

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

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.

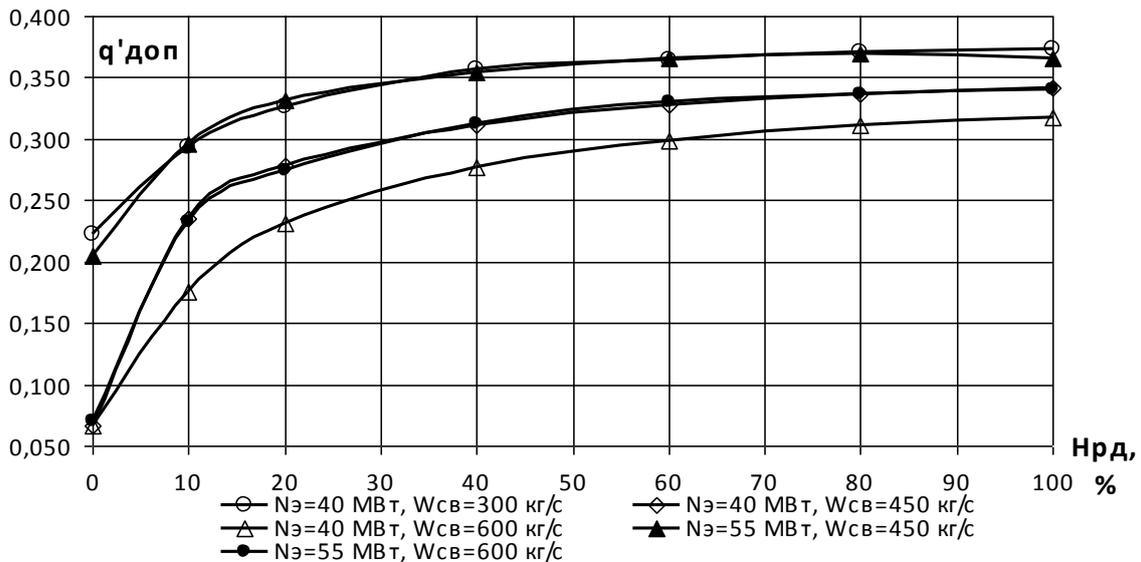


Рис. 1. Зависимость $q'_{доп}$ от $H_{рд}$ для турбоустановки Т-50-130 при температуре $\tau_2 = 50$ °С и указанных значениях электрической мощности $N_{э}$ и расхода сетевой воды $W_{св}$

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.

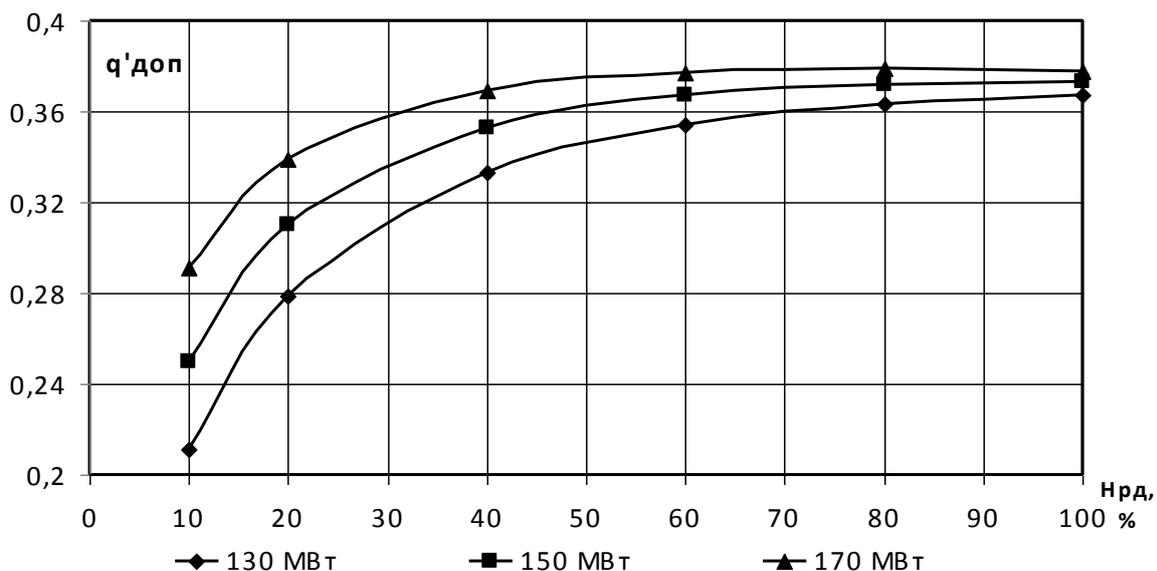


Рис. 2. Зависимость $q'_{доп}$ от $H_{рд}$ для турбоустановки Т-185-130 при температуре $\tau_2 = 50$ °С и $W_{св} = 1250$ кг/с при указанных значениях электрической мощности $N_{э}$

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