

применяться в системах, отличительной чертой которых является относительно невысокая температура теплоносителя. Этим требованиям соответствуют системы отопления на основе напольных отопительных панелей. Такое решение – комбинация теплонасосных установок с «теплыми полами» - часто применяется и в зарубежной строительной практики.

В комбинированных системах, используемых как для тепло-, так и для холодоснабжения, температурный режим грунтового массива поддерживается естественным образом: в зимнее время, когда требуется теплоснабжение, происходит охлаждение грунтового массива, а в летнее, когда требуется холодоснабжение, происходит, наоборот, нагрев грунтового массива, то есть в данном случае грунтовой массив можно рассматривать как своеобразный аккумулятор тепловой энергии.

Теплоноситель подогревается посредством теплового насоса до температуры  $+54^{\circ}\text{C}$ . Именно такая температура поддерживается в баке-аккумуляторе. Требуемая в контуре напольного отопления температура напольного отопления  $+36^{\circ}\text{C}$  устанавливается за счет подмеса обратного теплоносителя. Тепловой насос работает не постоянно: он включается в работу в случае, когда температура теплоносителя в баке-аккумуляторе падает ниже определенного значения. По расчетам, в начале отопительного сезона коэффициент преобразования должен составлять 5, а к концу, по мере захлаживания грунта, опускаться до 4.

При отсутствии газификации в коттеджных поселках или неоправданно высокой стоимости за подключение к газовым сетям использование теплонасосных установок или электродкотлов с аккумуляционной системой теплоснабжения являются наиболее оптимальными.

#### *Библиографический список*

1. Васильев Г.П. Теплохладоснабжение зданий и сооружений с использованием низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоев Земли: монография. М.: Изд. дом «Граница», 2006. 176 с.
2. Данилин В.Н. Физическая химия тепловых аккумуляторов: учеб. пособие. Краснодар: Изд-во КПИ, 1981.
3. Сотников О.А., Турбин В.С. Аккумуляторы теплоты теплогенерирующих установок систем теплоснабжения // АВОК. 2003. № 5.

### **ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ ПРИ РАБОТЕ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ПАРОВЫХ ТУРБИН ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКОМУ ГРАФИКУ**

*Баев В.Р., Суворов Д.М.*

*Вятский государственный университет, г. Киров*

*e-mail: [dmilar@mail.ru](mailto:dmilar@mail.ru)*

Мощностей существующих ТЭЦ уже сейчас достаточно для существенного увеличения отпуска тепла от них при подключении новых тепловых районов, а также при замещении нагрузок котельных, когда расстояние до снабжаемых ими районов не очень велико.

Целью работы является оценка эффективности подключения дополнительной тепловой нагрузки в сетевой воде к ТЭЦ, работающих по электрическому графику и имеющих турбины со сверхвысокими начальными параметрами пара (85 % всех ТЭЦ общего пользования в России).

Расчет турбин типа Т-185 и Т-50 производится с помощью полных и адекватных математических моделей, выполненных сотрудниками ВятГУ Е.И. Эфросом и В.М. Суших. При этом принимается, что турбины работают при штатном состоянии системы регенерации на номинальном давлении  $p_0=12,7$  МПа, температура свежего пара  $t_0=555$  °С. В зависимости от заданной электрической и тепловой нагрузок, расходов сетевой воды и температуры обратной сетевой воды регулирование происходит за счет изменения степени открытия регулирующей диафрагмы  $H_{рд}$ . Таким образом, в каждом рассчитываемом режиме возрастает суммарная отопительная нагрузка и расход сетевой воды при неизменной электрической нагрузке и постоянных температурах прямой и обратной сетевой воды.

Содержанием данного этапа исследования является определение изменения величины производной удельного расхода теплоты на турбоустановку на получение дополнительной тепловой энергии  $qT_{доп}$ , при подключении к ТЭЦ новых тепловых потребителей, определяемой как отношение изменения расхода теплоты на турбоустановку к приросту тепловой нагрузки при минимальной величине последнего параметра (0,1...1,0 МВт).

Выбранные режимы работы производятся с изменением степени открытия регулирующей диафрагмы части низкого давления (ЧНД) при значениях электрической мощности, температур и расхода сетевой воды, характерных для максимально широкого диапазона их изменения при работе по электрическому графику. Для турбины Т-185-130 это значения электрической мощности  $N_э = 130, 150, 170$  МВт, расход сетевой воды  $W_{св} = 500...1500$  кг/с, для турбины Т-50-130 значения электрической мощности  $N_э = 40...55$  МВт, расход сетевой воды  $W_{св} = 300...800$  кг/с. Для обеих турбин значения температуры обратной сетевой воды  $t_2$  варьировались в диапазоне от 40 до 65 °С, что практически охватывает весь годовой диапазон, характерный для городских ТЭЦ в современных условиях при работе по электрическому графику.

При прикрытии регулирующей диафрагмы (уменьшение величины  $H_{рд}$ ) увеличивается расход пара в отопительные отборы, обеспечивая заданный прирост отопительной нагрузки, расход пара в конденсатор уменьшается и снижаются потери в конденсаторе, расход пара на турбину увеличивается для компенсации снижения мощности ЧНД, что приводит к росту расхода теплоты на турбоустановку. Резкое понижение  $qT_{доп}$  происходит, как правило, при  $H_{рд}$  менее 40 % за счет меньшего снижения мощности ЧНД на единицу уменьшения расхода пара в конденсатор при работе в режимах, близких к вентиляционным, и, следовательно, требуется меньшая компенсация этого снижения путем увеличения расхода пара на турбину.

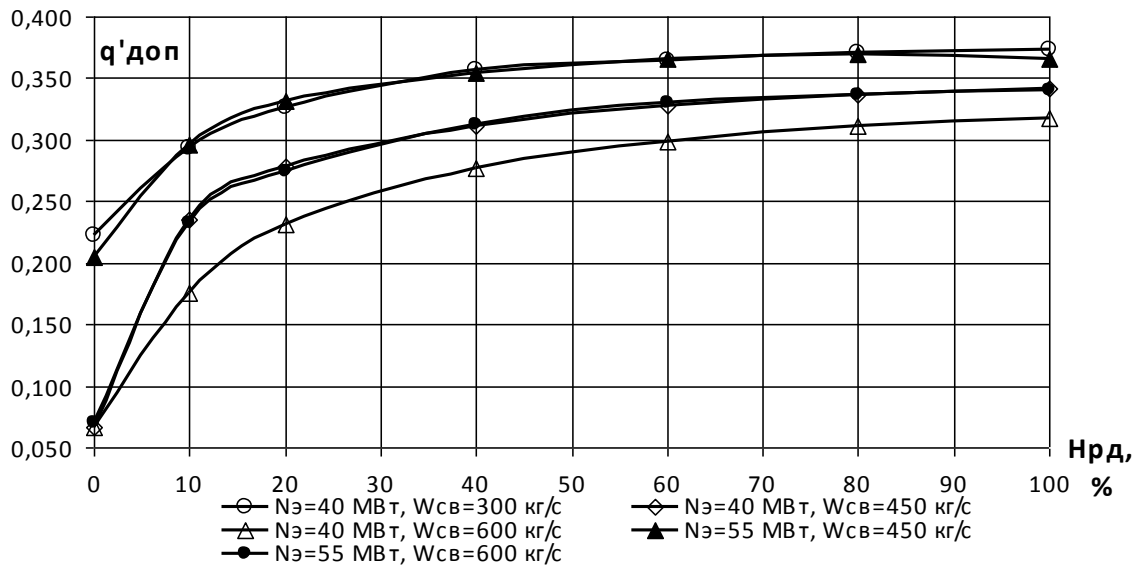


Рис. 1. Зависимость  $q'_{доп}$  от  $H_{рд}$  для турбоустановки Т-50-130 при температуре  $\tau_2 = 50$  °С и указанных значениях электрической мощности  $N_{э}$  и расхода сетевой воды  $W_{св}$

Следует отметить, что снижение величины  $q'_{доп}$  за счет прикрытия регулирующей диафрагмы при определенных сочетаниях параметров сетевой воды может быть ограничено предельными значениями давления в верхнем отборе, а также предельным значением расхода пара на турбину.

Некоторые результаты расчетов представлены на рис. 1 (для турбины Т-50-130) и рис. 2 (для турбины Т-185-130). Результаты расчетов по величине  $q'_{доп}$  для иных значений расходов сетевой воды и ее начальной температуры находятся в том же диапазоне, не превышая значения 0,4, что соответствует экономии топлива не менее 60 % по сравнению с подключением той же нагрузки к отопительным котельным (местным или районным) или к автономным теплогенераторам.

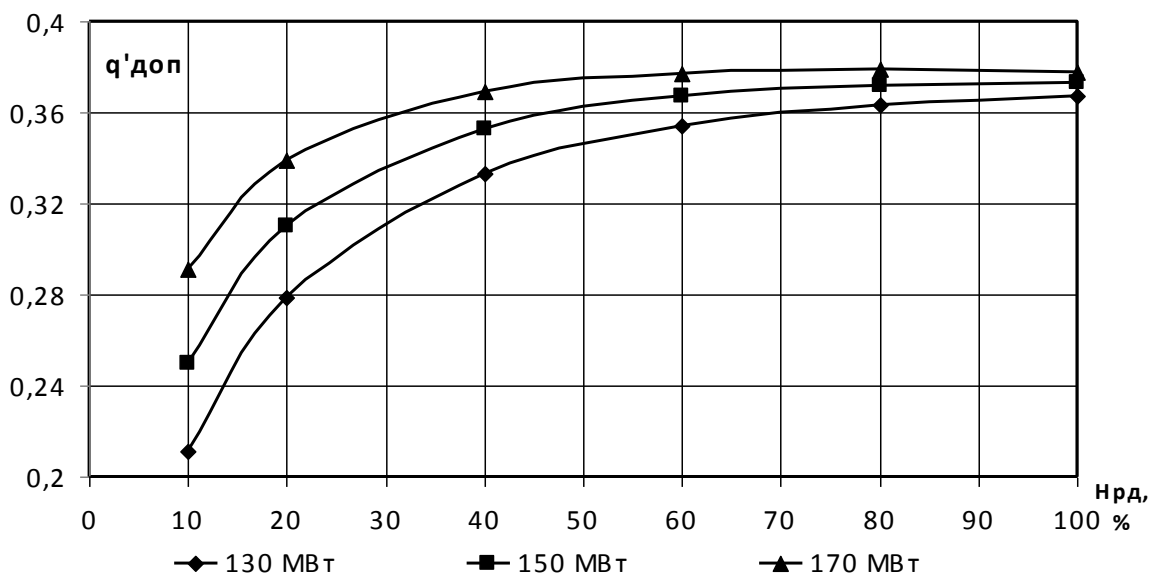


Рис. 2. Зависимость  $q'_{доп}$  от  $H_{рд}$  для турбоустановки Т-185-130 при температуре  $\tau_2 = 50$  °С и  $W_{св} = 1250$  кг/с при указанных значениях электрической мощности  $N_{э}$

Основная причина высокой энергоэффективности подключения дополнительных тепловых нагрузок к ТЭЦ состоит в том то, что при любых планируемых приростах тепловых нагрузок при работе по действующему графику теплосети для любых расчетных температур наружного воздуха рост отопительной тепловой нагрузки, в среднем, лишь на 25-35 % обеспечивается за счет роста расхода теплоты сгораемого топлива в энергетических котлах, и на 60...80 % – за счет снижения потерь теплоты в конденсаторах турбин, работающих в течение всего года по электрическому графику. Такие условия работы характерны, например, для Кировской ТЭЦ-5, среднемесячные режимы работы турбин Т-185-130 которой и были взяты в качестве исходных, и для ТЭЦ всей России. В области малых тепловых нагрузок, когда регулирование осуществляется при полностью открытой РД ЧНД путем обвода части сетевой воды помимо верхнего или нижнего сетевых подогревателей, значение величины  $qr_{\text{доп}}$ , как показали расчеты применительно к турбине Т-185-130, находится в диапазоне 0,15...0,25. Следует ожидать, что и для турбин иных типов эта величина окажется в этом диапазоне.

Полученные в данном исследовании результаты имеют общий характер, то есть они инвариантны по отношению к типам теплофикационных паровых турбин и могут использоваться повсеместно, с учетом реальных условий загрузки оборудования ТЭЦ.

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОКСИДОВ СЕРЫ ИЗ ОТХОДЯЩИХ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИХ ГАЗОВ**

*Балдин В.Ю., Ярошенко Ю.Г.  
УрФУ  
ensav@mail.ustu.ru*

В большинстве развитых стран мира, а также в России существенно ограничен выброс серосодержащих газов без улавливания загрязняющих атмосферу веществ и, в частности, диоксида серы ( $SO_2$ ), выделяющегося при получении черновой меди из сульфидного сырья пирометаллургическим способом [1]. Извлечение этого опасного и, в то же время, ценного соединения позволяет производить, наряду с медью, серосодержащую продукцию. Отходящие газы большинства плавильных и конвертерных процессов с целью обезвреживания перерабатываются в сернокислотных цехах (СКЦ) путем утилизации  $SO_2$  за счет максимально полного окисления в триоксид серы ( $SO_3$ ) с последующей его абсорбцией.

Сернокислотное производство (СКП) является одним из самых распространенных, достаточно эффективных и технологически отработанных способов максимального извлечения  $SO_2$  из металлургических газов. За счет этого на 1 т производимой меди удастся получить до 2,5...5 т серной кислоты. Расширение медеплавильного производства в мире, повсеместная актуализация проблем