинам работают с неполной нагрузкой – из-за качества топлива, технического состояния котельного агрегата, участия в регулировочном режиме энергосистемы. Работа в режиме глубоких разгрузок характеризуется значительными потерями при дроссельном регулировании производительности ПЭН и приводит к ухудшению удельных показателей энергоблока. Для повышения экономичности на блочных ТЭС зачастую применяют регулирование оборотами питательного насоса с помощью гидромuft, однако, как показывает эксплуатация, они имеют низкую надежность. В то же время, значительной мощности насосов (3500-4000 кВт) соответствует также значительная величина возможного снижения энергопотребления при регулировании оборотов с помощью турбопривода, который заметно экономичнее и надежнее гидромuftы.

В отличие от схем трубопроводов питательной воды ТЭЦ с поперечными связями, в которых все насосы имеют примерно одинаковую напорную характеристику и работают параллельно на общий коллектор, на энергоблоках 150-200 МВт подача питательной воды в котел обеспечивается, как правило, одним насосом. В данном случае диапазон регулирования оборотов насоса энергоблока не ограничивается работой других насосов.

На рис. 3 представлен график работы питательного насоса в составе энергоблока.

Из рис.3 видно, что рабочая точка А, соответствующая номинальным расходу $Q_{ном}$ и давлению $P_{ном}$, при снижении оборотов насоса (штрихпунктирные линии) может смещаться по характеристике сети вплоть до точки В, в которой расход становится минимально допустимым и включается линия рециркуляции. Следует заметить, что разгрузка энергоблока в основном ограничена надежностью работы котла (по условию обеспечение выхода шлака, исключения обрыва факела и др.) и, как правило, ограничена 50% от номинальной мощности. Меньшая нагрузка энергоблока наблюдается только при его пусках и остановках и обеспечивается пусковыми электронасосами. Таким образом, основной питательный насос, на котором предлагается установить турбопривод, принципиально не может попасть в область малых расходов, где требуется включение рециркуляции. Вследствие этого, в условиях блочных ТЭС плавное регулирование оборотов и изменение производительности основного питательного насоса возможно осуществить во всем рабочем диапазоне нагрузок энергоблока при почти полном исключении дросселирования на РПК.

В зависимости от параметров пара перед турбоприводом и за ним, наличия или отсутствия стационарных потребителей редуцированного пара, а также режимов работы основной турбины, возможны несколько вариантов включения ТПН в тепловую схему энергоблока.

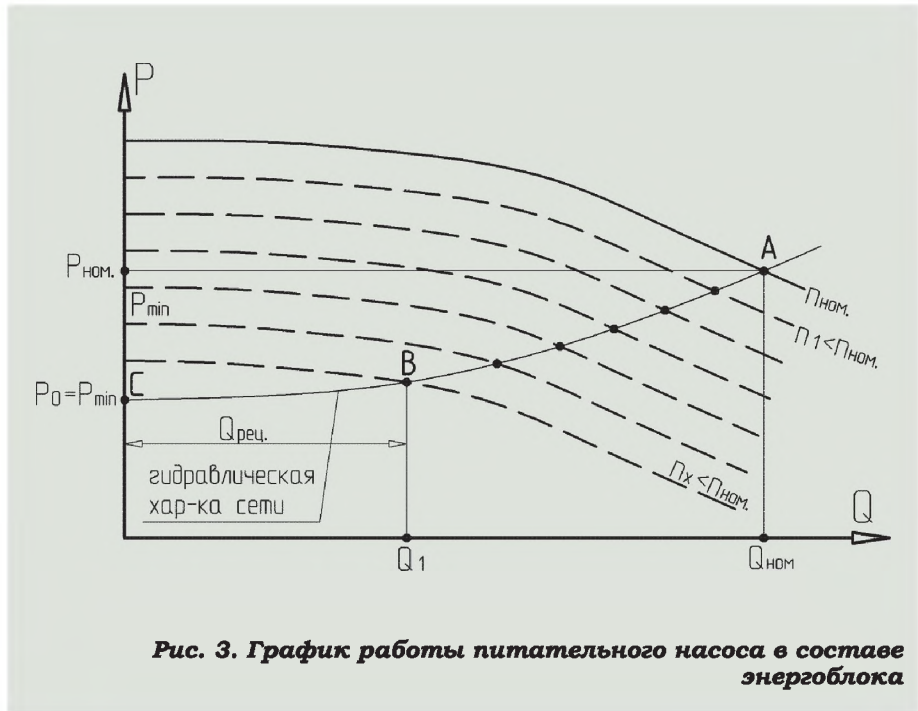


Рис. 3. График работы питательного насоса в составе энергоблока

Вариант 1. Питание турбопривода свежим паром от котла и сброс отработанного пара в стационарный коллектор собственных нужд

Как правило, пар в стационарный коллектор собственных нужд (1,27 МПа) поступает из ХПП турбин через РОУ. В рассматриваемом варианте предполагается установка ТПН, питающегося свежим паром от котла и осуществляющего выхлоп отработанного пара в коллектор 1,27 МПа с замещением отборов пара из ХПП основной турбины. В случае, когда потребитель пара собственных нужд временно отсутствует (например, в летний

период), можно осуществлять выхлоп ТПН в 3-й регенеративный отбор турбины на соответствующий ПВД. Принципиальная схема представлена на рис. 4.

Такой вариант подключения турбопривода может иметь дополнительное преимущество по увеличению мощности энергоблока в случае, если имеется резерв по паропроизводительности котлоагрегата. В случае, когда максимальная мощность энергоблоков ограничена пропускной способностью турбины, установка ТПН позволяет увеличить выработку электроэнергии сверх максимально возможной. Турбопривод, питаемый свежим па-

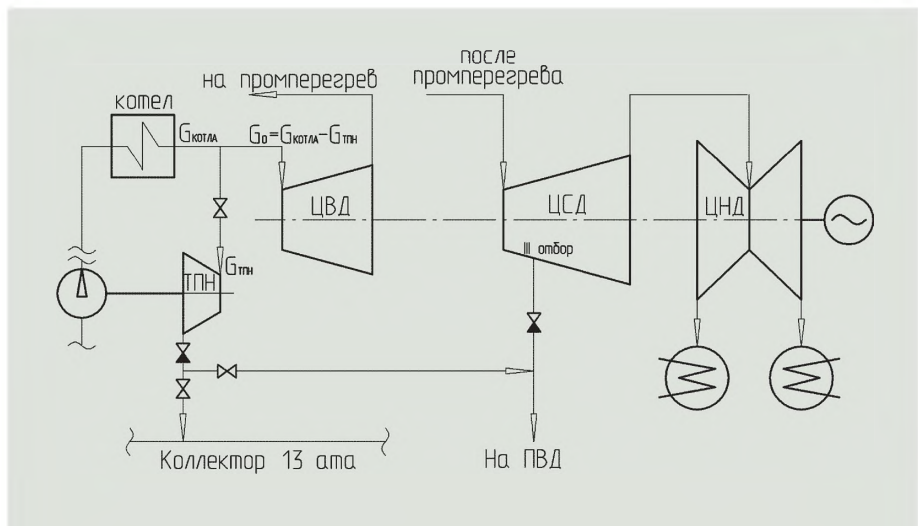


Рис. 4. Схема подключения ТПН с питанием турбопривода свежим паром

ром от котла, увеличивает его паровую нагрузку (при соответствующем увеличении расхода топлива). При этом, во-первых, применение турбопривода позволяет полностью устранить потребление электроэнергии на привод питательного насоса, во-вторых, выхлоп пара ТПН в стационарный коллектор 1,27 МПа замещает отбор пара из ХПП турбины и обеспечивает покрытие потребностей в паре собственных нужд. Замещение пара отбора из ХПП и исключение электропривода питательного насоса позволяют увеличить максимальную полезную мощность энергоблока до 12-13 МВт при наличии потребителей пара 1,27 МПа в количестве 25-35 т/ч.

Приведенная схема реализована на энергоблоке 200 МВт ст. № 4 Старобешевской ТЭС при участии Харьковского ЦКБ в проекте перевода блока на двухбайпасную пусковую схему при работе с котлом ЦКС. Внедрение ТПН позволило снизить расход электроэнергии на собственные нужды с 10,7% до 7,8% и обеспечить высокую маневренность энергоблока.

Вариант 2. Питание турбопривода паром из 2-го (или 3-го) регенеративного отбора и сброс отработанного пара в проточную часть турбины

В рассматриваемом варианте возможна установка ТПН, питающегося паром из 2-го или 3-го регенеративного отбора турбины. Выхлоп отработанного пара после ТПН осуществляется в проточную часть перед ЦНД турбины. Предлагаемая схема подключения ТПН аналогична схеме, реализованной на энергоблоках мощностью 300 и 500 МВт, и представлена на рис. 5.

В данном варианте имеется возможность дополнительно использовать пар выхлопа ТПН для покрытия тепловых нагрузок, что позволит увеличить установленную тепловую мощность нерегулируемых теплофикационных отборов основной турбины. Выхлопной пар турбопривода может обеспечить дополнительный отпуск тепла в размере 20-25 Гкал/ч.

Вариант 3. Питание турбопривода паром из 2-го (или 3-го) регенеративного отбора и сброс

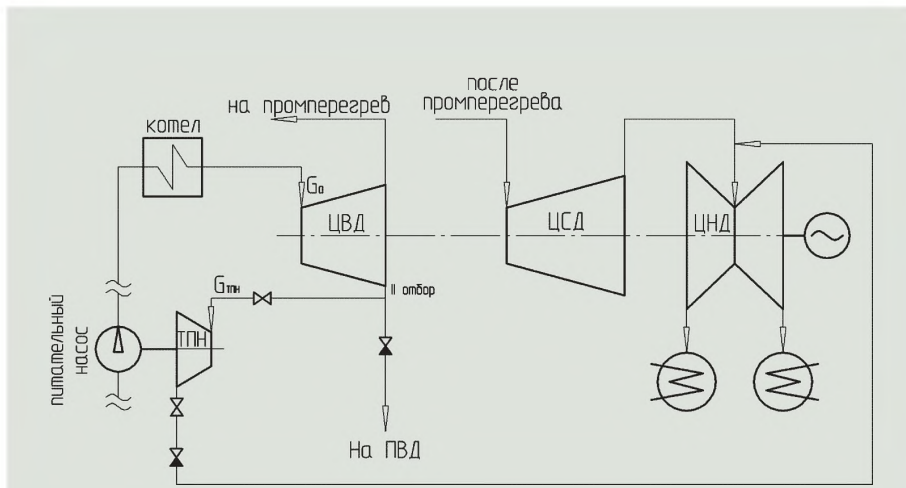


Рис. 5. Схема питания турбопривода паром из 2-го (или 3-го) регенеративного отбора со сбросом отработанного пара в проточную часть турбины

отработанного пара в конденсатор турбины

Данный вариант аналогичен предыдущему, однако выхлоп отработанного пара ТПН осуществляется не на вход в ЦНД, а в конденсатор. Поскольку на некоторых режимах работы турбопривода с малыми расходами возможно повышение температуры выхлопного пара до 100 °С, в данной схеме предусматривается установка впрыскивающего пароохладителя.

Кроме того, сброс пара в конденсатор позволит организовать схему пуска и набора нагрузки на ТПН от постороннего источника без использования пусковых электронасосов.

Подобная схема включения конденсационного турбопривода (со своим конденсатором) применяется на энергоблоках 800 МВт.

Схема включения ТПН по вариантам 2 и 3 имеет значительное преимущество. В отличие от ТЭЦ, где давление на входе и выходе из ТПН фиксировано и равно давлению в «П» и «Т» коллекторах соответственно, работа турбопривода в составе энергоблока происходит на скользящих параметрах вследствие того, что давление в отсеках основной турбины при изменении ее нагрузки устанавливается естественным путем и соответствует этой нагрузке. Благодаря этому при разгрузке основной турбины давление отбираемого на ТПН пара снижается и наблюдается эффект «саморегулирования», когда мощность ТПН

также снижается естественным образом. Другими словами, мощность ТПН изменяется пропорционально мощности основной турбины, обеспечивая «саморегулирование» производительности ТПН в широком диапазоне при незначительном регулировании клапанами ТПН, минимальном дросселировании и с сохранением высокой экономичности.

Независимо от схемы включения турбопривода в тепловую схему энергоблока, регулирование оборотов питательного насоса позволяет получить значительный экономический эффект. На рис. 6 представлены графики для трех типов питательных насосов, характеризующие выигрыш электрической мощности за счет снижения потребления на собственные нужды при регулировании числа оборотов питательных насосов с помощью турбопривода.

Техническое решение с применением ТПН особенно эффективно для блоков, действующих в регулировочном режиме энергосистемы. Повышение экономичности энергоблока и соответствующая экономия топлива позволит снизить выбросы SO₂, NO_x, CO₂, CO и пыли, а также уменьшить плату за эти выбросы, особенно с учетом возросших с 2011 г. налоговых ставок.

Внедрение турбопривода питательного насоса особенно актуально при техническом перевооружении энергоблоков 150-200 МВт, в том числе при новом строительстве для работы в составе энергоблоков с

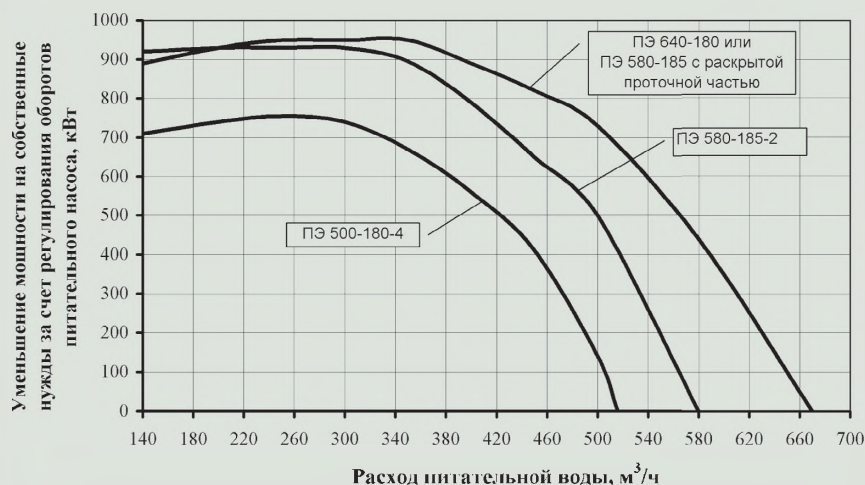


Рис. 6. Графики для трех типов включения питательных насосов

котлами ЦКС, спроектированными с возможностью глубокой разгрузки. Так, например, разработанный ХЦКБ двухкорпусный котел Еп-540-13,8-560/560 ЦКС (проектное топливо – рядовой АШ) позволяет обеспечить широкий диапазон регулирования (30-100%) энергоблока без использования высокорезакционного топлива на всех режимах работы. Применение турбопривода питательного насоса для работы во всем этом диапазоне позволит обеспечить все вышеперечисленные преимущества ТПН.

Реализацию проекта по созданию турбопривода целесообразно проводить совместными усилиями с украинскими заводами-изготовителями турбинного оборудования (ОАО «Турбоатом» или АО «ПТМЗ»).

Выводы

1. Наличие поперечных связей накладывает определенные ограничения на возможное использование ТПН на ТЭЦ. Экономическая целесообразность применения турбоприводов на ТЭЦ не очевидна и должна определяться строго индивидуально в зависимости от режимов работы турбинного оборудования, графиков тепловых и электрических нагрузок, наличия потребителей редуцированного пара и др.

2. Эффективность турбопривода на энергоблоках 150 – 200 МВт более однозначна, поскольку блоч-

ная компоновка снимает ряд ограничений по гидравлическому режиму работы питательного насоса. Снижение электрических собственных нужд за счет регулирования оборотов с помощью ТПН на режимах разгрузки турбины составляет до 750 – 950 кВт, что соответствует экономии топлива до 2600 – 3000 т.у.т./год (в зависимости от типа питательного насоса), в том числе дорогостоящего высокорезакционного топлива.

Внедрение турбопривода на энергоблоках 150 – 200 МВт позволит обеспечить следующие преимущества:

- благодаря блочной компоновке обеспечивается возможность изменения в широких пределах производительности и напора питательного насоса путем регулирования числа его оборотов при значительном уменьшении энергопотребления;

- обеспечивается эксплуатационная маневренность блока при покрытии широкого диапазона возможных нагрузок;

- возможность работы энергоблока на скользящих параметрах, что в комплексе с корректировкой парораспределения приводит к увеличению электрической мощности основной турбины и экономичности энергоблока в целом. Работа блока на скользящих параметрах с пониженным давлением и температурой благоприятно сказывается на

состоянии металла, сроке службы и надежности элементов котла и турбины;

- возможность обеспечения собственных нужд в паре определенными параметрами выхлопным паром турбопривода. При этом выводятся из работы неэкономичные РОУ, приводящие к недовыработке электроэнергии.

Список литературы:

1. Рихтер М. Регулируемые приводы Voith в электростанциях комбинированного типа и магистральных газопроводах / М. Рихтер, В.Б. Иванов // Восточно-Европейский журнал передовых технологий, 2010. – № 3/3 (45), С. 57-59.

2. Фаткуллин Р.М. Об экономической эффективности применения регулируемого привода на питательных насосах ТЭЦ с поперечными связями / Р.М.Фаткуллин, О.В. Зайченко, В.Э. Кремер // Энергетик, 2004. – №4, С. 9 – 11.

3. Фардиев И.Ш. О целесообразности и опыте применения гидромурфт на вспомогательном оборудовании ТЭС с поперечными связями / И.Ш.Фардиев, А.А. Салихов, Р.М.Фаткуллин // Энергетик, 2004. – №5. – С. 15 – 18.

4. Ситас В.И. Применение регулируемых гидромурфт для уменьшения расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций / В.И. Ситас, А. Пёшк, Р.М. Фаткуллин // Электрические станции, 2003. – №2. – С. 61 – 65.

5. Лазарев Г.Б. Частотно-регулируемый электропривод насосных и вентиляторных установок – эффективная технология энерго- и ресурсосбережения на тепловых электростанциях / Г.Б. Лазарев // Силовая электроника, 2007. – № 3. – С. 41 – 48.

6. Гринман М.И. Пути увеличения тепловой и электрической мощности ТЭЦ / М.И. Гринман, В.А. Егоров, С.А. Ушаков, А.А. Плахин // Сборник докладов всероссийской конференции «Реконструкция энергетики - 2009».

7. Гринман М.И. Турбопривод для питательных насосов ТЭЦ / М.И. Гринман, В.А. Егоров, С.А. Ушаков, А.А. Плахин // Новости теплоснабжения, 2009. – №5. – С. 51 – 53.