

УДК 697.34

М.Е. Орлов

Совершенствование технологий обеспечения пиковой нагрузки систем теплоснабжения

Эксплуатация современных систем теплоснабжения сопряжена с рядом проблем, обусловленных отклонением от расчетных тепловых нагрузок и недоотпуском тепла потребителям из-за увеличения стоимости топливно-энергетических ресурсов. Недоотпуск тепла особенно остро ощущается в зимний период, когда часть тепловой нагрузки должны обеспечивать пиковые источники теплоты, находящиеся как в составе оборудования ТЭЦ, так и в пиковых районных котельных. В большинстве систем теплоснабжения работа пиковых теплоисточников недостаточно надежна и экономична.

Пониженная надежность работы источников пиковой тепловой мощности (ПТМ) связана с высоким температурным режимом, периодичностью их работы и аварийными ситуациями, возникающими из-за наружной и внутренней коррозии оборудования, заноса труб пиковых сетевых подогревателей и водогрейных котлов различными отложениями, пережога поверхностей нагрева водогрейных котлов.

Причинами, снижающими экономичность пиковых теплоисточников, являются низкий КПД водогрейных котлов, большие по сравнению с основными источниками потери теплоты и расходы топлива, использование высокопотенциального пара в пиковых сетевых подогревателях, значительные затраты на водоподготовку и частый ремонт оборудования. Во многом трудности обеспечения пиковой тепловой мощности объясняются недостаточной научно-технической проработкой вопросов выбора, проектирования и эксплуатации источников ПТМ.

Оценочные расчеты показывают, что по стране перерасход условного топлива пиковыми водогрейными котлами из-за потерь теплоты с уходящими газами составляет огромную величину (около 2,3 млн. т/год), а перерасход электроэнергии на преодоление дополнительного гидравлического сопротивления, возникающего из-за наличия накипи в поверхностях нагрева, составляет 64,6 млн. кВт·ч в год. Реальные величины перерасходов топлива и электроэнергии бывают, как правило, значительно больше.

В результате оценки современного состояния источников ПТМ определены основные направления совершенствования технологий их работы и сформулирован новый подход к эффективности обеспечения пиковой нагрузки систем теплоснабжения, основные положения которого заключаются в следующем:

1. Существенное повышение экономичности источников ПТМ путём:

а) снижения температуры уходящих газов водогрейных котлов хотя бы до уровня энергетических котлов при работе на мазуте и глубокое охлаждение уходящих газов при работе на природном газе; б) дополнения пиковых водогрейных котлов газотурбинными установками малой мощности и дополнение паровых котлов, используемых в качестве пиковых источников, паровыми турбинами малой мощности с противодавлением; в) совершенствования технологий регулирования тепловой нагрузки ТЭЦ и создания технологий работы пиковых теплоисточников для низкотемпературного теплоснабжения, позволяющего полнее использовать преимущества теплофикации; г) повышения коэффициента теплофикации и термодинамической эффективности действующих ТЭЦ за счет применения технологий, обеспечивающих рациональное использование отборов турбин при покрытии пиковой тепловой нагрузки; д) разработки технологий работы источников ПТМ, обеспечивающих снижение энергозатрат на собственные нужды; е) существенного снижения капитальных и эксплуатационных затрат на обработку подпиточной воды теплосети.

2. Радикальное повышение надежности источников ПТМ путем:

а) применения низкотемпературных режимов работы оборудования; б) расширения использования пиковых сетевых подогревателей и сокращения использования водогрейных котлов на ТЭЦ; в) повышения качества противокоррозионной обработки подпиточной воды теплосети.

Наиболее энергозатратным оборудованием при подготовке подпиточной теплосети являются деаэрационные установки. В связи с этим проведен технико-экономический анализ различных способов термической деаэрации в пиковых теплоисточниках ТЭЦ. В качестве критерия при сравнении тепловой экономичности теплофикационных установок с деаэраторами принята величина мощности $N_{тф}$, кВт, турбоустановки, развиваемой на тепловом потреблении за счет отборов пара на подогрев теплоносителей, подаваемых в деаэратор

$$N_{тф} = D_{отб} (i_0 - i_{отб}) \eta_{эм} , \quad (1)$$

где $D_{отб}$ – расход пара в отборах турбины, кг/с; $i_0, i_{отб}$ – энтальпии свежего и отбираемого из турбины пара, кДж/кг; $\eta_{эм}$ – электромеханический КПД турбогенератора.

Для более полной оценки влияния типа деаэратора на тепловую экономичность паротурбинной установки учтена мощность $N_{рег}$ кВт, вырабатываемая на тепловом потреблении за счет регенеративного подогрева конденсата пароводяных подогревателей исходной воды. Определение $N_{рег}$ производилось с помощью введения в схему условных эквивалентных регенеративных отборов, идея которых предложена профессорами Е.Я. Соколовым и З.Ф. Немцевым [1].

Расчет суммы $(N_{мп} + N_{рег})$ произведен для установок с деаэраторами атмосферного (ДА), вакуумного (ДВ) типов и деаэраторами повышенного давления (ДП). Установлено, что, применительно к ТЭЦ высокого давления с энтальпией пара $i_0=3495,98$ кДж/кг, $i_{отб}=2721,42$ кДж/кг, с энтальпией питательной воды $i_{нс}=992,27$ кДж/кг, расходом и температурой деаэрированной воды $G_{нмс}=111,1$ кг/с, $t_{нмс}=95^\circ\text{C}$, с КПД турбоустановки $\eta_{эм}=0,95$, суммарная мощность $(N_{мп} + N_{рег})$, развиваемая на тепловом потреблении в установке с ДВ, на 985 кВт больше аналогичной мощности в установке с ДА и на 1288 кВт больше мощности в установке с ДП. Увеличение мощности турбины, развиваемой на тепловом потреблении, приводит к сокращению конденсационной мощности на ту же величину. При этом в установке с ДВ экономия топлива составит: по сравнению с ДА 2157 т условного топлива в год, а по сравнению с ДП 2820 т условного топлива в год. При цене условного топлива 2000 руб./т экономия составит соответственно 4,3 и 5,6 млн. рублей в год.

Для получения математических моделей физико-химических процессов, протекающих в водоподготовительной установке проведены экспериментальные исследования на пиковой водогрейной котельной Ульяновской ТЭЦ-3 [2]. Главной особенностью проведенных исследований является пониженный температурный уровень процессов декарбонизации и деаэрации подпиточной воды теплосети. В результате исследований были получены следующие уравнения регрессии:

$$Y_1 = 3,6 + 0,17 X_1 - 0,5 X_2 - 0,33 X_3 - 0,14 X_2 X_3 ; \quad (2)$$

$$Y_2 = 7,98 - 0,02 X_1 + 0,06 X_2 + 0,04 X_3 ; \quad (3)$$

$$Y_3 = 164 + 51 X_1 - 61 X_2 ; \quad (4)$$

$$Y_4 = 8,25 - 0,06 X_1 + 0,10 X_2 + 0,03 X_3 - 0,04 X_1 X_2 . \quad (5)$$

Интервалы варьирования и обозначения факторов и целевых функций для уравнений (2)-(5) представлены в табл. 1.

Таблица 1

Значения регулируемых факторов и целевых функций

Показатель для построения уравнения регрессии	Регулируемые факторы			Целевые функции			
	Расход исходной воды $G_{ув}, т/ч$	Температура исходной воды $t_{ув}, °C$	Расход воздуха на декарбонизатор $D_a, \%D_a^{ном}$	остаточное содержание CO_2 в декарбонизированной воде, мг/л	показатель pH декарбонизированной воды	содержание растворенного O_2 в деаэрированной воде, мкг/л	показатель pH деаэрированной воды
Базовый уровень X_{i0}	380	13	75				
Интервал варьирования λ_i	140	5	25				
Обозначение	X_1	X_2	X_3	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4

Дисперсии воспроизводимости и адекватности в уравнениях (2)-(5) равны соответственно 0,058 и 0,036; 0,00136 и 0,00118; 37,5 и 6,25; 0,0025 и 0,0001.

Для практического использования полученных уравнений регрессии удобно пользоваться их графической интерпретацией. На рис. 1 представлены такие графики, построенные по уравнениям (4) и (5).

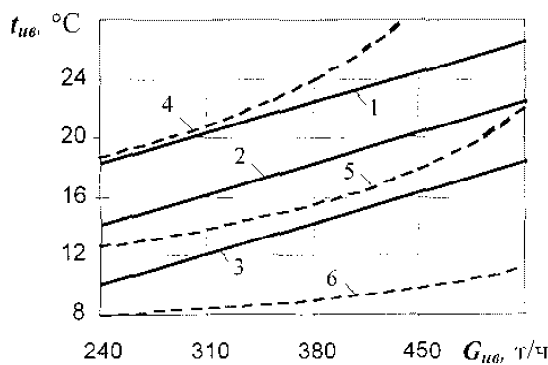


Рис. 1. Зависимости остаточного содержания O_2 и показателя pH деаэрированной воды от расхода и температуры обрабатываемой воды при $D_a = 100 \% D_a^{ном}$, построенные для характерных значений:

- 1 - $C_{O_2}^{ост} = 50$ мкг/л; 2 - $C_{O_2}^{ост} = 100$ мкг/л;
- 3 - $C_{O_2}^{ост} = 150$ мкг/л; 4 - pH = 8,5;
- 5 - pH = 8,33; 6 - pH = 8,2

Полученные математические модели работы установки для подготовки подпиточной воды теплосети позволяют оценить, до какого минимального технологически допустимого уровня можно снизить температуру обрабаты-

ваемой воды, а следовательно, и энергетические затраты на ее подогрев. Модели, описывающие эффективность десорбции диоксида углерода из подпиточной воды, позволяют также оценить, до какого технологически приемлемого уровня и при каких условиях можно снизить энергетические затраты на подачу воздуха в декарбонизатор.

Для повышения эффективности вакуумной деаэрации подпиточной воды теплосети в пиковых районных котельных предложена новая технология организации потоков теплоносителей [3], которая предусматривает

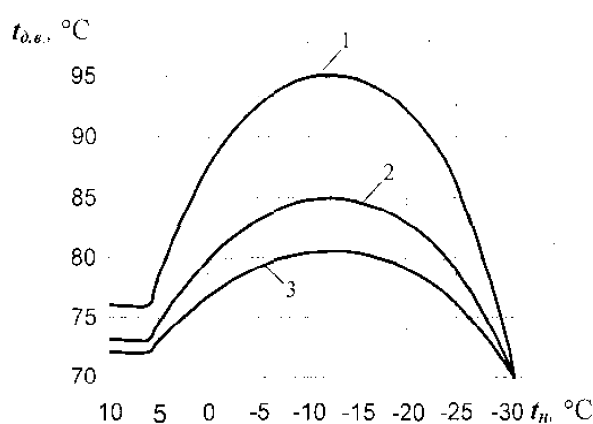


Рис. 2. Графики зависимости температуры деаэрированной воды в новой схеме от температуры наружного воздуха при различных массовых расходах подпиточной воды: 1 - $G_{п} = 100$; 2 - $G_{п} = 200$; 3 - $G_{п} = 300$ т/ч

включение вакуумного деаэратора в трубопровод рециркуляции, что позволяет повысить температурный режим процесса деаэрации и температуру деаэрированной воды (рис. 2). Кроме того, в котельной, работающей по предложенной технологии, на 7 % снижаются затраты электроэнергии на собственные нужды [4].

Значительную долю затрат при эксплуатации пиковых теплоисточников составляют затраты на противонакипную обработку подпиточной воды теплосети. Поэтому особое внимание при подготовке подпиточной воды следует уделять применению современных экологически безопасных технологий защиты от накипи, таких как ультразвуковая и магнитная обработка, дозирование фосфонатов, которые позволяют без применения дорогостоящего ионообменного умягчения обеспечить надежную работу пикового теплоисточника и существенно снизить затраты на водоподготовку. Удельные затраты на противонакипную обработку 1 м³ подпиточной воды теплосети различными способами представлены на диаграмме (рис. 3).

На основании проведенных исследований был сделан вывод о необходимости корректировки требований ППЭ по показателям, определяющим интенсивность накипеобразования для пиковых сетевых подогревателей,

и разработаны технологии работы источников ПТМ [5-8], позволяющие применить упрощенные способы противонакипной обработки подпиточной воды теплосети.

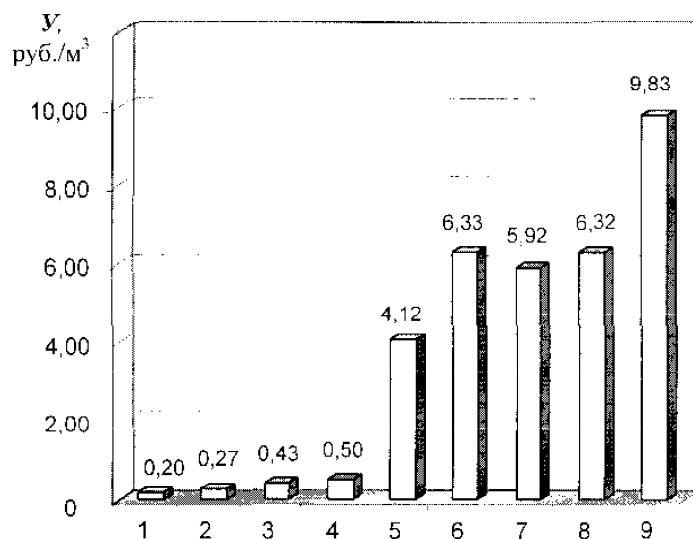


Рис. 3. Стоимость противонакипной обработки 1 м³ подпиточной воды различными способами: 1 - ультразвуковая обработка; 2 - магнитная обработка; 3 - декарбонизация, дозирование ИОМС; 4 - подкисление, декарбонизация, подщелачивание; 5 - Н-катионирование, декарбонизация, подщелачивание; 6 - подкисление, Na-катионирование, декарбонизация, подщелачивание; 7 - известкование с коагуляцией; 8 - известкование с коагуляцией, подкисление; 9 - известкование с коагуляцией, подкисление, Na-катионирование

На некоторых ТЭЦ и котельных пиковые водогрейные котлы работают на внутренний замкнутый контур, который подключен к трубопроводам теплосети через поверхностные водо-водяные теплообменники. Разделение системы теплоснабжения на два независимых контура (сетевой трубопровод и замкнутый контур водогрейных котлов) позволяет исключить попадание в тракт водогрейных котлов различных примесей из теплосети и снизить интенсивность накипеобразования в поверхностях нагрева котлов. Благодаря высокому качеству воды в замкнутом контуре появляется возможность существенно повысить надежность работы водогрейных котлов. Для обеспечения требуемой температуры сетевой воды 150°C после водо-водяных теплообменников температура на выходе водогрейных котлов должна быть не ниже 160-180°C, т.е. для подпитки замкнутого контура необходима вода более высокого качества, чем подпиточная вода теплосети. С этой целью разработаны

технологии подпитки замкнутого контура водогрейных котлов водой высокого качества из трубопровода основного конденсата турбин [7] или добавочной питательной водой энергетических котлов [6], в то же время для подготовки подпиточной воды теплосети в двухконтурных схемах предложено применять более дешевые упрощенные технологии защиты от накипи, например, ультразвуковую обработку или дозирование фосфонатов.

Для котельных, работающих по двухконтурной схеме и расположенных отдельно от ТЭЦ, разработано техническое решение, позволяющее исключить значительные утечки воды из замкнутого контура и обеспечить требуемый режим деаэрации за счет подогрева греющего агента вакуумного деаэратора в дополнительном теплообменнике, который включен в трубопроводы замкнутого контура [9].

Наиболее перспективным направлением повышения тепловой экономичности пиковых водогрейных котлов является снижение потерь теплоты с уходящими продуктами сгорания, температура которых нередко превышает 200 °С, а потери теплоты с ними составляют более 10-15 %.

При утилизации теплоты уходящих продуктов сгорания встает проблема поиска приемлемых теплоносителей, которые можно нагревать уходящими газами пиковых водогрейных котлов и далее полезно использовать. Предложено несколько вариантов решения этой проблемы. Под руководством профессора Шарапова В.И. в НИИ ТЭСУ разработана серия технологий, которые позволяют использовать теплоту уходящих газов для подогрева различных потоков подпиточной воды теплосети в одном или двух поверхностных теплообменниках, последовательно установленных в газоходах пиковых водогрейных котлов, работающих на газообразном топливе [10]. На рис. 4 показаны графики изменения расходов нагреваемых теплоносителей в зависимости от температуры и количества уходящих газов для пиковых водогрейных котлов различной производительности. Из графиков видно, что низкотемпературный теплоноситель выгоднее нагревать в подогревателе конденсационного типа с использованием теплоты конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания.

Расчеты показывают, что потери теплоты q_2 в современных котлоагрегатах при отнесении их к низшей теплоте сгорания и определении энтальпии без учета теплоты конденсации содержащихся водяных паров составляют всего 7-9 %, а с учетом теплоты конденсации могут достигать 20-25 %. Разработанный несколько десятков лет назад нормативный метод теплового расчета котельных агрегатов не позволяет учитывать теплоту конденсации

водяных паров. В связи с этим предлагается дополнить нормативный метод теплового расчета котельных агрегатов зависимостями, позволяющими учитывать количество и теплоту конденсации водяных паров при определении потерь теплоты с уходящими газами q_2 .

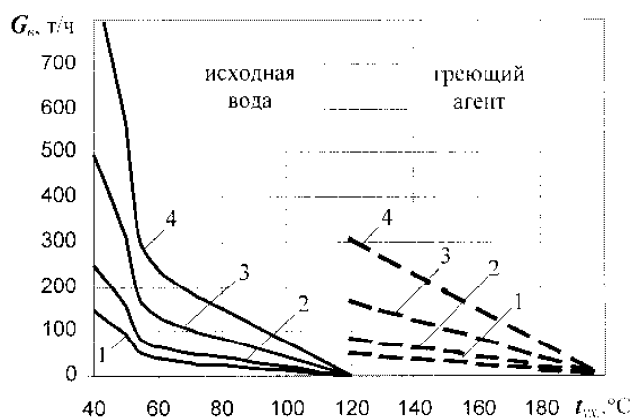


Рис. 4. Расходы исходной воды и греющего агента, подогреваемых соответственно с 5 до 35 $^\circ\text{C}$ и с 70 до 100 $^\circ\text{C}$ в поверхностных подогревателях, в зависимости от температуры уходящих газов: 1 - для КВГМ-30, 2 - для КВГМ-50, 3 - для КВГМ-100, 4 - для КВГМ-180

При использовании теплоты уходящих газов увеличивается коэффициент использования топлива котельной установки. Применение подогревателей «сухого» теплообмена с пиковыми водогрейными котлами позволяет повысить коэффициент использования топлива на 7 %, а конденсационных теплоутилизаторов — на 17 %.

Для снижения повреждаемости оборудования пиковых теплоисточников разработаны технологии низкотемпературного теплоснабжения. За счет понижения максимальной температуры нагрева теплоносителя до 100-110 $^\circ\text{C}$ новые технологии позволяют повысить надежность источников ПТМ и шире использовать преимущества теплофикации. Для реализации этих положений разработаны новые схемы тепловых электростанций с параллельным включением пиковых водогрейных котлов и основных сетевых подогревателей (рис. 5) [5].

При разделении сетевой воды на параллельные потоки снижается гидравлическое сопротивление в оборудовании ТЭЦ, более полно используется тепловая мощность сетевых подогревателей турбин и водогрейных котлов за счет увеличения температурного перепада на их входе и выходе до 40-50 $^\circ\text{C}$, а также увеличивается электрическая мощность ТЭЦ и возрастает абсолютная величина комбинированной выработки электрической энергии на величину $\Delta E_{мф}$, кВт·ч, которую можно найти по формуле

$$\Delta E_{мф} = \Delta D_{отб} (i_0 - i_{отб}) K_r \eta_{эм} n \quad (6)$$

М.Е. Орлов

где $\Delta D_{отб}$ – разность расходов пара в отопительных отборах при обычном и низкотемпературном теплоснабжении, кг/с; $i_o, i_{отб}$ – энтальпии свежего и отбираемого из турбины пара, кДж/кг; K_r – коэффициент, учитывающий увеличение мощности за счет регенеративного подогрева конденсата; $\eta_{эм}$ – электромеханический КПД турбогенератора; n – число часов, когда обеспечивается прирост электрической мощности.

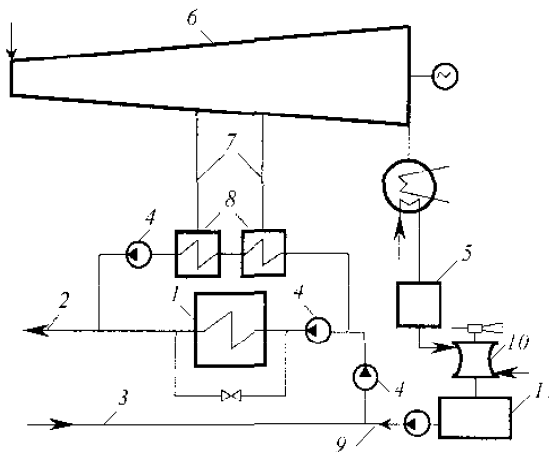


Рис. 5. Схема ТЭЦ с параллельным включением пиковых водогрейных котлов и основных сетевых подогревателей: 1 - пиковый водогрейный котел; 2, 3 - подающий и обратный трубопроводы теплосети; 4 - сетевой насос; 5 - узел умягчения; 6 - теплофикационная турбина; 7 - отопительные отборы пара; 8 - сетевые подогреватели; 9 - трубопровод подпиточной воды; 10 - вакуумный деаэратор; 11 - бак-аккумулятор

Расчеты для ТЭЦ тепловой мощностью 1240 МВт с тремя турбинами Т-100-130 и тремя водогрейными котлами КВГМ-180 показывают, что увеличение расхода пара в теплофикационных отборах увеличивает выработку электроэнергии на тепловом потреблении на 19,95 млн. кВт·ч в год. При этом на электростанции экономится до 4980 т условного топлива, что при стоимости условного топлива 2000 руб./т составит 9960 тыс. рублей в год.

Одним из способов повышения эффективности обеспечения пиковых тепловых нагрузок ТЭЦ является замена ненадежно работающих пиковых водогрейных котлов на пиковые сетевые подогреватели. Использование пиковых сетевых подогревателей, подключенных к отборам пара турбины, позволяет полезно использовать потенциал отработавшего парового потока и повышает теплофикационную выработку электроэнергии [11].

Для сравнения экономической эффективности традиционных и новых технологий обеспечения пиковой нагрузки систем теплоснабжения произведен их технико-экономический анализ [12]. В результате этого анализа определено, что наименее экономичной из рассмотренных технологий является широко распространенный вариант с пиковыми водогрейными котлами, включенными последовательно с основными сетевыми подогревателями. Разработанные в НИЛ ТЭСУ технологии обеспечения ПТМ позволяют применить малозатратные способы водоподготовки, что способствует снижению общих затрат и повышает конкурентоспособность этих технологий. Выявлено, что минимальные приведенные затраты имеет вариант с пиковыми водогрейными котлами, включенными в замкнутый контур с водо-водяными теплообменниками.

Выводы

1. Основными причинами неэффективной работы источников ПТМ являются: большие потери теплоты с уходящими газами пиковых водогрейных котлов; низкая надежность водогрейных котлов из-за повышенного температурного режима их работы и температурных разверок в поверхностях нагрева; высокие требования к водно-химическому режиму и, как следствие, большие затраты на водоподготовку; низкая эффективность использования преимуществ теплофикации на ТЭЦ; низкое качество противокоррозионной обработки подпиточной воды теплосети.
2. С целью совершенствования технологий обеспечения ПТМ на практике необходимо активно применять новый подход к эффективности обеспечения пиковой нагрузки систем теплоснабжения, основные положения которого заключаются в радикальном повышении надежности и экономичности пиковых теплоисточников.
3. В рамках нового подхода в НИЛ ТЭСУ разработан комплекс технических решений, позволяющих повысить эффективность обеспечения ПТМ систем теплоснабжения:
 - серия технологий, позволяющих использовать теплоту уходящих газов для подогрева различных потоков подпиточной воды в поверхностных теплообменниках, расположенных в газоходах водогрейных котлов;
 - новые технологии работы ТЭЦ для низкотемпературного теплоснабжения, предусматривающие параллельное включение основных сетевых подогревателей и пиковых водогрейных котлов

и позволяющие сократить затраты на водоподготовку и увеличить выработку электроэнергии на тепловом потреблении;

- энергосберегающие технологии вакуумной деаэрации в одноконтурных и двухконтурных водогрейных котельных, предусматривающие новый более рациональный порядок организации потоков теплоносителей, который позволяет снизить расходы тепловой и электрической энергии на собственные нужды;

- технологии подпитки замкнутого контура двухконтурных пиковых водогрейных котельных ТЭЦ водой высокого качества из питательного тракта энергетических котлов и обработки подпиточной воды теплосети по упрощенной технологии;

- технологии, позволяющие расширить возможности применения пиковых сетевых подогревателей, подключенных к отборам пара турбин.

4. Произведено технико-экономическое сравнение различных способов деаэрации воды в источниках ПТМ ТЭЦ, которое показало, что при выборе типа деаэратора определяющими факторами являются: обеспечение требуемой глубины деаэрации и эксплуатационные затраты на деаэрационные установки (выработка электрической мощности на тепловом потреблении, снижение потерь конденсата на ТЭЦ). По этим факторам установлено, что наибольший экономический эффект создается при использовании вакуумных деаэраторов, подогрев теплоносителей перед которыми осуществляется с помощью низкопотенциальных отборов пара турбин.
5. В результате экспериментальных исследований водоподготовительной установки пиковой водогрейной котельной, получены многофакторные модели процессов дегазации подпиточной воды теплосети. Эти модели позволяют оценить, до какого минимального технологически допустимого уровня можно снизить температуру обрабатываемой воды, а следовательно, и энергетические затраты на ее подогрев и на подачу воздуха в декарбонизатор.
6. Технико-экономический анализ различных способов обеспечения ПТМ показал, что традиционная технология обеспечения пиковой нагрузки систем теплоснабжения с помощью пиковых водогрейных котлов, включенных последовательно с основными сетевыми подогревателями, является наименее экономичной. Лучшие технико-экономические показа-

тели имеет технология с пиковыми водогрейными котлами, включенными в замкнутый контур с водо-водяными теплообменниками.

Список литературы

1. *Пемцев З.Ф.* Тепловая экономичность энергосистем. Калинин, 1969.
2. Экспериментальное исследование установки для подпитки системы теплоснабжения/ В.И. Шарапов, А.Н. Дерябин, М.Е. Орлов и др. // Энергосбережение. 2000. № 1. С. 90-91.
3. Пат. 2137982 (RU), МКИ⁶ F 24 D 3/02. Способ работы отопительной котельной/ В.И. Шарапов, М.Е. Орлов// Б.И. 1999. № 26.
4. *Шарапов В.И., Орлов М.Е.* О влиянии схемы включения вакуумного деаэратора на экономичность водогрейной котельной// Промышленная энергетика. 2000. № 7. С. 29-31.
5. Пат. 2148174 (RU), МКИ⁷ F 01 K 17/02. Способ работы тепловой электрической станции/ В.И. Шарапов, М.Е. Орлов// Б.И. 2000. № 12.
6. Пат. 2159336 (RU), МКИ⁷ F 01 K 17/02. Тепловая электрическая станция/ В.И. Шарапов, М.Е. Орлов, П.В. Ротов// Б.И. 2000. № 32.
7. Пат. 2159337 (RU), МКИ⁷ F 01 K 17/02. Тепловая электрическая станция/ В.И. Шарапов, М.Е. Орлов, П.В. Ротов// Б.И. 2000. № 32.
8. Пат. 2159393 (RU), МКИ⁷ F 24 D 9/02. Способ работы системы теплоснабжения/ В.И. Шарапов, П.В. Ротов, М.Е. Орлов// Б.И. 2000. № 32.
9. Пат. 2137984 (RU), МКИ⁶ F 24 D 3/02. Водогрейная котельная/ В.И. Шарапов, М.Е. Орлов// Б.И. 1999. № 26.
10. *Шарапов В.И., Орлов М.Е., Ротов П.В.* Об экономичности пиковых водогрейных котельных// Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности: Материалы III Российской научно-технической конференции. Ульяновск: УлГТУ. 2001. С. 232-237.
11. *Орлов М.Е., Шарапов В.И.* Использование избытков пара производственных отборов турбин ТЭЦ// Научно-технический калейдоскоп. 2001. № 4. С. 103-110.
12. *Шарапов В.И., Орлов М.Е., Ротов П.В.* О способах обеспечения пиковой тепловой мощности электростанций// Российский национальный симпозиум по энергетике. Материалы докладов. Казань: КГЭУ. 2001. Т.1. С. 109-112.