

УДК 697.34

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РАЙОННОЙ КОТЕЛЬНОЙ

Канд. техн. наук СЕДНИН В. А., СЕДНИН А. В.

Белорусский национальный технический университет

Сегодня вопросам теплоснабжения на постсоветском пространстве уделяется особое внимание. В связи с изменением экономических условий функционирования промышленных предприятий и резким спадом объемов производства энергетическая составляющая в себестоимости продукции значительно увеличилась. Кроме вынужденного снижения технологической нагрузки, предприятия предприняли все возможные меры для сокращения теплопотребления за счет снижения нагрузки отопления и вентиляции. В связи с этим изменилась общая структура нагрузок в системах теплоснабжения, основными составляющими которых стали нагрузки отопления и горячего водоснабжения жилищно-коммунального сектора. Но население не в состоянии оплачивать в полном объеме энергетические затраты на поддержание необходимых условий для своего проживания. Это потребовало введения дифференцированных тарифов для промышленных предприятий и населения в сторону их завышения для первых и снижения для вторых, что послужило толчком для отключения промышленных предприятий от систем централизованного теплоснабжения и строительства индивидуальных (групповых) котельных малой мощности. В целом это ухудшило общее состояние в сфере теплоснабжения. Учитывая также устойчивую тенденцию роста стоимости топлива, актуальным является повышение эффективности работы систем теплоснабжения. Одним из направлений является повышение качества управления технологическими процессами, в том числе путем внедрения автоматизированных систем.

Эффективность работы автоматизированной системы управления теплоснабжением определяется величиной экономии топливно-энергетических ресурсов, которая достигается при ее внедрении в производство, причем на верхнем уровне управления одновременно возможно решать ряд оптимизационных технологических задач, исходной информацией для решения которых являются потоки отфильтрованной информации техно-

гических и метеорологических параметров, поступающих с нижних уровней управления, т. е. непосредственно с объектов управления. К таким задачам относятся [1] оптимизации: производства тепловой и электрической энергии; режимов отпуска тепловой энергии; потокораспределения в тепловых сетях; режимов работы основного технологического оборудования теплоисточников; а также задачи расчета нормирования, энергоучета и эксплуатации.

Для эффективного решения этих задач важно правильно выбрать методологию построения АСУ ТП верхнего и нижнего уровней систем теплоснабжения [2, 3]. В статье представлены основные подходы и технические решения, принятые при создании системы управления котельной № 3 Сургутского городского муниципального управления городскими тепловыми сетями (СГ МУП «ГТС»).

Основное теплогенерирующее оборудование котельной составляют три водогрейных котла ПТВМ-30, оснащенные локальными автоматизированными системами управления производства ХК «Амакс» (Россия). При внедрении автоматизированной системы управления была произведена реконструкция котельной с заменой основного и вспомогательного технологического оборудования:

- на каждом из водогрейных котлов установлен индивидуальный насос рециркуляции NP100/200V-55/2 фирмы Wilo GmbH (Германия) с частотным приводом;
- на трубопроводе сетевой воды после каждого котла находится шаровой запорно-регулирующий кран Naval с электроприводом AUMA с интегрированным узлом управления AUMA MATIC (Германия);
- на линии перепуска установлены два шаровых запорно-регулирующих крана Naval с электроприводами типа AUMA с интегрированным узлом управления AUMA MATIC (Германия);
- на двух сетевых насосах (CH4, CH5) размещаются частотные приводы фирмы Danfoss. На сетевых насосах (CH2, CH3) установлены устройства мягкого пуска, а на трубопроводах воды после насосов – запорно-регулирующие шаровые краны Naval с электроприводом AUMA с интегрированным узлом управления AUMA MATIC (Германия);
- на линии байпаса имеется запорно-регулирующий шаровой кран Naval с электроприводом AUMA с интегрированным узлом управления AUMA MATIC (Германия);
- на одном из насосов подпитки установлен частотный привод фирмы Danfoss, на всех остальных насосах – устройства мягкого пуска.

Кроме этого была произведена замена запорно-регулирующей арматуры, необходимой для осуществления технологических процессов, и установлены необходимые датчики давления и температуры.

Принципиальная тепловая схема котельной после реконструкции приведена на рис. 1.

Основной целью такой широкомасштабной реконструкции, кроме замены отработавшего свой ресурс технологического оборудования, было обеспечение возможности работы котельной при количественно-качественном методе регулирования режимов работы теплосети. Этот режим стал возможным после проведенной ранее реконструкции и автоматизации процессов на ЦТП и ИТП, подключенных к тепловой сети котельной.

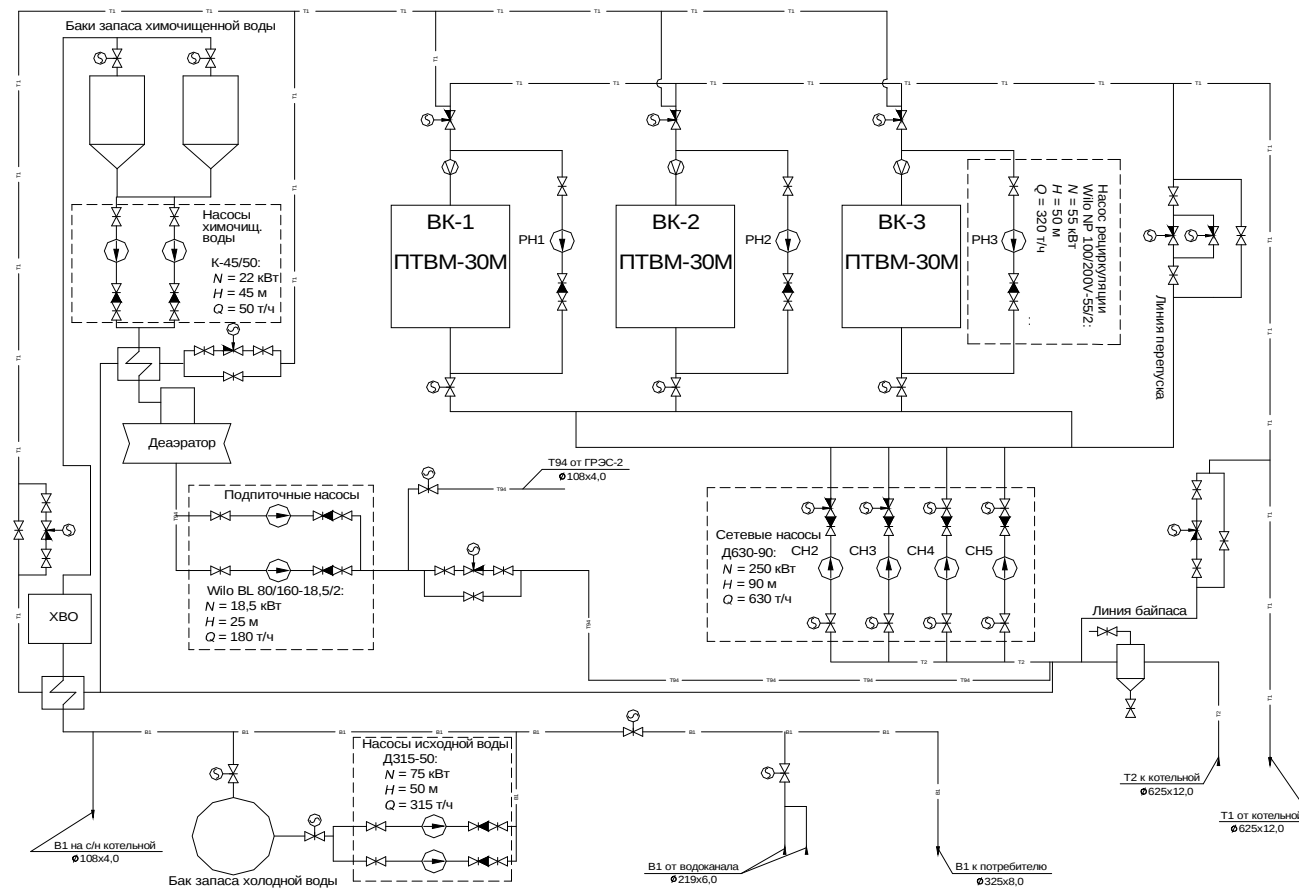


Рис. 1

Автоматическая система управления работой котельной обеспечивает:

- стабилизацию расхода воды через работающие котлы;
- стабилизацию суточного профиля перепада давления сетевой воды при изменении тепловой нагрузки (расхода сетевой воды) и гидравлического сопротивления котельной;
- формирование и передачу на операторские станции (ОПС) «Амакс» уставок температуры сетевой воды на выходе из работающих котлов в зависимости от требуемой тепловой нагрузки тепловой сети;
- стабилизацию температуры воды на входе в котлы;
- создание необходимых условий работы котлов на общую нагрузку;
- подготовку подпиточной воды и стабилизацию давления обратной сетевой воды;
- передачу основных параметров работы котельной на диспетчерскую СГ МУП «ГТС»;
- отображение основных технологических параметров на ЦТП, подключенных к котельной, и использование полученных данных для алгоритмов работы котельной.

Структурно-автоматизированная система управления котельной разделена на две отдельные самостоятельные подсистемы:

- «Сетевая группа» – управление работой оборудования сетевой группы в условиях значительного изменения суточного расхода теплоносителя;
- «Водоподготовка» – управление работой оборудования по подаче, очистке и подготовке исходной воды.

Указанные подсистемы объединяются цифровыми каналами связи в единую систему управления котельной с координирующим центром на операторской станции, являющуюся верхним уровнем управления. При нарушении связи между подсистемами или отказе операторской станции все САУ нижнего уровня управления продолжают функционировать на основании ранее полученных команд и уставок.

Архитектура операторской станции, системы связи и протоколов взаимодействия станций выбрана таким образом, что в процессе эксплуатации котельной ее можно при необходимости расширять за счет подключения дополнительных подсистем. Ядром каждой подсистемы является станция автоматического управления на базе РС-совместимого промышленного компьютера фирмы «SBS Technologies». Общий вид САУ «Сетевая группа» и САУ «Водоподготовка» показан на рис. 2.



Рис. 2

Станции автоматического управления при подключении к ним соответствующего комплекта датчиков, исполнительных механизмов, а также шкафов пусковой и защитной аппаратуры обеспечивают прямое цифровое управление всеми агрегатами технологического объекта управления. В процессе наладки алгоритм функционирования каждой подсистемы в виде исполняемого программного модуля записывается в энергонезависимый твердотельный накопитель промышленного компьютера. Изменение программного исполняемого модуля в процессе эксплуатации системы управления со стороны оперативного или ремонтного персонала не допускается. Изменение алгоритмов функционирования системы в целом или ее отдельных подсистем осуществляется в широких пределах с помощью настроечных параметров, имеющих как на системном уровне, так и на уровне каждой подсистемы. Изменение настроечных параметров допускается со стороны прошедшего обучение персонала котельной.

В процессе выполнения управляющего алгоритма промышленный компьютер вырабатывает команды прямого цифрового управления технологическими агрегатами объекта (выходная информация) на основании анализа входной информации о состоянии объекта. На выработку команд управления влияют также настроечные параметры, хранящиеся в памяти компьютера, для каждого технологического агрегата и процесса. Входная информация о состоянии технологических параметров (температура, давление, расход и пр.) и агрегатов (потенциометры положения клапанов, концевые выключатели клапанов и задвижек, частота и мощность для частотных приводов и пр.) вводится в оперативную память промышленного компьютера через модули ввода аналоговых и дискретных сигналов. Выходная информация в виде команд управления всеми исполнительными механизмами из оперативной памяти компьютера выводится на электрические приводы технологических агрегатов через регистры модулей вывода дискретных сигналов.

Алгоритмы функционирования каждой подсистемы построены таким образом, что вмешательство оперативного персонала в процесс управления минимально или вовсе не требовалось. Оно может потребоваться только при отказах элементов комплекса технических средств (компьютеры, датчики, исполнительные механизмы агрегатов).

Ядро системы – операторская станция (ОпС) на базе РС-совместимых персональных компьютеров. ОпС является рабочим местом оператора котельной и независимо от режима работы подсистем (автоматический или дистанционный) позволяет:

- контролировать и управлять через соответствующие САУ всеми основными и вспомогательными процессами на указанном выше технологическом оборудовании котельной;
- регистрировать действия оперативного персонала по супервизорному управлению каждой подсистемой;
- регистрировать действия САУ по прямому цифровому управлению технологическим объектом;
- регистрировать изменения технологических параметров всех подсистем (температуры, давления, расходы и пр.);
- регистрировать изменения состояния технологических агрегатов (положение, мощность, частота и пр.);

- хранить и редактировать настроечные параметры для всех подсистем;
- инициировать работу предупредительной и аварийной сигнализации;
- инициировать проведение сеансов связи с САУ каждой подсистемы.

Сама ОпС с технологическим объектом управления непосредственно не связана и на технологические объекты непосредственно не воздействует.

Система управления имеет три режима работы:

- автоматический – режим, при котором технологический процесс осуществляют станции автоматического управления;
- дистанционный – режим, который позволяет оперативному персоналу при необходимости вмешаться в работу агрегатов и процессов путем передачи команд с панелей управления ОпС;
- ручной – режим, который используется только при отказе САУ. Для обеспечения данного режима на щитах управления установлены необходимые измерительные приборы и органы управления агрегатами отказавшей САУ.

В соответствии со структурой технологического объекта управления в памяти САУ «Сетевая группа» создаются программные агрегаты, обеспечивающие управление соответствующими технологическими агрегатами:

- программно-логический регулятор «Линия байпаса»;
- программно-логический регулятор «Линия перепуска»;
- ПИД-регулятор «Сетевой насос 4» («Сетевой насос 5»).

Для координации функционирования перечисленных агрегатов и выполнения целевых функций системы созданы процесс «Сетевая группа» и подчиненные ему подпроцессы.

Процесс «Сетевая группа» обеспечивает автоматическое включение/выключение подчиненных агрегатов и процессов на основании полученных от оперативного персонала директив и настроек; определяет режимы работы агрегатов сетевой группы на всех фазах работы котельной (включение гидравлики, генерация мощности, выключение) в соответствии с директивами оперативного персонала или при перебоях питания; включает предупредительную и аварийную сигнализацию, выполняет технологические блокировки по защите оборудования тепловых сетей в нештатных режимах работы; координирует совместную работу на общую нагрузку двух насосов с переменной производительностью СН4, СН5 и двух насосов с постоянной производительностью СН2, СН3.

Результатом согласованной работы насосов является поддержание требуемого суточного профиля давления прямой сетевой воды в сети в условиях существенного изменения гидравлического сопротивления тепловой сети. Для защиты дорогостоящего оборудования сетевой группы и тепловых сетей в процессе работы предусмотрены технологические блокировки по аварийному повышению и понижению давлений прямой и обратной сетевой воды.

С этой целью для каждого технологического агрегата создается программный объект, адекватно отображающий состояние и свойства рассматриваемого технологического агрегата.

Основным элементом системы управления котельной, работающей в автоматическом режиме, является «Планировщик котельной», в котором задаются следующие исходные данные:

- температурный график тепловой сети с возможностью ручной коррекции температуры прямой сетевой воды в зависимости от времени суток;
- уставки давления прямой и обратной сетевой воды для отопительного и межотопительного сезонов (зима/лето) с возможностью ручной корректировки;

- таблица «Расход – перепад» для определения требуемого давления прямой сетевой воды в зависимости от ее интегрального расхода.

На основании исходных данных «Планировщик котельной» вычисляет и передает уставки по соответствующим параметрам различным процессам системы автоматического управления.

«Планировщик» мощности котельной функционирует в течение всего периода генерации мощности. Он на основании отопительного графика, текущего расхода прямой сетевой воды, текущей температуры обратной сетевой воды рассчитывает требуемую от котельной тепловую мощность. В зависимости от полученного значения мощности определяются количество необходимых для работы котлов и режимы их работы (базовый, пиковый) и уставки выходной температуры для рабочих котлов. Рассчитанные уставки температуры передаются на ОПС «Амакс».

Для процесса «Сетевая группа» через определенный интервал времени передается уставка по значению давления прямой сетевой воды. Уставка может формироваться двумя способами. В первом случае «Планировщик» определяет значение давления прямой сетевой воды в зависимости от сезона работы (зима/лето) (параметр процесса) с учетом ручной корректировки. Во втором случае требуемое давление прямой сетевой воды определяется из таблицы «Расход – перепад». В этом случае давление прямой сетевой воды рассчитывается как сумма уставки давления обратной сетевой воды и перепада давления, который зависит от измеренного интегрального значения расхода прямой сетевой воды. От найденного значения перепада вычитается величина поправки, которая учитывает погрешности от установки датчиков давления. Это позволяет регулировать гидравлические режимы тепловой сети с целью поддержания постоянного перепада давления $H_{\text{ЦТП66}}$ на наиболее удаленном от котельной ЦТП № 66. Пьезометрические графики котельной № 3 при различных расходах прямой сетевой воды представлены на рис. 3. Линия 1 – пьезометр при максимальном расходе сетевой воды в отопительном сезоне (перепад давления на котельной

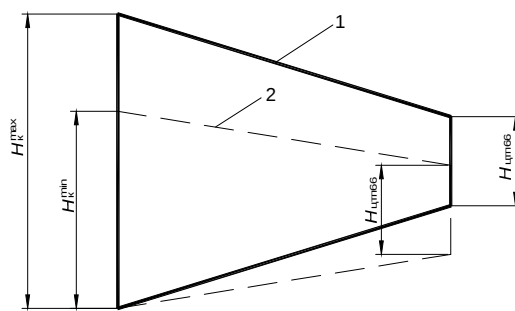


Рис. 3

$H_k^{\max}$), 2 – при минимальном (перепад давления на котельной $H_k^{\min}$). Корректность регулировки анализируется с помощью данных, получаемых о работе ЦТП. В дальнейшем планируется вести управление сетевыми насосами непосредственно по датчику перепада давления, установленному на ЦТП № 66.

Энергию, потребляемую сетевыми насосами за сутки, можно определить по формуле

$$E_n = \int_0^{24} \frac{Gv\Delta p}{\eta_n} d\phi,$$

где Δp – перепад давлений на группе насосов, Па; v – удельный объем, м³/кг; G – расход сетевой воды, кг/с; η_n – КПД насоса.

Экономия электрической энергии за счет применения алгоритма по «плавающему» перепаду давления на выходе из котельной за период времени τ_1 можно определить

$$\Delta E_{\text{н}} = \Delta p_{\text{с}} \int_0^{\tau_1} \frac{Gv}{\eta_{\text{н}}} d\phi - \int_0^{\tau_1} \frac{Gv \Delta p_v}{\eta_{\text{н}}} d\phi,$$

где $\Delta p_{\text{с}}$ – постоянный перепад давления на группе насосов, Па; Δp_v – переменный перепад давления, Па.

Значения мощности насосов в течение суток показаны на рис. 4 для реальных расходов сетевой воды за 16.12.2004. Кривая 1 соответствует мощности насосов, работающих без частотного преобразователя; 2 – то же, работающих с частотным преобразователем и поддерживающих постоянный перепад давлений в выходном коллекторе котельной; 3 – то же, работающих с частотным приводом и поддерживающих постоянный перепад на самом удаленном ЦТП.

Организация режима управления работой насосов по поддержанию постоянного перепада давления на самом удаленном ЦТП позволила получить дополнительную экономию электроэнергии в размере 2,5...3 %.

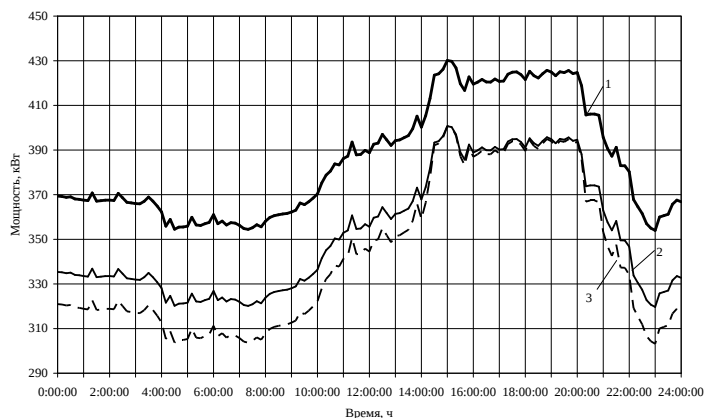


Рис. 4

ВЫВОДЫ

1. Внедрение системы автоматизированного управления котельной № 3 г. Сургута позволило повысить надежность работы системы теплоснабжения, а также обеспечить возможность работы при количественно-качественном режиме регулирования.

2. Опыт использования подобных систем управления как за рубежом, так и в странах СНГ свидетельствует о высокой эффективности их применения. При комплексном подходе построение систем управления теплоснабжением позволяет снизить затраты на топливно-энергетические ресурсы на 15...25 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мо на х о в Г. В., Во й т и н с к а я Ю. А. Моделирование управления режимами тепловых сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 224 с.
2. Се д н и н В. А. О создании автоматизированных систем управления технологическими процессами теплоснабжения // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 1999. – № 1. – С. 79–81.
3. П р и н ц и п ы и подходы к построению корпоративной вычислительной сети системы теплоснабжения /А. В. Седнин, В. А. Седнин, В. М. Ващенко, И. Л. Сухоцкий // Региональные проблемы энергосбережения в децентрализованной теплоэнергетике: Материалы междунар. конф. / Ин-т техн. теплофизики НАН Украины. – Киев, 2000. – С. 95–98.

Представлена кафедрой
промышленной теплоэнергетики
и теплотехники

Поступила 20.04.2005