

1) отбор высокопотенциальной теплоты от энергетических котлов в высокотемпературном теплофикационном экономайзере;

2) использование существующих подогревателей сетевой воды калориферов (ПСВК) в качестве дополнительной ступени подогрева сетевой воды;

3) организация дополнительной ступени подогрева сетевой воды за счет использования в сетевом подогревателе в качестве греющего теплоносителя питательной воды, отбираемой из питательного тракта перед питательными насосами.

Для отбора теплоты от котлов энергоблоков можно разместить по ходу газов перед регенеративным воздухоподогревателем поверхность нагрева. Эту поверхность можно назвать высокотемпературным теплофикационным экономайзером (ВТЭ) или встроенным водогрейным котлом (ВВК).

На газовом котле энергоблока с турбиной Т-250-240 в ВТЭ можно отобрать до 120 Гкал/ч теплоты, тогда как отбор теплоты от турбины составляет порядка 350 Гкал/ч. Количество отбираемой теплоты можно увеличить, если одновременно сократить поверхность нагрева водяного экономайзера, вплоть до отключения на период потребления теплоты. В качестве ВТЭ можно использовать часть поверхности котельного экономайзера. Сжигание в котлах одного газа позволяет отобрать в них теплоту со снижением температуры уходящих газов до  $t_{\text{гх}}=80-90$  °С.

Путем дополнительного подогрева сетевой воды в ПСВК за счет создания регулирующей (последней по ходу воды) ступени подогрева реализуется принцип увеличения ступеней подогрева сетевой воды отборным паром турбины, с возможным увеличением тепловой нагрузки энергоблока на 60 Гкал/ч, при одновременном, необходимом для условий отпуска теплоты повышением температуры прямой сетевой воды и переход на наиболее экономичный способ регулирования этой температуры регулированием давления на ПСВК регулирующим клапаном на линии отвода пара из приводной турбины ПТН в главную турбину.

В третьем варианте отбора теплоты из линии питательного тракта турбоустановки питательная вода, используемая в сетевых подогревателях как греющий теплоноситель, проходит не 2-х ступенчатый, а 4-х ступенчатый подогрев в регенеративных подогревателях, что дает снижение удельного расхода топлива около 1,5 г у.т./кВт·ч.

Такой вариант модернизации тепловой схемы турбоустановки при снижении электрической нагрузки турбины позволяет поддерживать расход теплоносителя в линии конденсата на неизменном максимальном уровне за счет регулирования соотношения долей питательной воды, отбираемой для подогрева воды в сетевом подогревателе и направляемой через ПВД в котел. Это благоприятно влияет на надежность турбоустановки и расширяет диапазон регулирования электрической мощности турбины без изменения тепловой нагрузки.

Разработана методика и выполнена оценка тепловой экономичности представленных технических решений, поданы три заявки на изобретения.

## ОТ КОТЕЛЬНОЙ ДО МИНИ-ТЭЦ

*С.М. Замара, А.А. Гончарова*

Научный руководитель – д.т.н., профессор *Н.Б. Карницкий*  
*Белорусский национальный технический университет*

Целью наших исследований явилось изучение преимуществ перевода в объективно создавшейся ситуации котельной с паровыми котлами в мини-ТЭЦ с установкой противодавленческой паровой турбины с производственным отбором для привода электрогенератора мощностью 12 МВт применительно к I-очереди Бобруйской ТЭЦ-1. До реконструкции и перевооружения этой очереди паровые котлы работали на общую сеть с выдачей пара на цели отопления и обеспечения производства технологическим паром.

Ввод новой мощности в дефицитной энергосистеме ПЭУ «Могилевэнерго» в определенной степени решает проблемы снижения перетоков электроэнергии и удельного расхода топлива. Установленная паровая теплофикационная турбина ПР-12-3,4/1,0/0,1 КТЗ укомплектована синхронным электрогенератором Т-1202УЗ производства АО «Привод». Номинальные параметры: свеже-

го пара  $p=3,4$  МПа,  $t=435$  °С; пара производственного отбора  $p=1,0$  МПа при расходе 50 т/ч (отбор за 5-ой ступенью). Противодавление составляет 0,12 МПа, что обеспечивает необходимый подогрев сетевой воды. Регенеративное устройство обеспечивает подогрев питательной воды паром из нерегулируемого отбора турбины за 8-ой ступенью и состоит из подогревателя высокого давления типа ПВ-110. Для отсоса пара из концевых уплотнений турбины, штоков стопорных и регулирующих клапанов, а также штока поворотной диафрагмы предусмотрен струйный подогреватель ПС-1М, используемый для подогрева обессоленной химочищенной воды. На турбине предусмотрены следующие устройства защиты: два стопорных клапана, автоматически прекращающие подачу свежего пара в турбину при падении давления масла в быстрозапорных устройствах до величины менее 0,3 МПа. Одновременно закрывается быстрозапорный клапан-захлопка на производственном отборе пара и под воздействием реле закрытия клапанов происходит закрытие регулирующих клапанов и поворотной диафрагмы; регулятор безопасности, обеспечивающий через автоматический затвор закрытие стопорных клапанов при повышении частоты вращения ротора турбины до 56 1/с (3360 об/мин); гидравлическое реле давления в системе смазки, обеспечивающее автоматическое закрытие стопорных клапанов при падении давления в системе смазки до 25 кПа; дистанционный выключатель с электромагнитным приводом, обеспечивающий автоматическое закрытие стопорных клапанов при поступлении электрического сигнала (в случаях: осевого сдвига ротора от рабочего положения; уменьшения давления на всасе главного масляного насоса-регулятора до 25 кПа; увеличения вибрации переднего или заднего подшипников турбины до 11,2 мм/с (соответствует двойной амплитуде виброперемещений 100 мкм), уменьшения температуры свежего пара до 410 °С.

Турбоагрегат обеспечен современной автоматизированной системой управления технологическими процессами с использованием ПЭВМ. Диапазон изменения нагрузки составляет 30-100 %. Отсутствие потерь в холодном источнике существенно улучшит ТЭП работы Бобруйской ТЭЦ-1 и приведет к заметной экономии топлива в целом по городу. Удельный расход топлива на выработку электроэнергии при этом составит 162,6 г у.т./кВт·ч, соответственно, на отпуск теплоты 167,6 кг/Гкал.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРЕМЕННЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ТУРБИНЫ

*В.М. Смирнов*

Научный руководитель – к.т.н. *А.В. Седнин*

*Белорусский национальный технический университет*

Основы профиля теплофикационных турбоустановок закладывались в 50–60-е годы. В настоящее время существенно изменился как режим их эксплуатации, так и внешние условия. Под внешними условиями в первую очередь понимается существенно изменившаяся за последнее время структура тепловой нагрузки. Кроме этого, в последнее время все более остро стоит вопрос о привлечении турбоустановок ТЭЦ к регулированию графика электронагрузок. Особенно актуальным этот вопрос является для Беларуси, где более 50 % генерирующих мощностей находятся на ТЭЦ.

Для анализа влияния режимов работы турбоустановки Т-110/120-130 на экономичность выработки электроэнергии был составлен алгоритм расчета тепловой схемы. Основными составляющими алгоритма, являются следующие модули: определение расходов пара на регенеративные и сетевые подогреватели; определение расходов пара через отсеки турбины; расчет давлений в отборах; расчет энтальпий пара и воды в регенеративных и сетевых подогревателях; условное разделение цикла на конденсационный "К" и теплофикационный "Т"; расчет внутренней мощности потоков пара в турбине и мощности генератора; расчет технико-экономических показателей турбоустановки.

Кроме этого, был составлен модуль позволяющий определить экономичность работы ЦНД на нерасчетных режимах. Расчет ступени или группы ступеней производится по известным параметрам пара за ступенью. Исходными данными являются геометрические параметры ступени, ве-