

Научно-производственный
журнал

Основан в 1999 г.

Издается ежеквартально

4

Октябрь-декабрь

2001

Научно- технический калейдоскоп

Серия
«Энергосбережение
в городском хозяйстве,
энергетике,
промышленности»

Учредители: Ульяновский Дом
техники Российского Союза
научных и инженерных
организаций, Союз научных
и инженерных общественных
объединений Ульяновской
области

Редакционная коллегия:

Мишин В.А. (главный редактор)

Есаулкова Л.Н.

Климовский А.Б.

Ответственный редактор серии

Шарапов В.И.

ОТ РЕДАКТОРА СЕРИИ «ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ГОРОДСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ, ЭНЕРГЕТИКЕ, ПРОМЫШЛЕННОСТИ»

Материалы настоящего выпуска «Научно-технического калейдоскопа» подготовлены по итогам Третьей Российской научно-технической конференции «Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности». Конференция проведена 24-25 апреля 2001 г. в соответствии с утвержденным Министерством образования Российской Федерации планом научных мероприятий на базе Ульяновского государственного технического университета, а также в соответствии с планом работы Поволжского межрегионального отделения Международной энергетической академии.

Российская научно-техническая конференция по энергосбережению проводится с 1999 г. В 2001 г. существенно расширилась география конференции, доклады поступили из многих регионов России: от Архангельска до Астрахани и от Комсомольска-на-Амуре до Санкт-Петербурга. На конференции представлены ведущие научные школы в области энергетике и энергосбережения, сформировавшиеся в Московском энергетическом институте (техническом университете), Ивановском и Казанском государственных энергетических университетах, Саратовском и Уральском государственных технических университетах.

О научном уровне конференции говорит то, что авторами докладов стали более 40 докторов наук и профессоров. Так, в конференции приняли личное участие выдающийся ученик академика П.Л. Капицы, всемирно известный ученый в области термодинамики и криогенной техники, профессор Московского энергетического института В.М. Бродянский, лауреат Ленинской премии профессор В.В. Алексейчик, профессора Ю.Я. Печенегов (Технологический институт при СарГТУ), А.Ф. Рыжков (Уральский технический университет), А.И. Щелоков (Самарский технический университет), другие крупные специалисты по энергосбережению.

Традиционно в конференции участвуют активно занимающиеся проблемами энергосбережения специалисты-практики муниципальных ульяновских предприятий УММПКХ, «Ульяновскгорводоканал» и «Ульяновские городские электрические сети». К сожалению, также традиционно от участия в конференции отказываются АО «Ульяновскэнерго», МП «Ульяновскэлектротранс» и МУЖКХ-ДЕЗ, ряда промышленных предприятий. Между тем, именно на этих предприятиях не используются огромные резервы энергосбережения.

В период конференции работала выставка, на которой были представлены разработки в области энергосбережения, выполненные организациями Ульяновска, Димитровграда, Арзамаса.

Учитывая острую актуальность проблем энергосбережения в современный период, конференция имеет хорошие перспективы развития и совершенствования. Организаторы конференции надеются на то, что и в последующие годы будет увеличиваться круг ее участников, повышаться уровень представляемых на ней работ.

Оргкомитет благодарит ректорат Ульяновского государственного технического университета, мэрию г. Ульяновска, управление «Ульяновск-госэнергонадзор», Ульяновское муниципальное многоотраслевое предприятие коммунального хозяйства, муниципальные предприятия «Ульяновскгорводоканал» и «Ульяновские городские электрические сети», а также другие организации за финансовую поддержку, обеспечившую проведение конференции и издание ее материалов.

Председатель Оргкомитета конференции,
ответственный редактор серии
доктор технических наук, профессор

В.И. Шарапов

СОДЕРЖАНИЕ

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

ШАРАПОВ В.И. Энергетический кризис, жилищно-коммунальная реформа, энергосбережение	6
КУЗНЕЦОВ В.В. О соблюдении интересов местных органов власти и населения в жилищно-коммунальном обслуживании	12
ЖИГУЛЕВ Г.В., ИВАНОВ Л.Л., СТОРОЖКОВ А.П. Проблемы энергосбережения в Ульяновской области	20
МИХАЛЬЧЕНКО Г.Я., РУДЕНКО Д.А., ХВОСТОВ В.А. Автоматизированная система управления производством и потреблением топливно-энергетических ресурсов г. Брянска	25
МАРТИРОСОВ В.Е., ГУСЬКОВ А.П. Информационная система энерго и ресурсосбережения (ИСЭРС)	29
УЗИКОВА Т.И., ГУСЕВ А.Ф., ЕНИН А.С., КОРНЕЕВ К.Б. Концепция программы «Энергосбережение» Минобразования России в Тверской области	32
ШАРАПОВ В.И. Энергосбережение – основное направление деятельности научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» УлГТУ	36

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ И УСТАНОВКАХ

МАГАЗИННИК Л.Т., КУЗНЕЦОВ А.В., БЕЛОВ А.П. Анализ электропотребления основных категорий потребителей Ульяновской области	40
ИДИЯТУЛЛИН Р.Г., БАКИРОВ А.Р., ГУСМАНОВ Р.М., ЛУНГИН И.А. Энергосбережение в городском электрическом транспорте	44
ПЕТРОВ В.М., ЩЕРБАКОВ Е.Ф. О компенсации реактивной мощности в сетях промышленного предприятия	52
БРАГИЛЕВСКИЙ Е.Л., КОЛИН В.В., ЛЕСНИКОВСКИЙ А.Е., ШВЕЦ С.А., ШНЫРЕНКОВ А.А. Бесконтактные пускатели, как средство энергосбережения	56

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ПРОМЫШЛЕННОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ

ЩЕЛОКОВ А.И., ПАШИН М.Е. Газовоздушное отопление производственных зданий и технологических потребителей	60
КУРИЦЫН Б.Н., ЮШИН А.Н. Грунтовые теплообменники в системах инженерного оборудования зданий	65

ПЕЧЕНЕГОВ Ю.Я., КОСОВА О.Ю., КОСОВ А.В., БОГАТЕНКО Р.В. Энергосбережение в пароконденсатных системах промышленных предприятий	68
КЛЕТНЕВ Г.С., НИКИШИНА Ю.Г. Создание нетрадиционных экологически чистых композиционных топлив	72
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ И В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
АНДРЮЩЕНКО А.И., НИКОЛАЕВ Ю.Е. О возможностях повышения эффективности систем теплоснабжения городов	78
БРОДЯНСКИЙ В.М. 12 правил энергосбережения	82
ХЛЕБАЛИН Ю.М. Методика оценки коммерческой эффективности действующих ТЭЦ.....	85
ПИСАНЕЦ В.А., ХРУСТАЛЕВ В.А., ЕРМОЛАЕВ В.Ф. Об эффективности опреснительных установок на АЭС с ВВЭР	93
АНТРОПОВ П.Г. Оценка эффективности создания собственных блок-ТЭЦ промышленных предприятий	101
ОРЛОВ М.Е., ШАРАПОВ В.И. Использование избытков пара производственных отборов турбин ТЭЦ	103
РОТОВ П.В., ШАРАПОВ В.И., ЯМЛЕЕВА Э.У. Стабилизация гидравлических режимов местных систем отопления при переменном расходе воды в теплосети	111
СИВУХИНА М.А., ШАРАПОВ В.И. Итоги экспериментального исследования массообмена и аэрогидродинамики декарбонизаторов	121
КУДИНОВ А.А., ЛЕВУШКИНА Ю.В., ЗИГАНШИНА С.К. Технологии подсушки уходящих газов после конденсационных теплоутилизаторов	130
БАБКИНА О.В., РУДАКОВ К.В., РОДНЕНКО Д.А., БАСКАКОВ А.П. Утилизация теплоты уходящих газов в поверхностных теплообменниках	136
ШАРАПОВ В.И., ПАЗУШКИН П.Б. Разработка и исследование технологий подогрева потоков подпиточной воды теплосети на ТЭЦ ...	139
АСЕЕВ С.Н., ГУМЕРОВ Х.С., СИМАКОВ П.В. Использование низкопотенциального тепла в городских очистных сооружениях.....	150
КАЛАЧЕВ И.В., КУНЕЕВСКИЙ В.В., Р.М. ШАММАСОВ Р.М., БЛОХИН В.Н. Эффективная теплоизоляция трубопровода как энергосберегающая технология при транспортировке тепла	157
ХРОНИКА, ИНФОРМАЦИЯ, ОБЪЯВЛЕНИЯ	161

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

УДК 620.92.004.18

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КРИЗИС, ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНАЯ РЕФОРМА, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

В.И. Шарапов, профессор, д.т.н.
(Ульяновский государственный технический университет)

Энергетический кризис, который еще недавно казался чем-то далеким, нездешним, совершенно невозможным у нас, в Европейской России, стал в последние годы частью нашей повседневной жизни. Постоянный и значительный недогрев сетевой воды на ТЭЦ до нормативных величин (недотоп) зимой, отключение на несколько месяцев централизованного горячего водоснабжения от городских ТЭЦ нынешним летом и, наконец, полный останов ТЭЦ-1 - главного теплоисточника правобережной части Ульяновска в июле этого года - вот основные итоги первого года деятельности новой региональной власти. К числу столь же впечатляющих итогов относится произведенное якобы в рамках жилищно-коммунальной реформы многократное увеличение в 1-м квартале 2001 г. стоимости отопления и горячего водоснабжения (цены на них стали в Ульяновске самыми высокими среди городов Поволжья и Урала), после чего эти услуги стали либо совсем безобразными, либо прекратились полностью. Осенью готовится очередной этап повышения цен на услуги теплоснабжающих организаций.

Жилищно-коммунальная реформа, о которой много говорят и с помощью которой предполагается преодолеть энергетический кризис, – это сгусток политических, экономических и технологических проблем. Основной целью реформирования жилищно-коммунального хозяйства является обеспечение его работы без дотаций из бюджета. В большинстве регионов цель реформы достигается самым простым и самым социально неприемлемым образом – за счет резкого повышения платежей населения. К сожалению, катастрофическое состояние городского бюджета вынудило поступить таким же образом и мэрию г. Ульяновска, которая повысила с 1.02.2001 г. коммунальные платежи в несколько раз.

В настоящее время городские системы централизованного тепло- и водоснабжения работают с огромными потерями. По разным оценкам, в городской системе водоснабжения теряется до 30-40% подаваемой в нее воды. Еще хуже обстоят дела с централизованным теплоснабжением. ТЭЦ

из-за промышленного спада работают с неполной нагрузкой, что значительно повышает долю потерь энергии на собственные нужды и стоимость произведенных электроэнергии и тепла. Стоимость тепла существенно повышается из-за невыдерживания температурного графика, происходящей по этой причине полной гидравлической разрегулировки систем теплоснабжения и потерь в них сетевой воды. В плохо изолированных и эксплуатируемых тепловых сетях, принадлежащих различным ведомствам, а также в местных тепловых пунктах потребителей теряется до половины произведенного на ТЭЦ весьма дорогого тепла. Почему за эти потери должно платить население?

Россия – не первая страна, столкнувшаяся с энергетическим кризисом. 20-25 лет назад западные страны испытывали серьезные трудности в топливоснабжении из-за нефтяного эмбарго, объявленного странами Ближнего Востока после арабо-израильских войн. Энергетический кризис побудил страны Запада предпринять беспрецедентные меры по снижению потребления топливно-энергетических ресурсов во всех отраслях экономики. Выдающиеся результаты были достигнуты в совершенствовании систем теплоснабжения. В настоящее время затраты топливно-энергетических ресурсов на теплоснабжение в европейских странах, в том числе – северных, примерно в три раза ниже, чем в России.

При достижении таких же результатов по энергосбережению в отечественном коммунальном хозяйстве его реформа прошла бы без повышения платежей населения. Таким образом, энергосбережение – единственный социально справедливый и естественный путь проведения реформы в коммунальном хозяйстве.

В большинстве отечественных систем коммунального хозяйства, несмотря на дефицит энергоресурсов, наблюдаются процессы, противоположные изменениям, происшедшим в период энергетического кризиса в западных странах. Так, в системах теплоснабжения снижается экономичность использования теплофикационного оборудования на ТЭЦ, растут потери тепловой и электрической энергии в тепловых сетях всех ведомств, деградирует техническое состояние и уровень эксплуатации абонентских систем, резко ухудшается качество теплоснабжения.

Почему же наша реформа коммунального хозяйства не идет по пути энергосбережения? Прежде всего, – потому что энергосбережение в настоящее время не является для него необходимостью. Например, в системах теплоснабжения в энергосбережении не заинтересованы ни предприятия - теплоисточники, ни предприятия тепловых сетей. Поставщики предъявляют потребителям к оплате отпускаемую энергию в том объеме, того качества и по той цене, что посчитают сами. Очевидно, что в таких условиях они могут включать в цену и отпускаемый объем продукции любые непроизводительные издержки.

Большая часть объектов жилищно-коммунального хозяйства, бюджетных организаций и мелких промышленных потребителей не имеет приборов учета потребляемого тепла и вынуждена принимать к оплате то количество тепла, которое укажет теплоснабжающая организация. Известны случаи, когда

попытки отдельных предприятий организовать собственный коммерческий учет потребляемого тепла встречали жесткое противодействие теплоснабжающих организаций.

Как бы это ни казалось странным – в энергосбережении не заинтересованы и потребители. Низкая стоимость коммунальных услуг в связи со значительными дотациями из бюджета не стимулировала потребителей бороться за ее снижение. В этой связи необоснованное, шоковое увеличение платежей населения за коммунальные услуги может отчасти сыграть и положительную роль: общество должно осознать непомерность стоимости этих услуг и потребовать снижения непроизводительных затрат.

Как уже отмечалось, резкое повышение коммунальных платежей обусловлено катастрофическим состоянием муниципального бюджета, в том числе - необходимостью рассчитаться за долги перед теплоснабжающими организациями, накопленными в предыдущие годы. Однако такое повышение возможно лишь как временное и должно было проводиться только при весьма тщательной подготовке. Эта подготовка должна была включать в себя разработку детальной программы снижения непроизводительных затрат, и прежде всего – энергетических, в сфере жилищно-коммунального хозяйства, а также разъяснительную работу с населением, в ходе которой бы раскрывалось содержание этой программы и указывались конкретные этапы и сроки последующего снижения величины коммунальных платежей.

Особо надо сказать о роли власти в энергосбережении. «Незаинтересованность» энергоснабжающих организаций и потребителей в энергосбережении в значительной мере определяется отсутствием у федеральных и муниципальных органов власти осмысленной программы действий по реформированию жилищно-коммунального хозяйства и снижению затрат топливно-энергетических ресурсов.

Иногда можно слышать, что власть и не должна вмешиваться в подобного рода экономические процессы, что все урегулирует рынок. Однако опыт «самых рыночных» развитых капиталистических стран по преодолению энергетического кризиса 70-х годов говорит об обратном. Успешное и относительно быстрое преодоление кризиса стало там возможным только благодаря активным, продуманным и достаточно жестким действиям государственных властей. В большинстве западных стран были осуществлены высокоэффективные государственные программы энергосбережения, предусматривающие государственное планирование и финансовую поддержку из государственного бюджета. Государством предоставлялись финансовые льготы при реализации энергосберегающих мероприятий и применялись экономические санкции при несоблюдении государственных нормативов по снижению энергетических затрат.

Иначе говоря, государственные власти, избранные обществом и ответственные перед обществом, могут и должны проводить энергосбережение путем «цивилизованного насилия», поскольку энергосбережение соответствует коренным государственным интересам. Рабочими инструментами «цивилизованного насилия» в области при реализации энергосберегающих мероприятий должны стать департамент ТЭК, региональная энергетическая комиссия, территориальное управление Госэнергонадзора, центр стандартизации и метрологии.

Государственными властями, как федерального, так и регионального уровня, должны быть определены поэтапные показатели внедрения энергосберегающих мероприятий, в т.ч. показатели снижения энергетических затрат и стоимости продукции и коммунальных услуг, а также разработан механизм стимулирования и строго спроса за реализацию программы энергосбережения.

Среди задач, без решения которых невозможно добиться сколько-нибудь ощутимых результатов в снижении стоимости коммунальных услуг, важнейшей задачей является создание нормативной, законодательной базы, своего рода «правил игры», по которым энергосбережение будет жизненно необходимым для энергоснабжающих организаций и потребителей. Ответственность за решение этой задачи лежит на региональной власти.

В качестве первых шагов по решению этой задачи должны быть осуществлены нормирование стоимости энергоресурсов в регионе и особенно – изменение условий договоров между производителями и потребителями коммунальных услуг, в частности – договоров на теплоснабжение, о чем давно ставит вопрос В.И. Васильев. Договора на теплоснабжение должны быть

ориентированы на защиту интересов потребителя, необходимо исключить диктат поставщика. Отношения между поставщиком и потребителем должны быть основаны на строгом взаимном контроле.

К сожалению, в настоящее время приходится наблюдать, как энергоснабжающие монополии пытаются сами установить контроль над региональной властью. Именно так можно расценить многомесячное отключение централизованного горячего водоснабжения в Ульяновске от городских ТЭЦ. Остановимся на нем подробнее.

Централизованное горячее водоснабжение, осуществлявшееся от городских ТЭЦ, отключено на летний период в Ульяновске впервые за последние полвека. В прессе как руководители энергосистемы, так и некоторые руководители города и области объяснили этот шаг отсутствием средств на приобретение топлива для горячего водоснабжения и необходимостью накопить эти средства на зиму. По моему мнению, первые делают такие заявления, откровенно лукавя, а вторые – по незнанию.

Как же на самом деле влияет отключение централизованного горячего водоснабжения на потребление топлива городскими ТЭЦ?

ТЭЦ – это тепловые электростанции, предназначенные для выработки электрической и тепловой энергии. Электрическая энергия на них может вырабатываться конденсационным способом, без отпуска теплоты (пара или горячей воды) потребителям, либо теплофикационным способом, путем комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

При выработке электроэнергии конденсационным способом теплота отработавшего в турбине пара (более 50% теплоты, полученной от сгорания топлива в котлах электростанции) выбрасывается в атмосферу. При использовании теплофикационного способа теплота полностью или частично отработавшего в турбинах пара используется для теплоснабжения потребителей, в том числе для централизованного горячего водоснабжения, благодаря чему на ТЭЦ существенно повышается эффективность топливоиспользования. Именно поэтому в период энергетического кризиса 70-80-х годов теплофикационный способ выработки электроэнергии распространился и в зарубежной энергетике.

Наиболее эффективен теплофикационный способ выработки электроэнергии при подготовке больших количеств воды для горячего водоснабжения, характерных для открытых систем теплоснабжения (в г. Ульяновске – открытые системы), потому что в этом случае для нагрева воды, направляемой на горячее водоснабжение, можно использовать наиболее экономичные низкопотенциальные источники отработавшего пара турбин. При отключении горячего водоснабжения эффективность использования топлива на ТЭЦ резко снижается, так как теплота отработавшего пара турбин выбрасывается через градирни в атмосферу.

В июне-июле с.г. электрическая нагрузка Ульяновской ТЭЦ-1 составляла 40-50 тыс. кВт, причем основная часть ее из-за отсутствия

тепловой нагрузки горячего водоснабжения вырабатывалась конденсационным, т.е. самым неэкономичным способом.

В Ульяновске подготовка 1500 т/ч воды для горячего водоснабжения (летний расход, характерный для ТЭЦ-1) позволяет заменить конденсационную выработку от 15 до 30 тыс. кВт электроэнергии на теплофикационную и снизить тем самым месячный расход условного топлива на величину от 3 до 6 тыс. тонн.

Таким образом, отключение горячего водоснабжения только в правобережной части Ульяновска (от ТЭЦ-1) привело не к экономии, а к перерасходу от 3 до 6 тыс. тонн условного топлива в месяц.

Из сказанного можно заключить, что отключение горячего водоснабжения, основным потребителем которого является население – самый исправный плательщик за энергоресурсы, не имело под собой каких-либо рациональных оснований. Основная цель этого технически и экономически неоправданного шага СМУЭК (новообразования РАО «ЕЭС России» для управления несколькими энергосистемами Поволжья) – попытка силового давления на муниципальное и региональное руководство. Аналогичную цель имело и полное отключение ТЭЦ-1 на несколько дней в июле – затраты топлива на останов и пуск станции были сопоставимы с количеством «сэкономленного» топлива.

В свою очередь представители другого олигархического ведомства – Газпрома подкидывают региональным властям идею о банкротстве АО Ульяновскэнерго. Понятно, что если оно состоится, то большая часть еще так недавно принадлежавшей государству собственности энергосистемы перейдет к Газпрому, которому энергетики должны более всего. С подачи же Газпрома в областной и городской администрациях периодически циркулируют «новые» и «ценные» идеи о перспективности децентрализации теплоснабжения города и строительства мелких газовых котельных (неважно, что эти идеи противоречат термодинамике и современному зарубежному опыту), а также о передаче за долги дочерним предприятиям Газпрома муниципальных котельных.

Очевидно, что в этой борьбе за передел собственности и за влияние на власть монополиям меньше всего дела до энергосбережения, а жилищно-коммунальную реформу они хотели бы употребить лишь для укрепления своих позиций. Опыт последних лет показывает, что олигархическим ведомствам очень выгодны кризисы, в том числе и энергетический, - в кризисных условиях легче диктовать свои условия.

Преодоление энергетического кризиса возможно только в том случае, когда всю ответственность за проведение приемлемой для общества жилищно-коммунальной реформы, как и за организацию серьезной работы по энергосбережению возьмет на себя сильная,

компетентная, независимая от финансово-промышленных группировок власть.

УДК 620.91:662.6

О СОБЛЮДЕНИИ ИНТЕРЕСОВ МЕСТНЫХ ОРГАНОВ ВЛАСТИ И НАСЕЛЕНИЯ В ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОМ ОБСЛУЖИВАНИИ

В.В. Кузнецов, профессор, к.т.н.
(Ульяновский государственный технический университет)

События, происходящие в нынешний отопительный сезон в Приморье, на Севере, в Сибири, и в ряде других регионов России показали, что назрел вопрос реформирования энергетической системы страны и в целом взаимоотношений регионов и естественных монополий. Население страны с озабоченностью следит, что же будет с освещением, с теплом в квартирах.

Губернатор Томской области Виктор Кресс – руководитель рабочей группы Госсовета, созданной для регулирования вопросов реструктуризации РАО «ЕЭС России», сказал, что «в основу реформирования будут положены не интересы компании и ведомств, а интересы России» [16].

На наш взгляд, в этой проблеме сходятся несколько вопросов, важнейший из которых - это отношение интересов крупных корпораций и органов самоуправления. Органы самоуправления были и конституционно, и рядом других законов наделены муниципальной собственностью (Статья 8 Конституции РФ). Эта собственность им, муниципальным органам, определена для реализации своих основных функций – функций публичной власти перед населением (Статья 209 ГК РФ). Статья 215 Гражданского кодекса РФ, посвященная этой форме собственности, определяет ее как «имущество, принадлежащее на праве собственности городскому и сельскому населению». Статья 29 Закона «Об общих принципах организации местного самоуправления» определяет, что собственностью муниципальные органы наделены для выполнения своих прямых обязанностей перед населением по обеспечению услугами жизнеобеспечения. Муниципальные органы не могут выполнять свои функции перед населением по обеспечению жильем, теплом, газом, водой,

электроэнергией, не имея соответствующих производственных мощностей по снабжению населения перечисленными услугами.

Руководители и специалисты муниципальных и региональных органов справедливо, на наш взгляд, отмечают, что РАО ЕЭС, используя слабость органов местного самоуправления, применяя «законные методы» по банкротству, отбирают у коммунальной энергетики функции сбыта энергии и сбора «живых» денег, наносят вред местному самоуправлению. Зачастую в этом вопросе игнорируются Распоряжение Госкомимущества № 297-р от 17.02.1993 г. о запрещении включения имущества городских сетей в состав РАО «ЕЭС России». В свою очередь, Госстрой России в письме № ЛЧ-4577/12 от 16.10.2000 г. факты изъятия у муниципальной собственности за долги рассматривает как нарушение единого производственно-технологического цикла всего городского хозяйства. По нашему мнению, надо поставить законодательный барьер попыткам «перекачки» муниципальной в другие формы собственности. Это – вторая, не менее важная задача.

В равной степени это касается газовых служб. Городские газовые эксплуатационные службы перешли в систему «Газпром», но при этом внутриобластное развитие газопроводных систем практически ведется за счет скудного областного бюджета, что в свою очередь сокращает возможности областного бюджета финансировать текущую потребность в отопительный сезон как для обеспечения муниципальных котельных топливом, так и на покрытие оплаты за тепло от предприятий РАО «ЕЭС России», порождая долги РАО «ЕЭС России» перед «Газпромом». Интересы монопольных гигантов «Газпрома» и РАО «ЕЭС России» далеко не совпадают с региональными и муниципальными интересами. Это доказали события, происходящие в Приморье, в Сибири и на Дальнем Востоке. Проблемы Приморья по восстановлению угольных шахт, по сбалансированию расходов на теплоснабжение и электроснабжение населения не взялся решать ни «Газпром», ни РАО «ЕЭС России», несмотря на то, что в Приморье РАО «ЕЭС России» вышло на потребителя.

Назрел вопрос создания на основе разрозненных структур, таких как МП «Горэлектросеть», ООО «Межрегионгазсервис», МП «Водоканал», ММПКХ, МУЖКХ, единого муниципального жилищно-коммунального хозяйства, основанного на холдинговом принципе хозяйствования. Эта структура позволила бы более эффективно обеспечивать нужды населения муниципальных образований и области в целом, а главное – позволила бы муниципальным органам выполнить свои

конституционные обязанности, соблюдая корпоративные интересы населения данной территории. Это – третья задача.

Задача четвертая. На наш взгляд, очень много проблем возникает вокруг Российских естественных монополий от того, что они, обладая громадными финансовыми ресурсами, могут сегодня позволить себе и телевизионные каналы закупить и воздействовать таким образом на общественное мнение, а муниципальные образования, своего рода ячейки общественного устройства, которые на конституционной основе должны создавать все необходимые для жизнедеятельности институты, не располагают финансовыми ресурсами даже для обеспечения минимальных социальных стандартов жизнеобеспечения населения этой территории. Местное самоуправление как одна из форм осуществления народом своей власти и одна из основ конституционного строя впервые в истории России признано и гарантировано Конституцией Российской Федерации (статья 12 Конституции Российской Федерации). В соответствии со статьей 132 Конституции РФ органы местного самоуправления самостоятельно формируют, утверждают и исполняют местный бюджет. Основным условием самостоятельности при формировании местного бюджета является наличие для этого собственных доходных источников. Поэтому статья 37 Федерального закона предписывает федеральным органам государственной власти обеспечить минимальные местные бюджеты путем закрепления на долговременной основе доходных источников для покрытия минимально необходимых расходов местных бюджетов. В случае бюджетной недостаточности федеральные органы государственной власти должны передавать органам местного самоуправления доходные источники, а не изымать из муниципальных бюджетов доходные источники, чего добивается РАО «ЕЭС России». В целях усиления роли местных органов следовало бы законодательно закрепить право региональных и муниципальных органов иметь контрольные пакеты акций предприятий, находящихся на данной территории, что позволило бы обеспечивать удовлетворение основных жизненных потребностей населения на уровне, не ниже минимальных государственных социальных стандартов.

Пятая задача. Постановлением Правительства РФ № 205 от 24.02.99 г. установлены федеральные стандарты, используемые в качестве инструмента межбюджетных отношений при расчете трансфертов. На 1999 г. для республик и областей Поволжского экономического района стандарт стоимости 1 кв. метра был установлен в 8,8 рубля (при норме 18 кв. м. на человека), что

не должно превышать максимально допустимую долю 18 % от собственных расходов граждан в совокупном доходе семьи. Важной проблемой жилищно-коммунального хозяйства является платежеспособное обеспечение населения всеми необходимыми услугами (услуги ЖКХ, медицинские услуги, услуги пассажирского транспорта, санитарно-оздоровительные услуги, услуги в системе образования, бытовые услуги, услуги связи, услуги по ремонту, услуги учреждений культуры).

Перечисленные услуги в структуре потребительских расходов домашних хозяйств колеблются в последние 10 лет (табл. 1) в пределах от 11,9 % в 1990 г., снижаясь к 1999 г. до 9,6 %. Доля расходов семей на питание в области выросла с 31,9% в 1990 г. до 55,4% в 1999 г.

В 2000-2001 гг. идет дальнейший рост цен на продукты питания и можно с уверенностью предположить, что эта тенденция сохранится. За этот же период произошло изменение доли расходов населения на непродовольственные товары (соответственно с 48,4% до 31,8 %).

В данной работе не приводится структурный анализ расходов населения на питание и на приобретение непродовольственных товаров личного и домашнего обихода, хотя, следует отметить, что изменение указанных расходов оказывают существенное влияние на общую платежеспособность домашних хозяйств, оставляя все меньше и меньше «шансов» на рост других видов расходов, в том числе и на жилищно-коммунальные и другие бытовые услуги.

На рис.1 приведены данные по динамике доходов и тарифов на отдельные виды жилищно-коммунальных услуг и важнейших потребительских расходов. Обращает на себя внимание тот факт, что самые высокие темпы роста за последние 11 лет сложились по тарифам на водоснабжение и канализацию (41 раз), на горячее водоснабжение (25 раз), квартирная плата (11 раз), расходы на питание населения (13 раз), на отопление (9 раз). За это же время среднедушевые доходы населения выросли всего лишь чуть больше 6 раз. Особо следует остановиться на тарифах на электроэнергию. Тариф на электроэнергию за анализируемый период вырос в 8 раз. Таким образом, цены на холодную и горячую воду опережают рост тарифов на электроэнергию в 3-5 раз. Что могло произойти в Ульяновске для таких разительных перемен в формировании общественно необходимых затрат на эти услуги?

Таблица 1

Структура потребительских расходов домашних хозяйств Ульяновской области [2, 3, 4]

Виды расходов		1990	1996	1999	1999 к 1990, %
	Потребительские расходы, всего:	100	100	100	
1	Продукты питания.	31,9	50,5	55,4	170,0
2	Не продуктовые товары.	48,4	32,7	31,8	65,7
3	Все виды услуг - всего в том числе:	11,9	11,3	9,6	80,7
3.1	Жилищно-коммунальные услуги из них:	3,2	3,2	4,0	125,0
	- жильё	1,1	0,4	0,8	72,7
	- коммунальные услуги	2,1	2,8	3,2	152,3
3.2	Услуги по ремонту (бытовая техника, одежда, квартира, транспортные средства)	1,9	1,8	1,4	73,7
3.3	Услуги пассажирского транспорта и связи	1,8	3,8	2,1	133,3
3.4	Услуги в системе образования, культуры и медицины.	4,1	1,4	1,2	29,3
3.5	Санитарно-оздоровительные услуги	0,7	0,1	0,1	14,3

Резкое увеличение тарифов на жилищно-коммунальные услуги в 2001 году поставило население города Ульяновска перед альтернативой: за счет тех доходов, которые имеются у населения, или поест, но жить в холоде, или жить в тепле и при свете, но существенно сократить расходы на питание. Исходя из этой социальной задачи, мы, научные работники, считаем, что нужны соответствующие исследования и кафедра «Экономика и менеджмент» УлГТУ могла бы взять на себя часть исследований по этой проблеме.



Рис.1. Динамика цен на основные виды расходов населения, включая жилищно-коммунальные услуги в г. Ульяновске [2, 3, 4, 13, 15]

Шестая задача. Какие же соотношения в тарифах должны быть между отдельными видами услуг, оказываемых муниципальными предприятиями населению? В современной системе формирования цен, когда отсутствует механизм свободной конкуренции, не так просто выйти на цены, которые бы устраивали всех участников купли-продажи услуг. Бездефицитные тарифы, которые устраивали бы естественные монополии, не устраивают органы самоуправления и население. Сегодняшний внутренний рынок топливных и других энергетических ресурсов, находясь в значительной степени в руках менеджеров, более приспособлен к получению сверхприбылей естественных монополий, чем к равномерному распределению ресурсов на внутренние потребности России. Следует подчеркнуть, что балансовый метод планирования, которым пользовались Госплан СССР и плановые органы других уровней, позволял распределять ресурсы хотя бы на минимально необходимом уровне, но по возможности с равной степенью обеспечения всех регионов, отраслей и слоев населения. Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что соотношения затрат за 1990 год, приведенные на рис. 2, между шестью основными видами жилищно-коммунальных услуг могут служить базовой основой для формирования сегодняшних расходов и тарифов. Ясно, что это базовое соотношение должно лежать в основе, а далее должны быть учтены общественно необходимые затраты, добавляющиеся к стоимости по мере производства более затратного продукта и продвижения его к потребителю. Из рис.2 видно, что доля расходов на оплату жилья в общих расходах на жилищно-коммунальные услуги снизилась за рассматриваемый период времени в два раза (с 35 % в 1990 г. до 17 % в 1999 г. а в 2001 г. выросла до 23 %), расходы на электроэнергию составили соответственно 25 %, 12 % и 10 %, а расходы на отопление, горячую, холодную воду и канализацию выросли с 30 % до 32 %. Удельный вес потребления газа в домашнем хозяйстве снизился с 10 % в 1990 г. до 6 % в 2001 году (Диаграмма составлена по данным статистического обследования за 1990-1999 гг. и прил.1 к распоряжению мэра от 31.01.01 г. № 62-р – дом с газовой плитой и горячей водой). Такой беглый анализ, разумеется, не может являться основанием для серьезных выводов, однако, очевиден тот факт, что расходы на холодную и горячую воду в 2001 году составляют более трети расходов населения на жилищно-коммунальные услуги. Это обстоятельство наводит на необходимость более тщательного анализа потерь перечисленных ресурсов по пути продвижения их к потреблению и установлению дополнительного контроля за эффективностью использования этих ресурсов независимыми организациями, подотчетными общественности города, с доведением

информации о результатах обследования населения через средства массовой информации. Вывод может быть такой: нужны обстоятельные исследования причин, вызвавших изменение условий формирования затрат, оказывающих влияние на ценообразующие факторы.

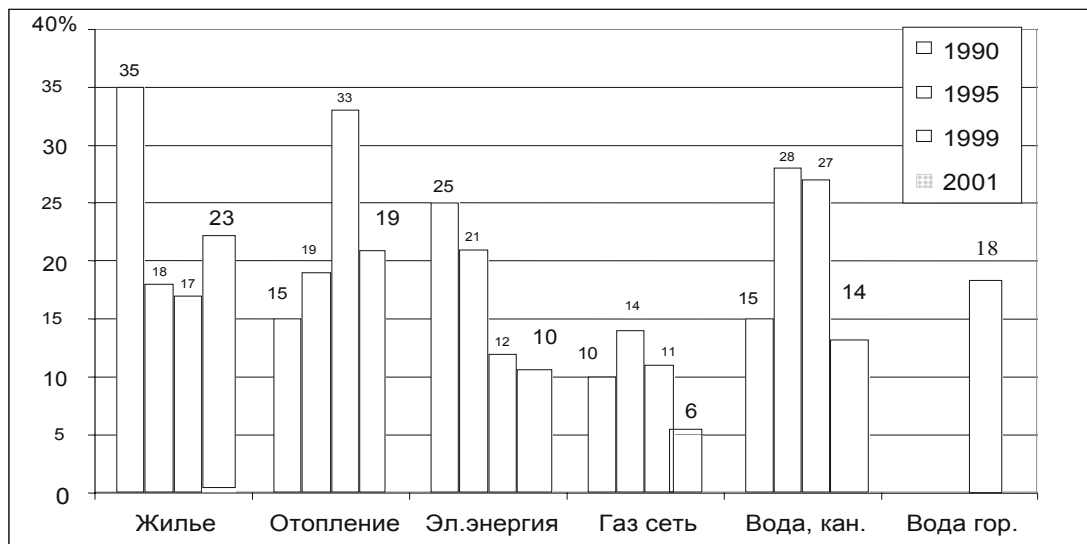


Рис.2. Динамика структуры расходов на жилищно-коммунальные услуги населения Ульяновской области [2, 3, 4, 13, 15]

Размеры тарифов на коммунальные услуги зависят от совокупных затрат по всей цепочке от получения сырьевых ресурсов до реализации услуг населению. В различных сферах производство услуги проходит далеко не однозначные этапы по производству и их конечному потреблению.

Так, например, в электроэнергетике формирование затрат, реализация готовой продукции проходит по крайней мере пятикратное преобразование энергии, как это показано в табл. 2, что подтверждает более высокие общественно-необходимые затраты в производстве электрической энергии по сравнению с другими видами услуг.

Исходя из этих сопоставлений, можно считать, что тариф на электроэнергию слишком занижен, и требует повышения в пределах социального стандарта оплаты населением жилищно-коммунальных услуг. Такой вывод далеко не исчерпывает проблему ценообразования в услугах, но в принципе может быть основой в методических подходах по дальнейшему исследованию этой проблемы.

Виды и сложность технологии производства жилищно-коммунальных услуг [11]

Вид энергетической услуги		Сложность технологии производства услуг
1.	Газ бытовой	Добыча, однократное преобразование энергии*, транспортировка.
2.	Холодная вода и канализация	Однократное преобразование энергии*, очистка и транспортировка.
3.	Горячее водоснабжение	Двукратное параллельное преобразование энергии**, транспортировка.
4.	Отопление	Двукратное параллельное преобразование энергии**, транспортировка.
5.	Электрическая энергия	Пятикратное последовательно-параллельное преобразование энергии*** при производстве и четырёхкратное преобразование электроэнергии при транспортировке.

- * Преобразование электрической энергии в потенциальную энергию давления газа или воды;
- ** Химическая энергия топлива преобразуется в тепловую энергию факела и воды в котле, а электрическая энергия преобразуется в потенциальную энергию давления воды;
- *** Трёхкратное последовательное преобразование химической энергии топлива в тепловую энергию факела котла, потенциальную энергию пара высокого давления, механическую энергию вращения турбины, а затем двукратное параллельное преобразование:
 - механической энергии вращения турбины в электрическую энергию генератора;
 - потенциальную энергию пара низкого давления в тепловую энергию охлаждённой воды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Местное самоуправление: проблемы и пути их решения: Сб. науч. тр./ Российский научный центр местного самоуправления. Санкт-Петербург. 2000.
2. Экономическое положение Ульяновской области за 1990-1995 г.г. Ульяновский областной комитет государственной статистики. Ульяновск. 1996.
3. Жилищно-коммунальное хозяйство области. Российское статистическое агентство Ульяновского областного комитета государственной статистики. Ульяновск. 1999.
4. Экономическое положение Ульяновской области за 1999 г. Российское статистическое агентство Ульяновского областного комитета государственной статистики. Ульяновск. 2000.

5. *Н. Пискунова*. Ситуация требует немедленного вмешательства. // Ульяновск сегодня. 2001. 2 февр.

6. *Хиж Э.Б., Скольник Г.М.* Заложники неплатежей. // Жилищное и коммунальное хозяйство. 1999. № 12.

7. *Добровец Е.Б.* Антикризисные мероприятия и банкротство муниципальных предприятий. // Жилищное и коммунальное хозяйство. 1999. № 12.

8. *Круглик С.И.* О создании для коммунальной энергетики равных условий функционирования на потребительском рынке. // Жилищное и коммунальное хозяйство. 2000. № 1.

9. *Н. Бояркина*. Как отогреть Приморье // «АиФ». 2001. №.1. 1 февр.

10. *А. Подымов, А. Владимиров*. Светить всегда, светить везде и по единым правилам // Российская бизнес-газета. 2001. 4 янв.

11. *Кушнарев Ф.А., Платонов В.В.* Энергетический кризис: причины и пути устранения. Ростов-на-Дону: Изд-во СКНЦ ВШ. 1966.

12. *Широков А.Н.* Федеральное законодательство России о местном самоуправлении. Санкт-Петербург. 1999.

13. Распоряжение мэра г. Ульяновска Романенко П.М. №129-р от 20.02.2001 г. «О внесении изменений в распоряжение мэра» от 31.01.01 г. № 62-р. // Ульяновск сегодня. 2001. 23 февр.

14. *С. Истомина*. От горячей воды в кармане пусто // Комсомольская правда. 2001. 1 февр.

15. Форма расчета социального стандарта оплаты населением и доли видов платежей социальной нормы площади жилья (ОСН) в г. Ульяновске с 1.02.2001 // Комсомольская правда. 2001. 2 февр.

16. Реформа энергетики: команда «Оверштаг!» // Российская газета. 2001. 4 янв.

УДК 658.26.264.:621.365

ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В УЛЬЯНОВСКОЙ ОБЛАСТИ

Г.В. Жигулев, начальник отдела энергосбережения,
Л.Л. Иванов, специалист 1 категории отдела энергосбережения,
А.П. Сторожков, начальник
(Управление «Ульяновскгосэнергонадзор»)

Высшим приоритетом энергетической политики России, наряду с устойчивым обеспечением страны энергоносителями и созданием надежной сырьевой базы российского топливно-энергетического комплекса, является повышение эффективности использования

топлива и энергии и создание условий для перевода экономики страны на энергосберегающий путь развития.

Столь высокий уровень приоритетности энергосбережения обусловлен рядом факторов, к важнейшим из которых можно отнести следующее. Минеральное топливо имеет ограниченные запасы и в ближайшие годы прирост производства энергоресурсов не ожидается. Потенциал энергосбережения составляет 30-35 процентов современного энергопотребления в стране, или 350-400 млн. тонн условного топлива. Использование большей части этого потенциала значительно дешевле по сравнению с затратами, необходимыми на увеличение поставок топлива и энергии их потребителям (затраты на любые мероприятия по экономии топлива, тепло- и электроэнергии в 2-3 раза ниже затрат на их добычу и транспортировку к местам потребления). Единая энергетическая система России в последние годы оказалась в очень сложном положении. При незначительном снижении энергопотребления, оплата энергоресурсов снизилась ниже критической отметки. Это влечет за собой не только невыплату зарплат работникам энергетики, но и невозможность проведения ремонтно-восстановительных работ на основном энергетическом оборудовании, что не может не отражаться на их нагрузочных способностях.

Ускоренный рост цен на энергоресурсы, а также возрастающие размеры дотаций расходов населения за пользование теплом и электроэнергией ставят перед администрацией Ульяновской области, как и в других регионах, задачу энергосбережения, как главное направление в осуществлении экономической политики региона.

Согласно действующим нормативно – законодательным документам деятельность в сфере энергосбережения организует и координирует администрация при тесном взаимодействии с РЭК. В функции Энергонадзора входит в основном контроль и надзор за эффективностью использования энергоресурсов. В Ульяновской области ситуация сложилась таким образом, что управление «Ульяновскгосэнергонадзор» ведет практически всю работу по организации, координации и управлению процессом энергосбережения, а также осуществляет надзор за эффективным использованием энергоресурсов.

Для успешной реализации энергосберегающей деятельности необходима целенаправленная и последовательная работа по 4 основным направлениям:

1. Создание нормативно – законодательной базы энергосбережения.

2. Реализация механизма энергосбережения (разработка программ, создание фонда энергосбережения, формирование управляющей структуры, реализация энергосервисного, метрологического и информационного обеспечения).
3. Оснащение всех потребителей энергоресурсов приборами учета расхода.
4. Внедрение энергосберегающих технологий, в том числе систем регулирования расхода энергоресурсов, а также автоматизированных систем управления потреблением энергоресурсов.

Нормативно–правовая база энергосбережения в Ульяновской области в основном создана. В соответствии с законом Ульяновской области «Об энергосбережении в Ульяновской области» от 28 октября 1997 года № 027-ЗО в целях обеспечения эффективного использования энергоресурсов в Ульяновской области Глава администрации Ульяновской области постановлением от 17 января 2000 года №7 утвердил «Основные направления работ по энергосбережению в Ульяновской области». В соответствии с этим документом в 2000 году было утверждено Положение «О Межведомственном совете по стратегии развития топливо – энергетического комплекса Ульяновской области», Положение «О координационном совете по энергосбережению в Ульяновской области» и другие документы.

В рамках этого постановления разработана и утверждена Программа «Энергосбережение в Ульяновской области на 2001 - 2005 годы».

Проект программы разработан управлением «Ульяновскгосэнерго-надзор» на основе предложений промышленных предприятий и организаций области.

Государственным заказчиком программы энергосбережения является Региональная энергетическая комиссия.

В настоящее время самой актуальной является задача скорейшего ввода в действие механизма программы, в первую очередь финансового. Для ускорения этого процесса администрации области предложен план мероприятий на 2001 год, которые необходимо осуществить в ближайшее время. Они включают в себя создание структуры, занимающейся обеспечением реализации мероприятий программы, выбор на конкурсной основе заказчиков, разработчиков и исполнителей подпрограмм, являющихся составной частью основной программы, обеспечение действия финансового механизма программы, информационное и метрологическое обеспечение мероприятий энергосбережения.

Для выполнения подпрограммы оснащения приборами учета объектов бюджетной сферы необходимо в первую очередь провести энергетические обследования этих объектов с целью определения экономического эффекта, который можно получить от внедрения приборов на том или ином объекте и выбора очередности оснащения приборами учета различных предприятий и организаций.

Эта работа начата в 2000 году управлением «Ульяновскгосэнерго-надзор». В течение года было обследовано 10 предприятий, финансируемых из областного бюджета. Практически на всех предприятиях выявлен значительный потенциал экономии финансовых ресурсов, направляемых на оплату энергоресурсов. Срок окупаемости установки узла учета энергоресурсов составляет в зависимости от объема потребления от месяца до 1,5 года.

Всего предприятий областного бюджета имеется около 300. Для завершения работы по их обследованию в 2001 году необходимо финансирование из фонда энергосбережения. Механизм такого финансирования пока не отработан, хотя РЭК принято решение о включении в тарифы на электрическую и тепловую энергию составляющей на энергосберегающие мероприятия.

Для оценки состояния энергопотребления крупными промышленными предприятиями проводятся ежеквартальные обследования этих предприятий по системе «Эксперт – энерго». Эти обследования позволяют рассчитать удельное энергопотребление на различных предприятиях и необходимы для проведения сравнительного анализа потребления энергоресурсов, позволяют выявить те предприятия, обследование которых необходимо проводить в первую очередь. Однако не все предприятия достаточно ответственно подходят к этой работе, например, АО «Диатомит», АО «Диком», АОЗТ «Теренгульская мебельная фабрика», АО «Волжанка», Мулловская суконная фабрика не представляют данные по форме «Эксперт-энерго» уже в течение 2 лет.

В 2000 году в области начата работа по энергетической паспортизации крупных промышленных предприятий. Первоначально планировалось завершить эту работу в течение 2000 года. К сожалению, многие предприятия неправильно оценили объем и важность этой работы. В результате на сегодняшний день энергопаспорта согласовали с управлением «Ульяновскгосэнергонадзор» только 8 предприятий из 56, входящих в утвержденный список. Еще 10 предприятий ведут эту работу, хотя и с отставанием от графика, 3 предприятия просили перенести

сроки энергетической паспортизации. На остальных предприятиях эта работа или вообще не ведется, или находится в начальной стадии. Не следует забывать, что энергетические обследования и энергетическая паспортизация проводятся на основании действующих нормативно – правовых актов (законов, постановлений), конечной их целью является оценка и повышение эффективности использования энергоресурсов, и любые срывы и замедления в этой работе повлекут за собой меры воздействия на предприятия – нарушители в соответствии с действующим законодательством.

В направлении информационного обеспечения энергосбережения управлением «Ульяновскгосэнергонадзор» проводится работа по организации и участию предприятий области в семинарах, выставках, конференциях. Наиболее интересным событием явилось участие экспозиции Ульяновской области во второй Всероссийской специализированной выставке «Энергосбережение в регионах России – 2000», которая проводилась в Москве, на ВВЦ, в павильоне «Электрификация». На выставке были представлены экспозиции более 50 регионов России.

В экспозиции Ульяновской области принимали участие 10 предприятий. В период выставки был собран большой объем информационных материалов, участники выставки получили 7 дипломов, свыше 200 представителей других областей получили раздаточные материалы Ульяновской экспозиции. Ульяновская делегация принимала участие в научно – практической конференции, которая проводилась в рамках выставки. Представленный доклад по теме «Энергосбережение и централизованное теплоснабжение в ЖКХ» вошел в сборник тезисов докладов, выпущенных по итогам этой конференции. Следует отметить недостаточную активность крупнейших Ульяновских предприятий в участии в выставке. Практически вся тяжесть работы по организации и проведению выставочных мероприятий легла на управление «Ульяновскгосэнергонадзор», в то время как в других регионах этой работой занимается в основном областная администрация, и в первую очередь РЭК.

Управлением «Ульяновскгосэнергонадзор» начата работа по формированию банков данных по энергосберегающим технологиям, по установленным и выпускаемым приборам и узлам учета энергоресурсов, по предприятиям, работающим в сфере энергетики. Хотелось бы в этой работе получить помощь Ульяновских предприятий, имеющих информацию по перечисленным вопросам, на взаимовыгодной основе.

Важнейшую роль в процессе информационного обеспечения энергосбережения в нашей области играет выпускаемый у нас журнал «Энергосбережение в Поволжье». Этот журнал выпускается третий год, его читают в более чем 35 регионах России. Материалы, публикуемые в нем, благодаря своей научно – практической направленности, получили высокую оценку представителей предприятий, вузов, органов госэнергонадзора многих областей. В дальнейшем планируется ввести в журнале новые рубрики, предоставить раздел РЭК для публикации своих материалов, направленность журнала сделать более практической, рассчитанной на энергетиков большинства предприятий. В этом хотелось бы видеть помощь и активное участие всех крупных предприятий как в части предоставления материала для публикаций, так и путем активной подписки на журнал. Редакционный совет ждет замечания и предложения по материалам, публикуемым в журнале, по содержанию и оформлению журнала.

УДК 621.311

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВОМ И ПОТРЕБЛЕНИЕМ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ г. БРЯНСКА

Г.Я. Михальченко, профессор, д.т.н.,

Д.А. Руденко, аспирант,

В.А. Хвостов, доцент, к.т.н.

(Брянский государственный технический университет)

Автоматизированная система управления топливно-энергетическими ресурсами Брянской области (АСУ ТЭР) разрабатывается в рамках развития энергосберегающих технологий в г. Брянске и области в соответствии с законами РФ и Брянской области «Об энергосбережении».

Целью создания территориально распределенной АСУ ТЭР является внедрение автоматизированных методов оптимизации производства и потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР); учет взаимных обязательств субъектов рынка ТЭР с целью их оперативного погашения; определение эффективности проведения энергосберегающих

программ, финансируемых из средств городского, областного, республиканского бюджетов; разработка научно-обоснованных методик ценообразования на энергоресурсы для различных групп потребителей; обеспечение информационной поддержки администрации г. Брянска.

В настоящее время имеют место серьезные просчеты планирования оплаты потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) объектами муниципальной собственности из-за отсутствия в распоряжении администрации автоматизированных средств оптимизации предстоящих расходов в условиях неопределенности инфляционных процессов, ценовой политики, темпов и ритмичности поступления доходной части бюджетных средств, форс-мажорных обстоятельств и др. Оперативный учет и управление движением и потреблением ТЭР в регионе осуществляется на основе счетов, выставляемых поставщиками энергоносителей, а сбор и обработка текущей информации осуществляется с временными задержками и нарушением существующих правил документооборота.

Создание и введение в эксплуатацию первой очереди территориально-распределенной автоматизированной системы управления (АСУ) ТЭР г. Брянска призвано устранить существующие недостатки и реализовать следующие цели:

- оперативный учет движения и потребления ТЭР в регионе;
- оперативный учет движения финансово-хозяйственных потоков среди участников рынка ТЭР г. Брянска;
- расчет показателей эффективности использования капиталовложений со стороны администрации г. Брянска;
- оценка размеров взаимных обязательств субъектов рынка ТЭР с целью проведения сбалансированной и обоснованной политики дотирования и распределения инвестиционных ресурсов;
- формирование базы данных норм потребления ТЭР субъектами рынка с целью определения эффективности проводимых энергосберегающих мероприятий.

Введение в эксплуатацию второй очереди АСУ ТЭР г. Брянска призвано завершить автоматизацию сбора и обработки информационных потоков о производстве и потреблении топливно-энергетических ресурсов путем реализации следующих основных задач:

- интеграции всех средств учета ТЭР в единую систему контроля за распределением энергетических ресурсов;
- оперативного представления информации о поставках ТЭР;

- установления соответствий между нормативным и фактическим потреблением энергоресурсов;
- предоставления результатов статистического анализа потребления ТЭР;
- анализа эффективности использования энергоресурсов на объектах муниципальной собственности;
- автоматизированного контроля исполнения лимитов потребления ТЭР;
- автоматизированного документооборота и отчетности в области потребления и оплаты ТЭР.

Создаваемая АСУ ТЭР Администрации г. Брянска имеет структуру, представленную на рисунке. Территориально распределенная АСУ ТЭР представляет собой информационную систему, имеющую несколько уровней иерархии: 1) административный уровень; 2) отраслевой уровень и уровень управлений; 3) уровень конечных потребителей.

Основные функции первого уровня: автоматизированный сбор информации по управлениям и отраслям; хранение интегрированной информации о потреблении и поставках ТЭР; анализ информации; генерация и распечатка отчетов. Второй уровень должен состоять из независимых автономных автоматизированных систем управления отраслей (представителей естественных монополий ТЭР России в регионе), которые агрегируются с АСУ Администрации г. Брянска (рис. 1). В него также входят АСУ управлений, построенных в иерархической последовательности, несущие на себе задачи обобщения информации о непосредственных потребителях ТЭР. Отраслевые АСУ работая в автономном режиме, предоставляют в АСУ Администрации информацию о производстве и поставках ТЭР. Третий уровень (объекты муниципальной собственности) предоставляет данные о потреблении ТЭР.

Переход на более высокий уровень АСУ сопряжен с ростом потоков информации не только по объектам муниципальной собственности, но и информации, поступающей от всех субъектов рынка ТЭР, требующей статистического накопления, оперативной обработки и анализа для принятия решения как на уровне автоматизированных средств, так и на уровне административных органов власти. В первую очередь, такого рода потребность продиктована исторически сложившимися условиями общих коммуникационных сетей поставщиков и потребителей ТЭР. Естественным представляется разрешение такого противоречия через информационную систему Брянского регионального Фонда энергосбережения (ФЭСБ), который концентрирует информацию

о производстве и потреблении энергоресурсов всеми субъектами рынка ТЭР г. Брянска. С точки зрения бюджетного финансирования информационные потоки с объектов муниципальной собственности выделяются из полных информационных потоков потребителей ТЭР, а информация о фактическом потреблении энергоресурсов бюджетной сферы встречно поступает в ФЭСБ из АСУ Администрации.

Рис.1. Структура территориально распределенной АСУ ТЭР г. Брянска

Программное обеспечение базируется на существующих системах ведения распределенных баз данных (БД) и управления документооборотом с возможностями репликации и синхронизации БД, а также обеспечением авторизации, аутентификации обрабатываемой информации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Перегудов Ф.И., Тарасенко Ф.П.* Введение в системный анализ. М.: Высшая Школа, 1989.

2. *Литвинов И.И., Михальченко Г.Я. Экономические и технические проблемы реализации региональной политики энергосбережения// Проблемы автоматизации энергосбережения. Брянск. 1998.*

УДК 621.394.6

ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ЭНЕРГО И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ (ИСЭРС)

В.Е. Мартиросов, профессор, д.т.н.,
А.П. Гуськов, с.н.с., к.т.н
(Московский авиационный институт)

Эффективное использование энергоресурсов (электроэнергии, тепла, воды и т.д.) на крупных предприятиях, таких как технические университеты, возможно только с привлечением современных информационных технологий контроля и учета их расхода. Разработанная в МАИ информационная система энерго и ресурсосбережения осуществляет сбор и обработку информации о расходовании энергоресурсов с большого массива первичных абонентов (корпусов и подразделений предприятия) на компьютере центрального терминала. Получаемая информация о почасовом расходе энергоресурсов позволяет оперативно реагировать на их нерациональное использование, выявлять и устранять их перерасход и утечку, создавать строгую отчетность расхода энергоресурсов по подразделениям предприятия.

Отметим, что стоимость применяемых в настоящее время систем сбора и обработки информации в значительной степени определяется затратами на прокладку ее каналов связи (при достаточно большом разнесении объектов и разветвленной системе датчиков внутри объекта затраты на прокладку каналов связи могут достигать 50-70 % от стоимости системы в целом).

Отличительной особенностью системы ИСЭРС является полное устранение капитальных затрат на прокладку каналов связи. Это достигается тем, что для передачи данных локальному терминалу от датчиков расхода энергоресурсов внутри объектов (корпусов предприятия) в качестве канала связи используется стандартная силовая сеть электропитания 220/380В. Обмен информацией между центральным терминалом и локальными терминалами контролируемых объектов осуществляется раз в сутки

по стандартным коммутируемым каналам телефонной связи местной или городской АТС. При возникновении внештатных ситуаций передача данных от датчиков в локальный и центральный терминалы производится немедленно.

В состав системы ИСЭРС (рисунки 1, 2) включены центральный терминал и локальные терминалы, организованные на базе ПЭВМ со специализированным программным обеспечением. Локальные терминалы обеспечивают сбор и структуризацию информации о расходе энергоресурсов с массивов датчиков, установленных в любой точке корпуса. Каналообразующая аппаратура передачи данных (контроллеры, модемы, устройства сопряжения с каналом связи) обеспечивает сбор данных и информационный трафик системы внутри корпуса. В процессе работы системы производится самодиагностика работы, что обеспечивает автоматический контроль и протоколирование состояния входящего в ее состав оборудования.

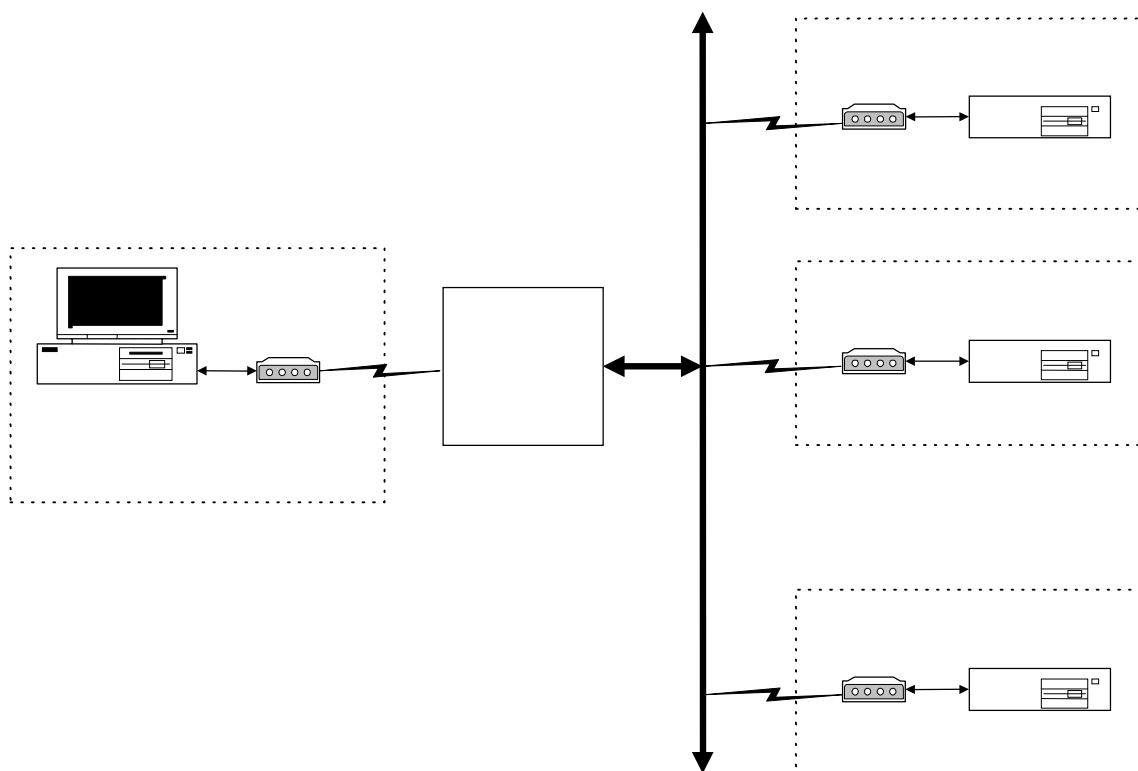


Рис. 1. Структура системы ИСЭРС (верхний уровень)

Система ИСЭРС использует оригинальные протоколы работы и специализированное программное обеспечение на всех уровнях.

Модемы передачи данных по сети электропитания работают на скорости 50 Бод, используя сигналы частотной манипуляции (FSK) с неразрывной фазой. Контроллеры системы по техническому исполнению инвариантны к типу датчиков и виду энергоресурса (электроэнергия, тепло, вода и т.д.). Данные почасового расхода энергоресурсов со всех датчиков предприятия хранятся в базе данных центрального терминала длительное время (до 10 лет). Количество датчиков, обслуживаемых системой, ограничивается только вычислительной мощностью ПЭВМ и может достигать нескольких тысяч единиц.

При разработке системы ИСЭРС применены современных технические решения, специальные меры помехозащиты в каналах связи и программируемая элементная база (цифровые сигнальные процессоры фирмы Analog Devices; однокристальные микроЭВМ серии AVR фирмы Atmel). Это позволило создать устройства, обладающие высокими технологичностью, надежностью и помехоустойчивостью в эксплуатации, а также гибкостью при модернизации и адаптации в различных информационных системах.

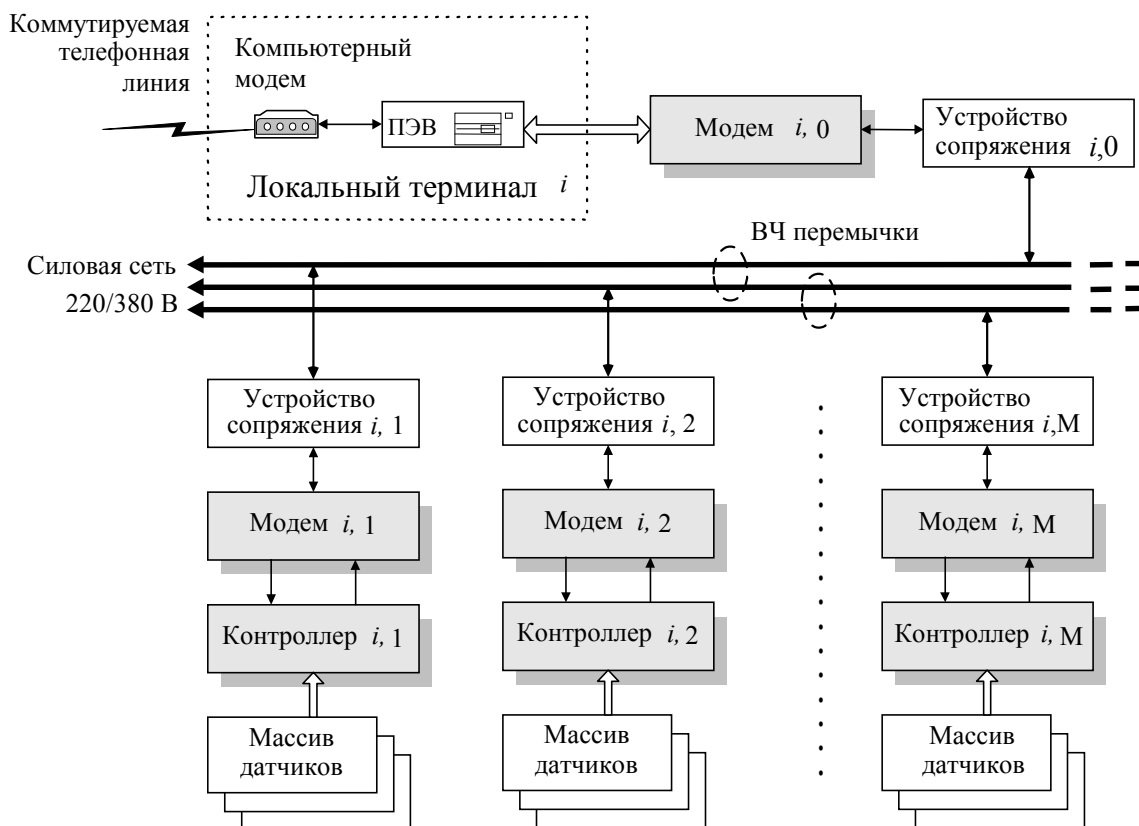


Рис. 2. Структура системы ИСЭРС (нижний уровень)

Возможные области применения системы ИСЭРС:

- автоматизированные системы контроля и управления эффективностью потребления энергоресурсов;
- системы централизованного мониторинга за аварийными и другими-ми внештатными ситуациями на разнесенных в пространстве объектах;
- системы охранной и пожарной сигнализации;
- системы контроля за состоянием и параметрами объектов, работающих по безлюдной технологии.

В настоящее время проводится отработка опытных образцов системы на базе учебных корпусов МАИ, ведутся работы по созданию промышленных образцов и сертификации системы. В четвертом квартале 2001 года система ИСЭРС будет предложена на рынке оборудования по энергосбережению.

КОНЦЕПЦИЯ ПРОГРАММЫ «ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ» МИНОБРАЗОВАНИЯ РОССИИ В ТВЕРСКОЙ ОБЛАСТИ

Т.И. Узикова, А.Ф. Гусев, А.С. Енин, доценты, к.т.н.,
К.Б. Корнеев, инженер
(Учебно-научно-производственный центр «Энергоэффективность»
Тверского государственного технического университета)

В современных условиях проблема энергосбережения приобрела в России статус государственной политики. С 13.03.96 г. действует Федеральный закон «Об энергосбережении». Постановлением Правительства РФ № 80 от 24.01.98 г. утверждена целевая программа «Энергосбережение России» на 1998-2005 годы, в котором рекомендовано органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации принимать участие в ее реализации и разработать соответствующие региональные программы по энергосбережению.

Выборочный аудит, проведенный в 1999 г. Минтопэнерго, показал, что учебные заведения расходуют 14% всех топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), потребляемых в бюджетной сфере.

Постановлением Правительства РФ № 5 от 5.01.98 г. введено лимитированное потребление энергоносителей. Лимиты потребления тепловой и электрической энергии для 4,5 тысячи образовательных учреждений, подведомственных Минобразования России, в натуральном выражении составили около 60 % по электроэнергии и около 30% по теплу от реальной потребности. Дефицит ТЭР для образовательных учреждений определяется одновременным действием ряда факторов, в том числе:

- введение лимитов привело к возрастающей задолженности по коммунальным расходам;
- отсутствие научно и практически обоснованных показателей по потреблению ТЭР, которые могли бы стать основанием для определения лимитов;
- недостаточная работа в образовательных учреждениях по повышению эффективности использования энергоресурсов.

В соответствии с поручением Правительства Минобразования РФ разработало отраслевую программу энергосбережения на 1999-2005 годы.

Тверской государственный технический университет (ТГТУ) с 1999 года участвует в выполнении пилотного проекта программы «Энергосбережение» Минобразования России. Работа ведется на основе «Соглашения о совместной деятельности по повышению эффективности использования энергоресурсов и снижению коммунальных расходов в учреждениях образования Тверской области», утвержденной и согласованной с Минобразованием России, Минтопэнерго и Администрацией Тверской области. Для успешного выполнения указанной программы и координации с этой целью деятельности ученых и специалистов университета, работающих по данному направлению, в ТГТУ создан учебно-научно-производственный центр «Энергоэффективность» (рис. 1).

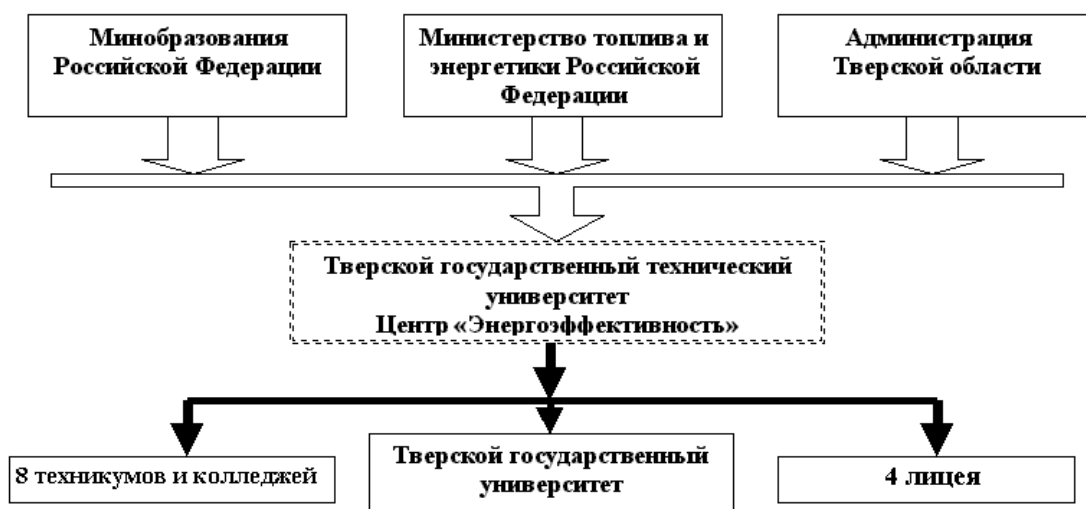
Рис.1. Структура программы «Энергосбережение» Министерства образования в Тверской области

Целью программы «Энергосбережение» Минобразования РФ в Тверской области является энергосбережение и повышение эффективности использования энергоресурсов в образовательных учреждениях.

Реализация цели достигается решением следующих основных задач:

- разработка методических рекомендаций по энергетическому обследованию систем электроснабжения, теплоснабжения и горячего водоснабжения, вентиляции и кондиционирования, освещения зданий и сооружений;
- проведение энергетических обследований;
- организация дифференцированного по времени суток учета электроэнергии на базе

Программа «Энергосбережение» Министерства образования в Тверской области



многотарифных счетчиков в общежитиях;

- установка приборов учета теплотенергии и горячего водоснабжения в учебных заведениях и общежитиях;
- выполнение работ по автоматизации и регулированию индивидуальных тепловых пунктов;
- разработка методик и организация проведения мониторинга энергосберегающих мероприятий в образовательных учреждениях.

С целью определения потребности в оборудовании по учету тепловой и электрической энергии в 1999 г. проведен энергоаудит 11 объектов и экспресс-обследование 29 объектов в 11 учреждениях образования Тверской области. В 2000 году в реализации программы приняли участие 12 учреждений образования, в связи с этим был проведен энергоаудит 4 объектов и экспресс-обследование 12 объектов. Эта работа продолжается и в текущем году.

Энергетические обследования учреждений образования показали, что порядка 80% от суммы платежей за коммунальные услуги составляют платежи за отопление и горячее водоснабжение, поэтому, в первую очередь, нужно проводить мероприятия по снижению потребления тепловой энергии. На основе результатов обследований разработаны рекомендации по снижению энергопотребления.

На средства, выделенные Минобразованием России и Администрацией Тверской области, в учреждениях образования выполнены работы по установке счетчиков тепловой энергии и автоматизированных тепловых пунктов.

Теплосчетчики только создают предпосылки для экономии тепла. Однако опыт их установки у потребителей Тверской области показывает, что плата за полученное тепло снижается в среднем на 20-25%, а в отдельных случаях – даже на 50%. Это объясняется некоторой величиной запаса, закладываемой при расчете теплотребления. Кроме того, в ряде случаев, особенно на периферии, часто встречаются

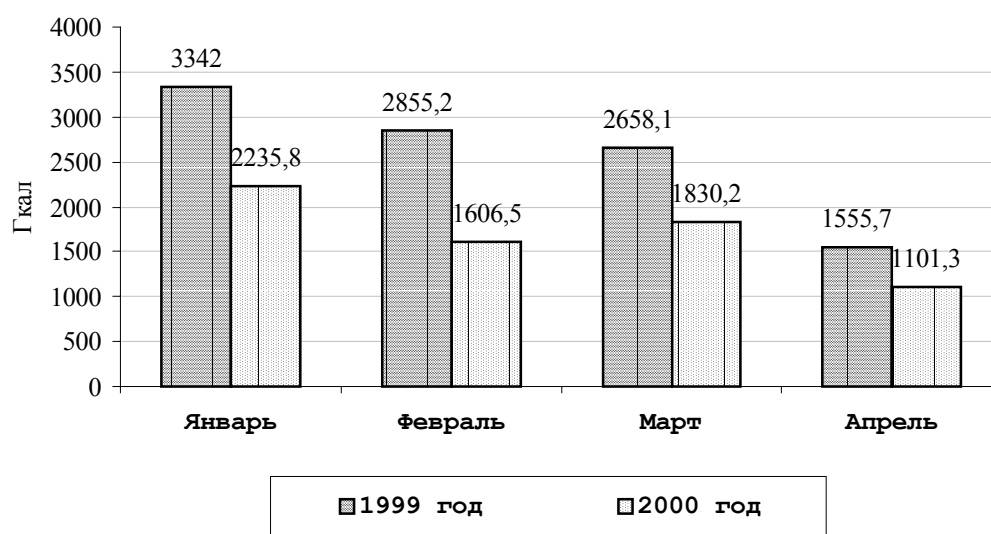
пониженные параметры теплоносителя и, следовательно, существенное недополучение потребителем тепловой энергии, а узлы учета отражают объективную картину.

Существенного энергосбережения можно достичь, используя эффективное технологическое оборудование (теплообменники, насосы) в комплексе с системами автоматического регулирования. В Тверском государственном техническом университете разработана схема автоматического управления тепловым пунктом на базе отечественного оборудования. Результаты апробирования этой системы при реализации программы показали экономию тепловой энергии порядка 30% (рис. 2).

Энергоаудит и экспресс-обследования учреждений образования выявили значительные резервы по снижению потерь и уменьшению потребления электроэнергии. Разработана программа мероприятий по электросбережению, включающая в себя следующие основные пункты:

- введение дифференцированного по времени суток тарифа оплаты за электрическую энергию в общежитиях;
- уменьшение несимметрии токов;
- уменьшение несимметрии напряжения;
- повышение эффективности использования электроосветительных приборов.

Рис.2. Потребление тепловой энергии ТГТУ



Внедрение этих мероприятий, например, на объектах Тверского политехнического техникума обеспечивает годовую экономию электроэнергии 49.55 МВт час при общем потреблении 450 МВт час и на 20.9% снижает величину годовой платы за потреблённую электроэнергию.

Тверской государственной технической университет активно сотрудничает с администрацией и предприятиями и организациями региона. В результате за 1999 – 2001 годы выполнен значительный объем работ по повышению эффективности использования энергоресурсов в образовательных учреждениях Тверской области, разработке и внедрению энергосберегающих мероприятий, ведущих к снижению коммунальных платежей учреждений образования, пропаганде экономного использования энергоресурсов, организации обучения энергосбережению. Суммарный годовой экономический эффект от реализации программы в учреждениях образования Тверской области в 1999 году составил 1528 тыс. руб., а в 2000 году - 2050 тыс. рублей.

УДК 620.92.004.18

**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ – ОСНОВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ ЛАБОРАТОРИИ
«ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И УСТАНОВКИ» УЛГТУ**

В.И. Шарапов, профессор, д.т.н.
(Ульяновский государственный технический университет)

Научно-исследовательская лаборатория «Теплоэнергетические системы и установки» (НИЛ ТЭСУ) создана в апреле 1991 г. Основной целью деятельности лаборатории является обеспечение условий для успешного выполнения ведущихся на кафедре ТГВ госбюджетных и хоздоговорных научно-исследовательских работ по совершенствованию систем теплоснабжения, тепловых электростанций, котельных, турбинных, водоподготовительных, теплоиспользующих установок. Кроме того, при формировании лаборатории ставилась задача создать базу для эффективной работы аспирантуры по специальности 05.14.14 «Тепловые электрические станции, их энергетические системы и агрегаты» и магистратуры по программе 550111 «Теплогазоснабжение населенных мест и предприятий». В состав сотрудников лаборатории входят преподаватели, аспиранты, магистранты.

За 10 лет деятельности лаборатории ее сотрудниками выполнен ряд важнейших научно-исследовательских работ по заказам РАО «ЕЭС России», Министерства образования России, энергосистем, тепловых электростанций, муниципальных теплоснабжающих предприятий, научно-исследовательских и проектных институтов. По заданию Минтопэнерго России в лаборатории разработан ряд отраслевых нормативных документов по эксплуатации и проектированию тепловых электростанций и систем теплоснабжения. Созданные в лаборатории разработки успешно используются на теплоэнергетических предприятиях Поволжья и Сибири, Заполярья и Северо-Запада России, Дальнего Востока и Урала, Литвы и Узбекистана, Украины и Белоруссии.

Сотрудниками НИЛ ТЭСУ опубликовано 7 монографий, более 200 статей, запатентовано около 150 изобретений. В последние три года в лаборатории защищены одна докторская и три кандидатских диссертации.

Лаборатория имеет представительство в ряде диссертационных советов, редакционных коллегиях научно-технических журналов, отраслевых академиях, региональных советах по энергосбережению.

НИЛ ТЭСУ сотрудничает со специалистами многих вузов, НИИ, проектных институтов, заводов-изготовителей теплоэнергетического оборудования, энергосистем, тепловых электростанций, муниципальных организаций и промышленных предприятий.

Ежегодно на базе лаборатории проводятся научно-технические конференции и семинары различного уровня, которые собирают ведущих ученых в области теплоэнергетики и теплоснабжения и специалистов-практиков.

Основные направления научных исследований и разработок НИЛ ТЭСУ:

- исследование работы систем теплоснабжения в условиях экономического кризиса и разработка методов повышения их эффективности;
- совершенствование методов обеспечения пиковой тепловой мощности на тепловых электростанциях;
- исследование и разработка технологий подогрева потоков подпиточной воды теплосети в теплофикационных паротурбинных установках;
- совершенствование технологий декарбонизации и обезжелезивания воды в теплоэнергетических водоподготовительных установках;
- исследование и разработка энергосберегающих технологий управления процессами термической деаэрации воды на тепловых электростанциях;
- совершенствование технологий транспорта и утилизации пара термических деаэраторов;
- разработка и исследование методов повышения энергетической эффективности теплогенерирующих установок с помощью глубокого охлаждения продуктов сгорания топлива;
- повышение экологической безопасности технологических процессов в теплогенерирующих и теплоиспользующих установках.

Все перечисленные направления работы НИЛ ТЭСУ тесно связаны с энергосбережением в теплогенерирующих и теплоиспользующих установках систем теплоснабжения.

К достижениям лаборатории можно отнести завершение цикла экспериментальных и теоретических работ по совершенствованию технологий аэрации воды, создание серии энергосберегающих способов управления тепломассообменными аппаратами ТЭС, выполнение комплекса работ по повышению эффективности топливоиспользования в теплогенерирующих установках путем глубокого охлаждения продуктов сгорания, создание комплекса высокоэффективных технологий подготовки подпиточной воды теплосети, анализ и разработку технологий теплоснабжения в условиях экономического кризиса и посткризисный период.

Работы по исследованию массообмена и аэрогидродинамики в процессах аэрации воды позволили создать новые энергосберегающие технологии декарбонизации и обезжелезивания воды в теплоэнергетических установках, внести существенные изменения в методику проектирования декарбонизаторов. Материалы собственных исследований,

а также отечественный и зарубежный опыт совершенствования аппаратов для аэрации воды обобщены в монографии [1].

Разработанные в НИЛ ТЭСУ технологии управления теплообменными аппаратами [2] позволяют снизить на 5÷50% энергетические затраты на декарбонизацию и термическую деаэрацию воды на тепловых электростанциях при гарантированном обеспечении заданного качества обрабатываемой воды. На новые технологии получено более 40 патентов на изобретения. В настоящее время ведется промышленное внедрение разработанных решений. Многие ведущие специалисты по водоподготовке убеждены, что эти решения получат широкое распространение на тепловых электростанциях. Работа по созданию новых технологий отмечена Медалью и премией Российской Академии наук, дипломами международных конкурсов.

Внедрение результатов выполненных в НИЛ ТЭСУ теоретических и экспериментальных исследований методов глубокого охлаждения продуктов сгорания позволило повысить на 5-7% эффективность топливоиспользования в котельных установках, работающих на природном газе. В отличие от других методов снижения потерь теплоты с уходящими газами исследуемые технологии характеризуются невысокими капитальными затратами на их реализацию. Благодаря этому также можно рассчитывать на их широкое распространение. Результаты исследований и промышленной проверки методов глубокого охлаждения продуктов сгорания подробно освещены в монографии [3].

Лаборатория традиционно активно занимается исследованием и разработкой современных технологий подготовки воды для теплосети (до 1999 г. НИЛ называлась «Водоподготовительные установки систем теплоснабжения»). Большое внимание уделяется исследованию вакуумной деаэрации, являющейся основным средством противокоррозионной обработки подпиточной воды теплосети, методов, дополняющих вакуумную деаэрацию, технологиям подогрева подпиточной воды в паротурбинных установках ТЭЦ. Применение разработок по этой тематике позволяет снизить интенсивность внутренней коррозии систем теплоснабжения до уровня «коррозия практически отсутствует» и обеспечить на ТЭЦ годовую экономию до 30 тысяч тонн условного топлива на каждую 1000 т/ч производительности установки для подпитки теплосети. Разработки широко используются в различных регионах страны и странах СНГ, их применение регламентировано рядом подготовленных в лаборатории отраслевых нормативных документов, изданных в сборнике [4]. Кроме того, результаты исследований и разработок в этой области обобщены в монографии [5].

В последние годы значительное место в деятельности НИЛ ТЭСУ занимают анализ и разработка энергосберегающих технологий теплоснабжения в условиях экономического кризиса и посткризисный

период. Исследования по этой остроактуальной тематике направлены на преодоление кризиса в теплоснабжении городов [6,7].

Результаты выполненных в 2000 г. работ представлены в ряде статей сотрудников НИЛ ТЭСУ, опубликованных в настоящем выпуске журнала «Научно-технический калейдоскоп».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Шарапов В.И., Сивухина М.А.* Декарбонизаторы. Ульяновск: УлГТУ. 2000.
2. *Шарапов В.И., Сивухина М.А., Цюра Д.В.* Выбор параметров регулирования тепломассообменных аппаратов водоподготовительных установок электростанций// Материалы IV Минского международного форума «Тепломассообмен-2000». Том 10 «Тепломассообмен в энергетических устройствах». Минск: АНК «Институт тепло- и массообмена им А.В. Лыкова» НАНБ. 2000.
3. *Кудинов А.А.* Энергосбережение в теплогенерирующих установках. Ульяновск: УлГТУ. 2000.
4. *Шарапов В.И.* Справочно-информационные материалы по применению вакуумных деаэраторов для обработки подпиточной воды систем централизованного теплоснабжения. М.: СПО ОРГРЭС. 1997.
5. *Шарапов В.И.* Подготовка подпиточной воды систем теплоснабжения с применением вакуумных деаэраторов. М.: Энергоатомиздат. 1996.
6. *Шарапов В.И.* Особенности теплоснабжения городов при дефиците топлива на электростанциях// Электрические станции. 1999. № 10.
7. *Шарапов В.И., Орлов М.Е., Ротов П.В.* Современное состояние и пути совершенствования технологий регулирования нагрузки систем теплоснабжения// Научно-технический калейдоскоп. 2000. № 3.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ И УСТАНОВКАХ

УДК 621.31.031

АНАЛИЗ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В УЛЬЯНОВСКОЙ ОБЛАСТИ

Л.Т. Магазинник, профессор, к.т.н.,

А.В. Кузнецов, доцент, к.т.н.,

А.П. Белов, аспирант

(Ульяновский государственный технический университет)

Как известно, основной задачей энергетики является обеспечение надежного снабжения потребителей энергией установленного и требуемого количества. Решение этой задачи при увеличении нагрузки потребителей раньше, до известных перемен в стране, достигалось, в основном, увеличением производства энергии. Теперь же, после того как страна ступила на рельсы рыночных отношений, при решении данной задачи ставка делается на более рациональное и эффективное использование энергоносителей, т.е. на энергосбережение.

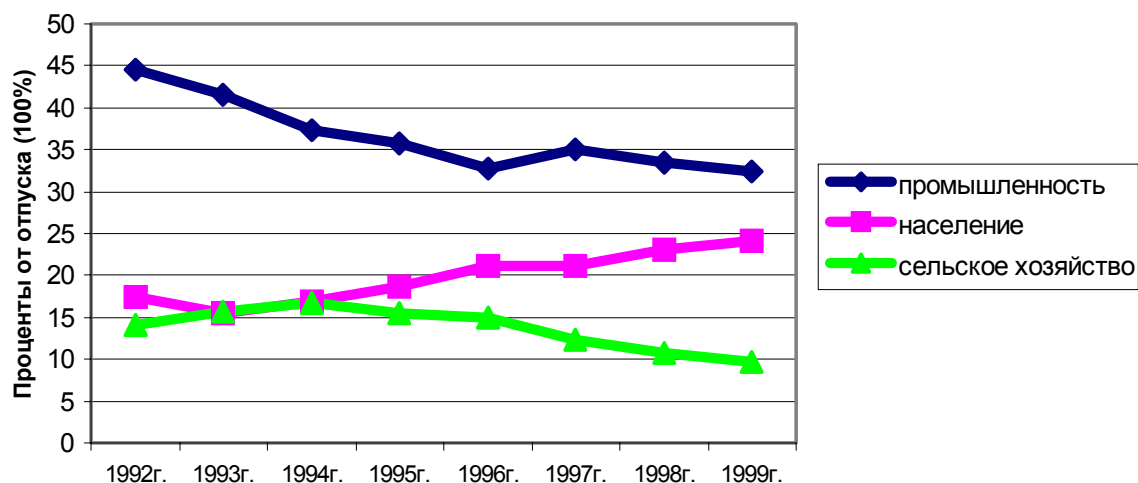
Вопросы энергосбережения в электроэнергетике необходимо начинать рассматривать с анализа электропотребления основных категорий потребителей. Это позволит выделить наиболее энергоемкие и прогрессирующие в части увеличения потребления электроэнергии категории. Полученная информация даст возможность определить приоритетность и рационально распределить средства и усилия на проведение энергосберегающих мероприятий.

На рис. 1 представлены сведения об электропотреблении по Ульяновской области за 1992-1999 годы.

Из этого рисунка ясно просматривается следующее:

1. В течение последних 8 лет уменьшается потребление электроэнергии промышленных потребителей.
2. Заметно, особенно в последние 3 года, сократились объемы электроэнергии, идущей на нужды сельского хозяйства.
3. С каждым годом потребление электрической энергии населения растет и приближается к потреблению промышленных потребителей.

Всем известно, каким трудным для нашего государства получилось последнее десятилетие 20-го века. Экономический кризис, обрушившийся на страну, коснулся каждого россиянина, не говоря уж об отраслях народного хозяйства. За этот период были



нарушены многолетние связи, регулирование и управление экономикой страны. И вместо плановой экономики был принят, по примеру развитых стран мира, курс на рыночную экономику.

Рис. 1. Изменение электропотребления основных категорий потребителей Ульяновской области

В стране теперь действуют рыночные законы, производство той или иной продукции определяется спросом на нее и ее конкурентоспособностью на рынке товаров и услуг. Конкурентоспособность же зависит в первую очередь от качества и стоимости товара или услуги. Так вот, если по качеству продукция, выпускаемая предприятиями нашей страны, не уступает многим зарубежным аналогам, то по цене различие получается ощутимое. Основной причиной здесь является относительно высокая энергоемкость национального дохода, превышающая в 3,5-3,7 раза аналогичный показатель развитых стран мира [1]. А выпускать продукцию, цены на которую выше, чем на аналогичную импортную, никто не желает. По этой и многим другим причинам предприятия либо прекратили свою деятельность вообще, либо работают не на полную мощность. Отсюда и уменьшение потребления электроэнергии. Подъем производства же в целом видится возможным в случае внедрения современного более экономичного оборудования, на приобретение и дальнейшую эксплуатацию которого необходимы немалые денежные средства.

Уменьшение потребления электроэнергии сельским хозяйством связано со спадом сельскохозяйственного производства, также обусловленным экономическим кризисом в стране.

На рис. 2 представлена гистограмма, на которой отображена динамика электропотребления жителями г. Ульяновска за 1995-2000 г.г.

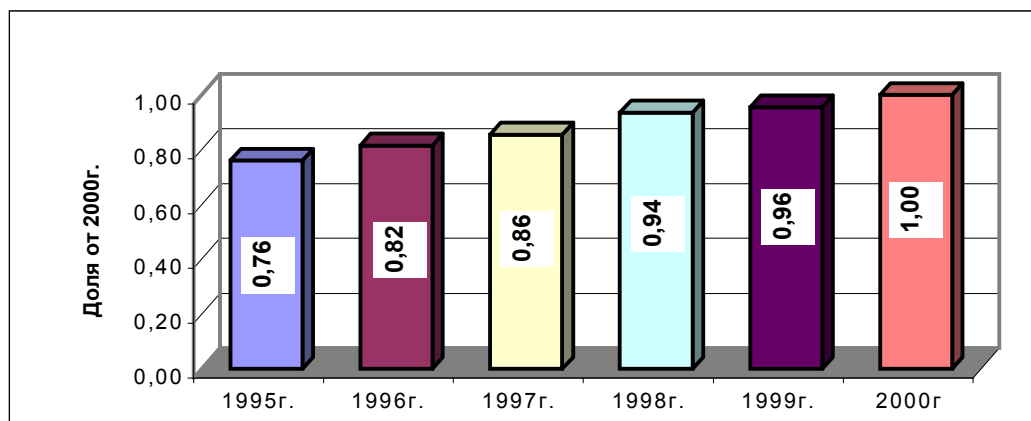


Рис. 2. Потребление электроэнергии населением г. Ульяновска за 1995-2000 г.г.

Из гистограммы отчетливо видно, что население нашего города с каждым годом увеличивает потребление электроэнергии.

Основной причиной увеличения потребления электроэнергии бытовыми потребителями является широкое применение современной мощной бытовой электротехники (электронагревательные приборы, электрочайники, кондиционеры, пылесосы, стиральные машины и т.п.), оргтехники и т.д. Ситуация еще более обострилась в связи с кризисом в топливно-энергетическом комплексе, т.е. в зимнее время года все чаще используется электрообогрев. Более того, в последнее время ульяновцы на длительное время были лишены централизованного горячего водоснабжения. Данный факт послужил толчком для такого решения появившейся проблемы, как приобретение и использование различных электроводонагревателей. Т.е. в квартирах появился новый электроприемник со значительной мощностью. Таким образом, и в летний период (май-сентябрь) электропотребление населения увеличивается, что в свою очередь скажется на годовых показателях электропотребления за 2001 г.

При анализе вышесказанного напрашивается такой малопривлекательный для электроэнергетиков (особенно муниципальных предприятий) вывод, что при неблагоприятных условиях в одной из отраслей коммунального хозяйства, люди, для поддержания привычного уровня жизни, будут искать «спасение» в повсеместном и широкомасштабном использовании электрической энергии. За примерами далеко ходить не надо: возникают перебои с теплоснабжением – применяем электрообогреватели, в крае нет

горячей воды – используем электроводонагреватели, ну а о возможности замены газовых и электроплит известно уже давно.

Т.е. выходит, что электроэнергия – это своего рода панацея. Но переход на широкомасштабное использование электрической энергии чреват неблагоприятными последствиями.

Во-первых, все электрические сети города, начиная с внутриквартирных 0,23/0,4 кВ и вплоть до распределительных 6(10) кВ, спроектированные и построенные довольно давно, были рассчитаны, хотя и с учетом перспективы развития, на меньшую нагрузку.

Получается, что теперь при своем изрядном износе электрические сети должны нести нагрузку, превышающую номинальную. Отсюда вырисовывается не совсем радужная перспектива – при больших нагрузках, например, в момент прохождения зимнего максимума, сети просто физически не выдержат и быстро начнут выходить из строя, при этом может быть нанесен колоссальный ущерб как электроснабжающим организациям, так и потребителям.

Во-вторых, возможности энергосистемы по обеспечению потребителей электрической энергии не являются безграничными. По этой причине право гражданина, данное ст. 541 Гражданского Кодекса РФ, по использованию электроэнергии для бытового потребления в необходимом ему количестве может быть нарушено. Речь идет о дефиците мощности в энергосистеме, что в некоторых случаях приводит к известным всем «веерным» отключениям, под которые, как правило, попадают те потребители, которые исправно исполняют свои обязанности, т.е. своевременно и в полном объеме оплачивают потребленную электроэнергию. В этом случае возникают юридические проблемы между сторонами, участвующими в договоре на электроснабжение.

В-третьих, учитывая то, что большая часть населения не имеет возможности приобретать довольно дорогие электробытовые приборы (электрообогреватели, электроводонагреватели и др.), решение обозначенных выше проблем люди будут находить в применении электроаппаратуры так называемого «кустарного» производства или самодельной. В этом случае резко повышается вероятность возможной угрозы имуществу и, что самое страшное, жизни самого потребителя, т.к. такая аппаратура может быть причиной электротравм и пожара, о чем говорит статистика возникновений пожаров в осенне-зимний период.

Таким образом, резкое увеличение потребления электроэнергии населением в сложившейся ситуации в топливно-энергетическом комплексе города может привести к серьезным трудностям как технического, так и юридического характера. Поэтому в сегодняшней экономической ситуации при планировании энергосберегающих мероприятий в городе и области в первую очередь необходимо акцентировать внимание на бытовых потребителях. Это позволит

повысить эффективность капиталовложений в энергосбережение и предотвратить нежелательные последствия критической ситуации в топливно-энергетическом комплексе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Варнавский Б.П.* Энергосбережение – основное направление деятельности журнала «Промышленная энергетика»// Промышленная энергетика. 1999. №8.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ГОРОДСКОМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОМ ТРАНСПОРТЕ

Р. Г. Идиятуллин, профессор, д.т.н.,
А. Р. Бакиров, аспирант,
(Казанский государственный энергетический университет)
Р. М. Гусманов, начальник,
(КУП ГЭТ, г. Казань),
И. А. Лунгин, начальник
(ГУ пассажирского транспорта, г. Пермь)

Городской электрический транспорт является одним из наиболее крупных потребителей электрической энергии. Поэтому даже небольшое снижение удельного расхода электрической энергии может дать значительный эффект.

Одним из основных способов снижения уровня удельного расхода электрической энергии в городском электротранспорте является разработка и внедрение через режимные карты рациональных режимов ведения электрического подвижного состава.

Существующие методики расчета режимных карт [1, 2, 3, 4] устарели, имеют ряд недостатков, приводящих к ошибкам. Необходимо разработать уточненную методику расчета, которая позволит повысить точность расчетов до приемлемого уровня и устранить некоторые недостатки существующих методик. Разработка такой методики является целью проводимой работы.

Под режимом ведения, как правило, понимается определенная последовательность чередования фаз разгона (движение при включенных тяговых двигателях), выбега (движение по инерции) и торможения. Рациональным режимом ведения единицы электротранспорта является такой режим, который дает минимальный расход электрической энергии, обеспечивает сокращение времени движения на маршруте, соблюдение регулярности движения и требований безопасности.

Основные параметры режима ведения единицы электротранспорта приводятся в режимных картах, пример которой показан в таблице 1. Режимная карта вождения составляется с целью обеспечения на маршруте увеличения скорости сообщения и экономии электроэнергии при существующих условиях движения. В режимной карте должны быть отражены условия движения на маршруте, рациональные режимы ведения и их взаимосвязь с расписанием движения. Составленная режимная карта содержит подробную схему маршрута с указанием пунктов остановок, участков ограничения скорости по любым причинам и результаты расчетов времени движения, ходовой скорости по участкам и расхода электроэнергии на движение. На основании режимных карт осуществляется управление тяговыми единицами на маршрутах движения.

Основные принципы выбора параметров режима ведения.

Зависимость расхода энергии от скорости сложна. Скорость и расход энергии зависят от большого числа факторов:

- величины среднего напряжения в контактном проводе;
- длины перегона;
- продольного профиля, числа кривых и специальных частей пути;
- ускорения при разгоне и замедления при торможении;
- продолжительности выбега;
- конструктивной скорости подвижного состава;
- коэффициента крутизны скоростной кривой двигателя.

Таблица 1

Режимная карта (фрагмент)

1	Наименование остановочных пунктов и расстояния между ними, м	Сад Свердлова, 250	1905 года, 450	Ивановская, 625
---	--	-----------------------	----------------------	-----------------

2	Характеристика участка ограничения скорости, км/ч	кривая v=15	кольцо v=5	ограничение v=15	кривая v=15	нет ограничений	кривая v=15	нет ограничений
3	Длина участка l_i , м	100	150	450	150	75	50	350
4	Максимальная скорость движения на участке v, км/ч	15	5	15	15	60	15	60
5	Рациональная скорость разгона v_p , км/ч	15	5	15	15	20	15	45
6	Время движения по участку t_i , с	34	108	154	51	19	17	40
7	Ходовая скорость движения по участку v_x , км/ч	10,5	5	10,5	10,5	14	10,5	31,5
8	Удельный расход энергии на участке a_i , Втч/ткм	110	130	98	75	110	110	45
9	Параметры рационального ведения на перегоне	t_n , с	140	154	109			
10		v_n , км/ч	6,4	10,5	20,6			
11		a_n , Втч/ткм	122	98	65			
12	Параметры рационального ведения на маршруте	$t = 2925$ с = 49 мин; $v_x = 20,2$ км/ч; $a = 58$ Втч/ткм						

Профиль пути, положение кривых и специальных частей определены маршрутом и считаются заданными. Длина перегона, которая имеет большое влияние на эксплуатационную скорость и удельный расход энергии, для данных условий также не может меняться в сколько-нибудь значительных пределах. Хотя увеличение длины перегона ведет за собой рост скорости и снижение расхода электроэнергии, эта мера идет в разрез с удобством пассажиров. Кроме того, число остановочных пунктов и их расположение зависят от планировки города и потому, не может быть произвольным.

Целесообразно установить среднее напряжение в сети не ниже 550 В. На это напряжение рассчитано оборудование подвижного состава, причем повышение напряжения повлечет за собой рост ходовой скорости без увеличения расхода энергии, либо при сохранении ходовой скорости вызовет снижение расхода энергии.

Максимально возможное ускорение при пуске ведет к снижению расхода электроэнергии. На рис. 1 представлены две кривые движения $v=f(t)$ для разных значений ускорений.

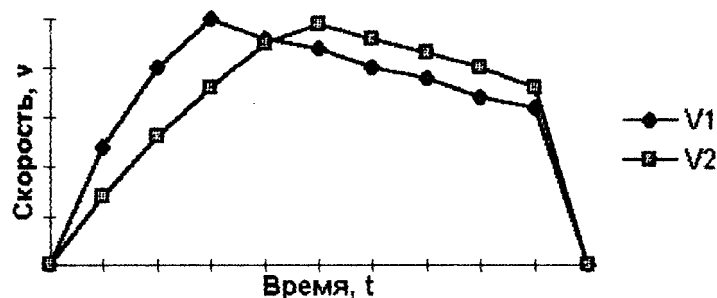


Рис. 1. Кривые движения для разных значений ускорения при пуске, $a_2 < a_1$, $v_{T2} > v_{T1}$

Для сравнения расхода энергии средняя скорость движения и общее время хода приняты одинаковыми. Длина перегона в обоих случаях так же одинакова. У кривой движения с большим значением ускорения больше продолжительность выбега и меньше скорость начала торможения, следовательно, уменьшены тормозные потери. Кроме того поезд быстрее набирает скорость, вследствие чего снижается период движения с включенными реостатами. Следует отметить, что увеличивать ускорение свыше 1,2-1,5 м/с² практически нецелесообразно.

Величину ускорения при пуске ограничивают следующие условия:

- опасность получения чрезмерно высоких токов, могущих вызвать перегорание двигателей и повреждение изоляции проводов двигателя;
- возможное нарушение условий сцепления колес с рельсами и их буксование;
- толчки, вредные для оборудования.

Рассмотрим влияние пусковой скорости на среднюю ходовую скорость движения и на расход энергии (рис. 2).

При заданных замедлении торможения и длине перегона величина выбега и начальная скорость торможения определяются моментом выключения тока, т.е. пусковой скоростью. Из рис. 2 видно, что при заданном замедлении путем уменьшения выбега снижается время движения на перегоне и повышается средняя ходовая скорость. Но одновременно повышается начальная скорость торможения и соответственно растут расход энергии, износ тормозов и колодок, нагрев двигателей, износ ходовых частей. Если момент выключения тока окажется слишком ранним, то двигатели не успеют развить достаточной скорости, разгон поезда будет недостаточным, запас кинетической энергии быстро израсходуется, поезд большую часть перегона пройдет с малыми скоростями и низкой начальной скоростью торможения. Перегон будет пройден за сравнительно большой промежуток времени при малой средней скорости, общий расход энергии окажется сравнительно небольшим, срок службы оборудования увеличится, но основное требование пассажиров - быстрее совершить поездку - не будет выполнено. Необходимо определить рациональный момент выключения тока.

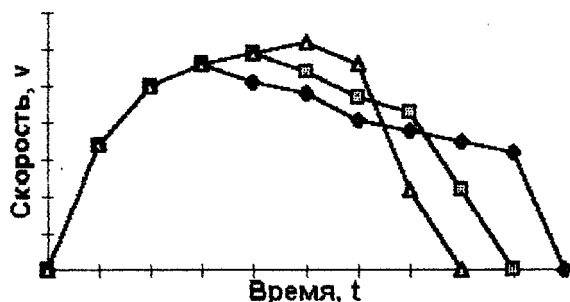


Рис. 2. Кривые движения для различных пусковых скоростей

Если производить торможение поезда с максимально допустимым тормозным замедлением, то будет увеличиваться доля выбега, уменьшатся скорость начала торможения и, следовательно, тормозные потери энергии. Увеличение тормозного замедления снижает расход энергии в меньшей степени, чем повышение пускового ускорения. Нецелесообразно увеличивать среднее служебное тормозное замедление более, чем $1,2 \text{ м/с}^2$, т.к. дальнейшее его увеличение, мало отражаясь на расходе энергии, значительно усложняет тормозное оборудование.

Рассмотрим зависимость удельного расхода электроэнергии и средней ходовой скорости от величины пробега (рис. 3). Под коэффициентом выбега понимается отношение времени пробега перегона без выбега ко времени пробега транспортной единицы с выбегом. Кривые показывают, что при изменении величины выбега от максимума до 12% получается незначительное увеличение расхода электроэнергии, от 12% до 6% - немного больше, а после 6% до 0 - очень быстрый рост расхода энергии.

Функциональная зависимость ходовой скорости от выбега -прямолинейная. Поэтому коэффициент выбега должен быть не менее 5-6% как с точки зрения расхода энергии, так и с точки зрения возможности соблюдения графика движения. Дальнейшее увеличение выбега от 6 до 12%, понижая скорость движения, дает небольшую экономию в электроэнергии, а потому требуется определить оптимальную величину выбега путем расчета для каждого случая отдельно. Иметь же выбег больше 12% невыгодно. При уменьшении выбега нельзя забывать о возможности перегрева двигателей, если нет запаса мощности.

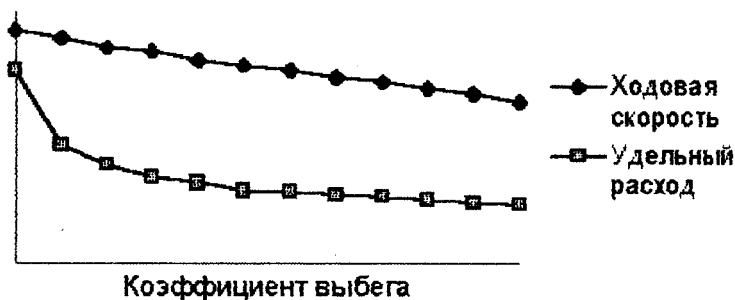


Рис. 3. Зависимости ходовой скорости и удельного расхода электроэнергии от коэффициента выбега

В методиках необходимо учитывать влияние падения напряжения в контактном проводе на скорость движения. Тяговые расчеты обычно производятся в предположении постоянства напряжения (550 В) по всей линии контактного провода, а падение напряжения в питающей сети рассматривается около 10%. В действительности во многих случаях, особенно на вылетных линиях, падение напряжения достигает значительно большей величины.

Таким образом, при построении методики расчета режимных карт движения тяговых единиц используются следующие основные теоретические положения:

1. Увеличение длины перегона ведет за собой рост скорости и снижение расхода электроэнергии.
2. Целесообразно установить среднее напряжение в сети не ниже 550 В. Повышение напряжения повлечет за собой рост ходовой скорости без увеличения расхода энергии, либо при сохранении ходовой скорости вызовет снижение расхода энергии.
3. Максимально возможное ускорение при пуске ведет к снижению расхода электроэнергии.
4. Существует рациональная пусковая скорость, обеспечивающая при заданной ходовой скорости минимальный расход электроэнергии.
5. Если производить торможение с максимально допустимым тормозным замедлением, то будет увеличиваться доля выбега, уменьшатся скорость начала торможения и тормозные потери энергии.
6. Коэффициент выбега должен быть не менее 5-6% по критерию расхода энергии и возможности соблюдения графика движения. Увеличение выбега от 6 до 12%, понижая скорость движения, дает небольшую экономию в электроэнергии, а потому требуется определить оптимальную величину выбега путем расчета для каждого случая отдельно. Иметь выбег больше 12% невыгодно.
7. Необходимо учитывать влияние падения напряжения в контактном проводе на скорость движения.

Недостатки существующих методов расчета.

Существующие методики расчета рациональных режимов движения устарели, не учитывают специфику современной ситуации, имеют целый ряд недостатков. В частности:

- нет математических моделей для расчета расхода электрической энергии последних моделей трамваев, парк которых расширяется;
- большая часть парка трамваев выработала заданный ресурс, но продолжает эксплуатироваться. Энергетические параметры таких машин заметно отличаются от паспортных, что необходимо учитывать при расчете режимов движения;
- неверно учитывается загрузка трамваев при расчете расхода электроэнергии;
- неверен принцип, по которому учитывается продольный профиль трассы;
- при некоторых значениях средней скорости движения подвижной единицы формулы расчета удельного расхода электроэнергии приводят к ошибке;
- в целом формулы расчета удельного расхода электроэнергии являются неточны ми-Данные . выводы сделаны в результате многочисленных экспериментальных исследований. Разработана уточненная методика, которая позволяет учесть все эти недостатки. По уточненной методике можно рассчитать расход электроэнергии с погрешностью не превышающей 10%.

В процессе работы над уточнением методики расчета режимных карт движения электрического подвижного состава, выработавшего заданный ресурс, был разработан и проведен ряд экспериментов. Эксперимент проводился с целью:

- реализовать на практике рассчитанные рациональные режимы движения. Замерить расход электроэнергии при рациональном режиме движения. Сравнить с расчетным, выявить допустимо ли расхождение экспериментального расхода электроэнергии с расчетным;
- замерить время, затрачиваемое на движение и сравнить с расчетным, выявить допустимость расхождения.

Контроль за реализацией режима движения достаточно проводить по времени и/или по расходу электроэнергии.

Методика эксперимента состояла в следующем. На выбранных участках проводились многократные замеры расхода электрической энергии и времени движения (между остановками и по всему маршруту в целом) при реализации рационального режима движения, соответствующего рассчитанным режимным картам с учетом всех ограничений. Далее осуществлялась статистическая обработка полученных данных.

Эксперимент проводился на порожнем вагоне. В режимные карты данных участков были внесены соответствующие изменения, учитывающие загрузку вагона.

По итогам эксперимента осуществлялся контроль. Полученные в эксперименте данные расхода электроэнергии и данные времени движения сравнивались с расчетными. Выявлялась допустимость отклонений и возможные причины расхождения.

В эксперименте проводился контроль за уровнем напряжения на токоприемнике. Время движения от остановки до остановки и по всему участку в целом без учета времени задержек на светофорах и времени, затрачиваемого на посадку и высадку пассажиров, определялось по секундомеру.

Замер расхода электроэнергии проводился регистратором электрической энергии РЭТТ-500. Данный регистратор считает электроэнергию, потребляемую одной тележкой. Полный расход электроэнергии рассчитывается по следующей формуле:

$$A = A_T \cdot 2 \cdot k_{\text{сн}}, \quad (1)$$

где A - полный расход электроэнергии;

A_T - расход одной тележки;

$k_{\text{сн}}$ - коэффициент, учитывающий расход электроэнергии на собственные нужды трамвая.

Учет второй тележки в формуле производится удвоением показаний счетчика.

Проведенные эксплуатационные исследования показали сравнительно высокий уровень адекватности оценок параметров. Рассчитанные параметры рациональных режимов ведения удовлетворяют заданным требованиям точности, расхождение по расходу электрической энергии и затрачиваемому времени на движение для нормальных условий не превышает 10%. Например, в г. Пермь на участке Разгуляй - Сад - Свердлова - Разгуляй расхождение показаний расхода электроэнергии составило:

$P_{\text{расчет}} = 11,3$ кВтч; $P_{\text{эксперимент}} = 10,8$ кВтч; $\Delta P = -4,6\%$ (эксперимент - 100%); т.е. расчетное значение незначительно отличается от экспериментального, а погрешность лежит в допустимом интервале. Расхождение показаний по времени на том же участке составило:

$t_{\text{расчет}} = 1625$ сек; $t_{\text{эксперимент}} = 1714$ сек; $\Delta t = +5,2\%$ (эксперимент - 100%); т.е. погрешность лежит в допустимом интервале.

Подводя итог, можно отметить следующее: разработана уточненная методика расчета оптимальных (по критерию минимума расхода электроэнергии) режимов движения электрического подвижного состава, выработавшего заданный ресурс. Она учитывает все без исключения особенности (факторы) эксплуатации, которые характерны для городского подвижного состава. Проведенные исследования дали возможность скорректировать режимы движения трамваев и его электромеханические характеристики для создания благоприятных условий решения программы энергосбережения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рекомендации по составлению карт вождения трамвайных вагонов и троллейбусов. Отдел научно-технической информации АКХ. М., 1980.
2. Тяговые расчеты городского электротранспорта. В. А. Изъюров. Изд. министерства коммунального хозяйства РСФСР. М., 1952.
3. Электрическая тяга. М. П. Кутыловский. Изд. литературы по строительству. М., 1970.
4. В. В. Шевченко, Л. С. Байрыева. Учеб. пособие по курсу Основы электрической тяги. Ч. 2. М., 1978.
5. Правила технической эксплуатации. Министерство транспорта РФ. 1993.

УДК 621.31.6.176

О КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

В.М. Петров, доцент, к.т.н.,

(Ульяновский государственный технический университет),

Е.Ф. Щербаков, к.т.н.

(Ульяновский железнодорожный лицей)

Снижение потерь электроэнергии и повышение ее качества в точках потребления является насущной проблемой энергосбережения. Наиболее эффективным способом снижения потерь является установка в электрических сетях напряжением 10 кВ и 0,4 кВ промышленного предприятия компактных конденсаторных установок (ККУ), позволяющих регулировать потребление реактивной мощности (РМ).

На потери в сетях 10 кВ существенно влияет протяженность и конфигурация сетей, удаленность от генерирующего распределительного пункта (ГРП). Если ГРП располагается вблизи от предприятия, то резкого изменения показателей качества при установке ККУ нет, а потери минимальные даже при высоком коэффициенте реактивной мощности ($\operatorname{tg} \varphi$).

В сетях 0,4 кВ уровень потребления РМ влияет на потери в распределительных сетях и трансформаторных распределительных пунктов (РП). В работе показано определение мощности компенсирующих устройств на основе суточных графиков в наиболее нагруженном квартале, которые имеются у каждого промышленного предприятия. В

рассматриваемом случае особенностью сети электроснабжения предприятия является близкое расположение РП от ГРП, поэтому компенсация РМ в электроснабжающих сетях 10 кВ мало эффективна и нецелесообразна. РМ потребителей обеспечиваются мощностью генераторов, выдающих напряжение на ГРП. В определении экономически и технически обоснованного $\operatorname{tg} \varphi$ в современных условиях изменяющихся цен на электроэнергию для различных узлов нагрузки, должны быть заинтересованы как эксплуатирующая, так и энергоснабжающая организации. Поэтому основные усилия энергетической службы в этом случае должны быть направлены на снижение $\operatorname{tg} \varphi$ в сетях 0,4 кВ.

По рекомендации [1] оптимальная компенсирующая мощность ККУ определяется из выражения:

$$Q_{\text{кку}} = Q_M - Q_{\text{э}} = P_M (tg\varphi - tg\varphi_{\text{э}}), \quad (1)$$

где Q_M - реактивная или фактическая РМ, потребляется предприятием из сетей энергоснабжающей организации в квартале максимальной нагрузки без учета компенсации;

$Q_{\text{э}}$ - экономическое значение потребления РМ;

P_M - максимальная активная мощность предприятия за часы наибольших нагрузок в квартале максимальной нагрузки;

$tg\varphi = \frac{Q_M}{P_M}$ - коэффициент реактивной мощности без учета компенсации РМ;

$tg\varphi_{\text{э}}$ - экономический коэффициент РМ.

В соответствии с инструкцией [2] экономическое значение потребления РМ определено выражением:

$$Q_{\text{э}} = P_M tg\varphi_{\text{э}}, \quad (2)$$

где $tg\varphi_{\text{э}}$ может иметь значения $tg\varphi_{\text{э,н}}^{nmax}$ или $tg\varphi_{\text{э,о}}^{nmax}$.

$tg\varphi_{\text{э,н}}^{nmax}$ - нормативный коэффициент РМ, соответствующий часам суточного максимума нагрузки энергоснабжающей организации в квартале максимального потребления электроэнергии предприятием для сетей 10 кВ.

$tg\varphi_{\text{э,о}}^{nmax}$ - оптимизационный коэффициент РМ, соответствующий часам суточного максимума энергоснабжающей организации в квартале максимального потребления электроэнергии предприятием для сетей 10 кВ.

Оптимизационный метод определения коэффициента РМ основан на применении специальных оптимизационных программ, прошедших аттестацию и имеющих сертификацию Главгосэнергонадзора. В основном предприятия таких программ не имеют, поэтому наиболее доступным методом расчета коэффициента РМ является нормативный метод.

Нормативный метод расчета коэффициента РМ базируется на:

- реальном учете графиков нагрузки предприятия;
- режиме электропотребления в точке присоединения нагрузки;
- распределении максимума нагрузки энергоснабжающей организации и максимума нагрузки предприятия;
- анализе режима при минимальной нагрузке в точке присоединения нагрузки.

Для примера рассмотрим электроснабжение предприятия, имеющего 4РП, питающихся от ГРП на расстоянии 1-3 км. Контроль режима активной и реактивной мощности производится по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии через часовые интервалы времени на шинах ГРП и на шинах РП предприятия.

Присоединенная мощность электроприемников предприятия 12800 кВт. Установленная мощность трансформаторов на РП 28000 кВА. К шинам РП присоединены ККУ общей мощностью 1600 квар. В сетях 0,4 кВ имеются ККУ общей мощностью 4000 квар.

Для анализа использовались суточные графики нескольких лет, в различные кварталы при экспериментальном включении всех ККУ и при их полном отключении. В таблице приведены значения $\text{tg } \varphi$ для РП за I квартал.

№ РП	Режим без ККУ	Режим с ККУ среднее значение $\text{tg } \varphi$	
	среднее значение $\text{tg } \varphi$	за квартал	в часы максимума
	за квартал	за квартал	в часы максимума
РП1	0,809	0,710	0,930
РП2	1,428	0,720	0,714
РП3	0,787	0,446	0,421
РП4	0,641	0,536	0,442
по предприятию	0,944	0,606	0,654

Из графиков электрических нагрузок следовало, что максимальная активная нагрузка приходится на зимние месяцы и в часы максимума составила 98% от присоединенной мощности. В часы минимальной нагрузки она составляла 28% от присоединенной мощности.

Нормативный коэффициент в соответствии с [1] принят равным 0,3, хотя для каждого предприятия может задаваться индивидуально. Тогда оптимальная мощность ККУ будет равна:

$$Q_{\text{кку}} = 12880(0,944 - 0,3) = 8240 \text{ квар.}$$

Предприятие уже имеет реактивную мощность ККУ 5600 квар. При полном их включении, они не обеспечивают того уровня компенсации РМ, которая необходима. Следует учесть, что в реальной жизни не все ККУ эксплуатируются. Часть из них может быть в ремонте, а часть отключена. Таким образом для оптимально-экономической компенсации РМ требуется дополнительная установка ККУ общей мощностью 3640 квар. При приобретении ККУ следует учесть необходимость пополнения конденсаторов, выход из строя которых составляет 5 - 10% ежегодно. Целесообразно

применять ККУ, позволяющие регулировать режим компенсации, в зависимости от режима работы технологического оборудования.

Режим реактивной мощности существенно влияет на показатели качества электрической энергии [3].

ВЫВОДЫ

1. Современные экономические отношения между энергосистемой и потребителем требуют определения индивидуального нормативного коэффициента реактивной мощности.

2. Опыт эксплуатации и анализ суточных графиков показывает, что необходимо автоматическое регулирование уровня компенсации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Железко Ю.С.* Компенсация реактивной мощности в сложных энергетических системах. М.: Энергоиздат. 1981.

2. Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях. Промышленная энергетика. 1991. № 7.

3. *Петров В.М., Щербаков Е.Ф.* Контроль показателей качества электрической энергии для определения электромагнитной совместимости потребителей на шинах распределительного пункта. Промышленная энергетика. 1992. №2.

УДК 621.316.717:621.311

БЕСКОНТАКТНЫЕ ПУСКАТЕЛИ, КАК СРЕДСТВО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Е.Л. Брагилевский, начальник отдела общего электропривода,
(ОАО «Электропривод», г. Москва),

В.В. Колин, начальник конструкторского бюро отдела СКБ,
А.Е. Лесниковский, зам. начальника отдела СКБ по приборостроен.,
(ГУП ПО «Ульяновский механический завод», г. Ульяновск),

С.А. Швец, с.н.с. отдела общего электропривода, к.т.н.,
А.А. Шныренков, инженер
(ОАО «Электропривод», г. Москва)

В последние годы ОАО «Электропривод» совместно с Ульяновским машиностроительным заводом разработаны и серийно выпускаются тиристорные бесконтактные пускатели типа ПБ. В настоящее время бесконтактные пускатели со сложными функциями переведены на микропроцессорное управление.

Пускатели бесконтактные реверсивные (ПБР), неререверсивные (ПБН) и с микропроцессорным управлением (ПБМ) предназначены для управления асинхронными электродвигателями с короткозамкнутым ротором, для коммутации в цепях переменного тока в отраслях с тяжелыми условиями труда (запыленная среда, повышенная влажность и температура, частота коммутации и т.д.) в нефтяной, газовой, горнорудной, химической, металлургической и других отраслях, а также в механизмах, где экономически выгодно использовать технические возможности бесконтактных пускателей по сравнению с контактными.

На протяжении последних 30 лет АО «Электропривод» ведет разработки устройств управления асинхронными электродвигателями общепромышленных серий на базе тиристорных преобразователей переменного напряжения. Были разработаны и серийно выпускались много лет бесконтактные пускатели типа ПТМ и ПТМО, БУ-4702, тиристорные станции управления типа ТСУ различных модификаций с расширенными функциональными возможностями.

После распада СССР все заводы, выпускавшие указанные изделия, оказались в «ближнем зарубежье». Поэтому, опираясь на накопленный опыт, пришлось почти заново разрабатывать и осваивать серию бесконтактных пускателей.

Новая серия ПБ выполнена на современной элементной базе и обеспечивает коммутирование токов от 0,5 до 630 А, прямой пуск, управляемый пуск (плавное нарастание напряжения), управляемый останов асинхронного электродвигателя; защиту от перегрева двигателя и пускателя, от токов короткого замыкания, обрыва фазы, перекоса напряжения в фазах.

ПБ имеют исполнение для использования в качестве регулятора и стабилизатора напряжения при работе на активную и активно-индуктивные нагрузки (нагреватели и т.д.).

В ПБ с управляемым пуском и управляемым торможением электронная схема осуществляет фазовое управление открытия тиристоров и регулирование напряжения на выходе.

Использование ПБ с управляемым пуском и управляемым торможением позволяет уменьшить пусковой момент и снизить большие пусковые токи АД. Ограничение пускового момента уменьшает нагрузку на транспортируемый или обрабатываемый материал, уменьшает износ всех механических деталей привода и, соответственно, увеличивает периоды между ремонтами, а также повышает надежность работы и сокращает время простоев.

Под управляемым пуском понимают следующие виды пуска механизмов:

- безударный пуск – пуск с пониженным пусковым моментом;
- сложный пуск (затянутый пуск); время пуска регулируется в пределах 0,2- 60 с;
- пуск с отсечкой тока, при этом пусковые токи за время пуска не превышают заданного тока отсечки.

Безударный пуск осуществляется подачей напряжения на двигатель по экспоненциальному закону. При этом пусковой момент может снижаться примерно в 10 раз по сравнению с прямым пуском. В режиме пуска с отсечкой тока значения пусковых токов (токов отсечки) можно устанавливать в пределах $I_{\text{пуск}} = I_{\text{н}} \cdot 6$, где $I_{\text{н}}$ - номинальный ток двигателя. Пускатели позволяют организовать несколько вариантов остановки двигателя. Многие механизмы после плавного пуска продолжают длительно работать с номинальным напряжением на статорной обмотке АД. Силовая часть пускателя постоянно включена в цепь двигателя и радиаторы должны быть рассчитаны на полную мощность пускателя. Из-за потерь в пускателе перегревается шкафное оборудование и снижается к.п.д. электропривода. Есть исполнение пускателей,

когда после разгона двигателя силовые элементы пускателя шунтируются контактами малогабаритных контакторов.

В исполнениях ПБ на токи 63÷600 А это приводит к существенному уменьшению массы и габаритов пускателя и повышению к.п.д. электропривода. Защитные функции выполняет узел защиты. Узел защиты может быть встроенным или поставляться в виде самостоятельного изделия. Узел защиты реализует следующие виды защит:

- тепловую защиту (перегрев двигателя или пускателя);
- защиту от перегрузки по току (интегральная защита);
- защиту от токов короткого замыкания;
- защиту от перекоса и обрыва фаз;
- защиту от пробоя коммутирующих элементов.

В механизмах с длительным пуском двигателей (мощные вентиляторы и др.) и пусковым током, равным $2\div 3 I_n$, интегральная защита на время пуска отключается.

ПБ позволяют подключать двигатели меньшей мощности. При этом дискретно переключаются устанавливаются токи срабатывания устройства защиты, равные I_n , $0,8 I_n$ и $0,5 I_n$. В каждом диапазоне можно плавно менять значение I_n в пределах до - 15 %.

Пускатель с микропроцессорным управлением ПБМ позволил унифицировать схемные решения управления различными пускателями, расширить функциональные возможности, упростить режим настройки на различные режимы работы. Настройка выходных параметров пускателя осуществляется оператором в диалоговом режиме. Последовательность настройки задается на дисплее микропроцессорным устройством.

Кроме базовых функций с указанными выше параметрами (прямой пуск, управляемый пуск и останов, реализация всех видов защит) ПБМ позволяет реализовать разгон и торможение с заданным током, организовать следящий режим, регулировать скорость вращения двигателя (есть возможность вводить обратную связь по регулируемому параметру, поддерживать заданную температуру или давление, осуществлять ограничение пускового тока, производить плавное снижение напряжения). В ПБМ в следящем режиме выходной параметр может регулироваться П, ПИ или И регуляторами. Ток динамического торможения контролируется датчиками тока, что позволяет избежать динамических ударов в конце торможения.

На базе ПБМ разработан энергосберегающий электропривод, алгоритм оптимизации потребления в котором, реализуется по двум параметрам: $\cos \varphi$ и току статора. Этот электропривод в механизмах

с переменной нагрузкой позволяет экономить от 10 до 30% электроэнергии.

ПБМ управляется напряжением ± 10 В. Оператор может менять коэффициент усиления регуляторов по цепи управления и по цепи обратной связи в пределах от 1 до 25.

ПБМ в следящем режиме обеспечивает с обратной связью по скорости диапазон регулирования скорости 1:10 с точностью поддержания скорости в соответствии с нормами (1 % вверху и 4 % внизу).

Одновременно на базе пускателей типа ПБН и ПБР разработаны и находятся на стадии внедрения новые модификации единой серии пускателей, объектно ориентированных на конкретного потребителя.

Таковыми модификациями являются:

- пускатели для пунктов питания сетей наружного освещения на токи от 63 до 240 А;
- блоки управления электроприводом трубопроводной запорной арматурой типа БУЭТЗ.

Основные преимущества ПБН, ПБР и ПБМ:

- высокая надежность, превышающая надежность контактных пускателей более чем в 50 раз;
- снижение эксплуатационных расходов не менее чем в 5 раз;
- обеспечение большого количества включений в единицу времени;
- отсутствие искрения;
- отсутствие перенапряжений при отключениях установок;
- обеспечение целого ряда функций, осуществить которые невозможно на базе контактных пускателей (различные виды пуска, торможения, регулирование скорости и других параметров, ограничение пусковых токов и т.д.);
- функции защиты и контроля;
- пригодность применения с напряжениями 220, 380 и 440 В;
- уменьшение износа всех механических деталей электропривода;
- небольшие габариты и вес.

Условия эксплуатации пускателей: температура окружающего воздуха от -40 до $+45$ °С.

Применение бесконтактных пускателей позволило улучшить процессы управления асинхронными электродвигателями.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Бродский Ю.А., Швец С.А., Новогрудский Ф.Д.* Унифицированная серия тиристорных устройств управления асинхронными приводами типа ТСУ-2. – Министерство монтажных и специальных строительных работ СССР. Главэлектромонтаж. Тяжпромэлектропроект. Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок. № 3. 1985. М.: Энергоатомиздат. 1986.

2. *Брагилевский Е.Л., Гофман В.А., Лесниковский А.Е., Колин В.В.* Бесконтактные пускатели переменного тока. «Электротехника». 1995. № 12.

3. *Брагилевский Е.Л., Швец С.А.* Бесконтактные пускатели реверсивные и нереверсивные серии ПБР и ПБН. Электротехника. Промышленный каталог 07.14.13-99.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ПРОМЫШЛЕННОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ

УДК 662.612.31.001.8

ГАЗОВОЗДУШНОЕ ОТОПЛЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

А.И. Щелоков, профессор, д.т.н.,
М.Е. Пашин, аспирант

(Самарский государственный технический университет)

Переход на рыночную экономику резко повысил стоимость энергоресурсов и материалов, что заставило критически оценить существующие схемы теплоснабжения производственных зданий и технологических потребителей, отопление которых в настоящее время осуществляется с помощью теплообменников рекуперативного типа, где источником тепловой энергии является перегретая вода, поступающая с ТЭЦ. Несмотря на современное оборудование тепловых электростанций, экономически более выгодно использовать для технологических процессов первичный источник энергии - природный газ по ряду причин:

- исключаются тепловые потери при транспорте теплоносителя;
- исключаются затраты электроэнергии на транспорт теплоносителя;
- исключаются капиталовложения на сооружение протяженных теплотрасс;
- исключается необходимость их обслуживания и ремонта;
- исключается громоздкое промежуточное теплообменное оборудование.

Кроме того, с учетом тепловых потерь КПД теплогенерирующих установок ТЭЦ будет ниже, чем в случае использования природного газа для прямого нагрева технологических теплоносителей, в т.ч. и воздуха.

В теплообменниках рекуперативного типа нагрев воздуха осуществляется путем передачи теплоты от перегретой воды нагретому воздуху через разделяющую стенку (стенку трубы).

К числу достоинств таких аппаратов можно отнести быстроту нагрева воздуха и возможность совмещения приточной вентиляции с отоплением.

Существенным недостатком газообразных теплоносителей, в частности воздуха, является низкий коэффициент теплопередачи от стенки трубы к воздуху.

Таким образом, делом первостепенной важности является интенсификация теплообмена. Это достигается увеличением поверхности теплообмена путем оребрения или ошиповки труб, применением излучающих вставок. Все это приводит к значительному утяжелению теплообменных аппаратов, их громоздкости, к увеличению затрат на их изготовление и, что очевидно, к удорожанию конструкции.

Еще одним из методов интенсивного теплообмена является придание воздуху вращательного движения. В этом случае изменяется турбулентная структура потока, т.е. происходит срыв пограничного слоя. Этот способ имеет ряд преимуществ по сравнению с ошиповыванием или оребрением, т.к. не требует увеличения веса аппарата, но требует затратить значительную часть гидравлической энергии.

Для отопления производственных зданий и технологических целей предпочтительно применение газоздушных калориферов смешивающего типа, т.к. в этом случае не требуется развивать поверхности теплообмена, и практически отсутствуют тепловые потери.

В газоздушных калориферах смешивающего типа воздух, забираемый с улицы, нагревается путем подмешивания к нему продуктов полного сгорания природного газа.

Конструктивно такой воздухонагреватель состоит из небольшой цилиндрической топки, изготовленной из жаростойкой стали, промежуточного цилиндра, являющегося одновременно корпусом, оборудованным автоматизированными горелочными блоками с системой технологической автоматики и автоматики безопасности, дутьевыми вентиляторами для подготовки смеси.

Воздухонагреватели смешивающего типа позволяют нагревать воздух от 25-30 до 300-350 °С.

Воздухонагреватель смешивающего типа имеет те же преимущества, что и теплообменный аппарат рекуперативного типа, но при сравнительно равных КПД и производительности воздухонагреватель смешивающего типа имеет значительно меньшую металлоемкость, меньшее аэродинамическое

сопротивление самого агрегата, а также меньшие габариты агрегата и малую инерционность.

Для сравнительной оценки двух типов калориферов введем ряд показателей, учитывающих тепловое и аэродинамическое совершенство агрегата:

- степень аэродинамического совершенства – отношение гидравлических потерь по воздушному тракту к количеству отпущенного тепла – $\Delta P/Q$;
- степень конструктивного совершенства (металлоемкость) – отношение полного веса калорифера к количеству отпущенного тепла – ω/Q ;
- степень стоимостного совершенства, учитывающая стоимость металла, израсходованного на изготовление аппарата, и представляющая ее отношение к количеству отпущенного тепла – $3/Q$.

Даже не приводя численных значений видно, что воздухонагреватель смешивающего типа по всем показателям оказывается лучше, чем воздухонагреватель рекуперативного типа.

Расчеты показывают, что в воздухе, к которому подмешаны продукты полного сгорания природного газа, содержится (на каждые 1000 м³ смеси): CO₂ ≈ 0,3 %; H₂O ≈ 1,4 %; N₂ ≈ 78,2 %; O₂ ≈ 20,1 % (в атмосферном воздухе O₂ ≈ 20,5-21 %). Ограничения в этом случае накладываются по содержанию оксидов азота в смеси. Если содержание NO_x в смеси не превышает 30 % ПДК, то такая смесь может быть использована для отопления производственных цехов, но при этом не допускается рециркуляция.

Сдерживающим фактором применения воздухонагревателей смешивающего типа является загрязнение воздуха продуктами сгорания.

Как показывает опыт, при полном сгорании природного газа содержание CO₂ в объеме смеси не превышает 0,3 %, а O₂ ≈ 20,1 % (в атмосферном воздухе O₂ ≈ 20,5-21%).

Большую проблему представляет сжигание природного газа с минимальными выбросами CO и NO_x.

На сегодняшний день о степени экологического совершенства газоиспользующих аппаратов можно и нужно судить по количеству выбросов NO_x. На кафедре промышленной теплоэнергетики Самарского государственного технического университета разработан способ сжигания природного газа с минимальными выбросами NO_x. Этот способ реализуется с помощью газогорелочных устройств, которые обеспечивают выбросы NO_x в несколько раз ниже нормы, что обеспечивает техническую

возможность резкого снижения концентрации NO_x в газовой смеси.

Таким образом, применение схемы газовой смеси для отопления производственных зданий и технологических потребителей с воздухоподогревателями смешивающего типа предпочтительна, т.к. она наиболее проста и не требует значительных капиталовложений.

В газовых системах отопления основным теплоносителем является нагретый в газовой смеси воздух или смесь продуктов сгорания с воздухом. СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция и кондиционирование» нормирует применение таких систем.

Для производственных помещений, складов, гаражей, имеющих приточно-вытяжную вентиляцию, целесообразно совмещение вентиляции с газовой смесью для отопления. Такой подход позволяет удешевить систему отопления и воспользоваться воздухопроводами существующих вентиляционных устройств.

Ввиду особых теплофизических свойств воздуха при газовой смеси для отопления применение поверхностных теплообменников нежелательно из-за их громоздкости, поэтому для производственных помещений целесообразно использовать теплообменники смешивающего типа, с непосредственным подмешиванием продуктов полного сгорания природного газа к воздуху. При этом следует руководствоваться статьями 2.11 и 2.12 СНиП 2.04.05-91. Согласно требованиям этих статей концентрацию вредных веществ в воздухе рабочей зоны на рабочих местах следует принимать равной ПДК в воздухе рабочей зоны по ГОСТ 12.1.005-88, а также согласно нормативным документам Госкомсанэпиднадзора России. Концентрацию вредных веществ в приточном воздухе при выходе из воздухоподогревателей и других приточных отверстий принимают по расчету с учетом фоновых концентраций этих веществ в местах размещения воздухоприемных устройств, но не более 30 % ПДК в воздухе рабочей зоны. Рабочей зоной считают пространство до 2 метров над уровнем пола или рабочей площадкой, на которых находятся места постоянного или временного пребывания работающих.

ПДК рабочей зоны определяется из условия, что при ежедневной работе людей в течении 8 часов не приведет к каким либо отклонениям в состоянии здоровья.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе и воздухе рабочей зоны приведены в таблице 1.

Таблица 1

	ПДК в атмосферном воздухе	ПДК воздуха рабочей зоны
Оксиды азота (в пересчете на NO_2)	0,085 мг/м ³	5,0 мг/м ³
Оксид углерода CO	3,0 мг/м ³	20,0 мг/м ³
Сажа (копоть)	0,15 мг/м ³	6,0 мг/м ³

В рабочих условиях при разбавлении продуктов полного горения свежим воздухом до температуры + 40 °С в подогретом воздухе оксид углерода отсутствует, а концентрация оксидов азота не превышает 0,4-0,6 мг/м³, что значительно ниже требуемых значений для рабочих зон.

В настоящее время газоздушные калориферы смешивающего типа конструкции СамГТУ применяются для нагрева технологического воздуха на ряде предприятий Самарской области и республики Татарстан.

Газоздушные калориферы смешивающего типа могут быть использованы для различных сушильных процессов, отопления цехов, гаражей, а также для тепловых завес на воротах производственных зданий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
2. Лебедев П.Д., Щукин А.А. Теплоиспользующие установки промышленных предприятий. М.: Энергия. 1970.
3. Михеев В.П., Медников Ю.П. Сжигание природного газа. Л.: Недра. 1975.
4. Рациональное использование природного газа в промышленности/ под ред. Иссерлина А.С. С-Пб.: Недра. 1995.
5. СНиП 2.04.05-91. «Отопление, вентиляция и кондиционирование». М. 1996.
6. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод). М.: Энергия. 1973.

УДК 665.725

ГРУНТОВЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ В СИСТЕМАХ ИНЖЕНЕРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЗДАНИЙ

Б.Н. Курицын, профессор, д.т.н.,

А.Н. Юшин, аспирант

(Саратовский государственный технический университет)

В современной отечественной и зарубежной практике все более широкое применение находят теплообменники, использующие природное тепло (холод) грунта. При этом грунтовый массив используется в качестве теплоотдающей (тепловоспринимающей) среды:

- в системах отопления зданий на базе теплонасосных установок [1];
- в системах вентиляции для нагрева или охлаждения приточного воздуха [2];
- в системах газоснабжения для естественной регазификации сжиженных углеводородных газов [3] и других технических решениях.

Как правило, естественное тепло (холод) грунта извлекается с помощью системы вертикальных или горизонтальных труб, по которым циркулирует нагреваемая или охлаждаемая среда (вода, воздух, сжиженные углеводородные газы) или промежуточный теплоноситель (фреоны, антифризы).

При прочих равных условиях грунтовые теплообменники с вертикальными трубами более предпочтительны по следующим соображениям:

- возможность применения для производства земляных работ высокопроизводительной буровой техники;
- значительное уменьшение площадей земляных участков, отчуждаемых под размещение грунтовых теплообменников;
- сокращение стоимости строительно–монтажных работ и сроков сооружения технологических установок.

Эффективное использование грунтовых теплообменников в системах инженерного оборудования зданий требует разработки математической модели теплового взаимодействия между трубопроводом и грунтом.

Полагая, что теплообменная колонка представляет собой конструкцию типа труба в трубе, сформулируем постановку задачи

извлечения тепла из грунта при наличии фазовых превращений промежуточного теплоносителя. Жидкая фаза теплоносителя подается в испарительную колонку по внутреннему трубопроводу. В межтрубном пространстве жидкая фаза испаряется за счет теплопритока из окружающего грунта.

Учитывая длительный характер эксплуатации грунтового теплообменника, а также значительную инерционность тепловых процессов в грунтовом массиве, воспользуемся для решения задачи принципом квазистационарных тепловых состояний.

Внешнюю задачу теплообмена трубопровода с грунтом описывает дифференциальное уравнение Лапласа

$$\frac{\partial^2 t}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial t}{\partial r} + \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} = 0 \quad (1)$$

где t - температура грунта;

r, y - координаты точки в грунтовом массиве.

Внутреннюю задачу теплообмена между трубопроводом и промежуточным теплоносителем описывает дифференциальное уравнение следующего вида:

$$q(y) = \frac{(t_u - t_{жс})}{\frac{1}{2\pi \lambda_u} \ln \frac{r_u}{r_n} + \frac{1}{2\pi \alpha_{жс} r_n}} = 2\pi r_u \lambda_{сп} \left. \frac{\partial t}{\partial r} \right|_{r=r_u} \quad (2)$$

где t_u - температура на поверхности гидроизоляции трубопровода;

$t_{жс}$ - температура кипения промежуточного теплоносителя;

$\lambda_u, \lambda_{сп}$ - теплопроводность гидроизоляции и грунта;

$\alpha_{жс}$ - коэффициент теплоотдачи от внутренней поверхности трубопровода к промежуточному теплоносителю;

r_u, r_n - радиусы гидроизоляции и наружного трубопровода теплообменной колонки;

q - удельный теплоприток к теплообменной колонке.

Общая величина теплопритока к теплообменной колонке длиной определяется по формуле:

$$Q = \int_0^l q(y) dy \quad (3)$$

Для реализации внешней задачи температурного поля воспользуемся принципом суперпозиции (наложения) температурных полей:

$$t_{y,r} = t_y^I + t_{y,r}^{II} \quad (4)$$

где I поле - собственное температурное поле грунта, которое генерирует по

глубине массива заданное распределение температур $t_{zp}(y)$;

II поле - поле Форхгеймера, которое генерируется в массиве с нулевой

температурой поверхности линейным стоком тепла переменной $q(II, y)$ интенсивности .

Функция $q(II, y)$ выбирается таким образом, чтобы обеспечить на поверхности гидроизоляции трубопровода расчетное распределение температур $t_u - t_{zp}(y)$.

Сложение I и II температурных полей обеспечивает необходимые граничные условия задачи, в том числе на поверхности грунта, на поверхности гидроизоляции трубопровода, в грунтовом массиве на удалении от теплообменной колонки.

Приведенная задача (1-4) решается в конечно-разностной форме численным методом в соответствии с разработанным алгоритмом и программным обеспечением для ПЭВМ. Программа реализуется в многофункциональной системе автоматизации математических и научно-технических расчетов MATLAB 5.

Математическая модель (1-4) и алгоритм ее реализации применимы также и для режима извлечения холода из грунта, то есть при охлаждении (конденсации) промежуточного теплоносителя. При этом в левой части уравнения (2) разность температур Q_m необходимо заменить на , а в правой части изменить знак у температурного градиента.

Конкретные расчеты показывают, что величина удельного теплопритока к 1 метру теплообменной колонки определяется, главным образом, температурными условиями ее эксплуатации, а также структурой и влажностью грунтового массива.

Влияние диаметра колонки и ее протяженности на величину удельного теплопритока менее существенно. Так например, при изменении диаметра колонки от 32x3 мм до 57x3,5 мм и ее длины от 6 до 20 метров величина удельного теплопритока изменяется в пределах до 10-15%. Таким образом, применение для грунтовых теплообменников трубопроводов большого диаметра и большой протяженности экономически нецелесообразно.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Системы теплоснабжения с нетрадиционными источниками/ Труды института ВНИИПИ энергопром. М.: 1982.
2. *Афонин Ю. М., Медведева О. Н., Осипова Н. Н.* Экономическое обоснование применения грунтовых теплообменников для охлаждения приточного воздуха/ Актуальные проблемы развития систем теплогаснабжения и вентиляции. Межвуз. Научный сборник. Саратов: Изд-во СГТУ. 1998.
3. *Курицын Б.Н.* Системы снабжения сжиженным газом. Саратов: Изд-во СГУ. 1986.

УДК 621.175:658.2

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ПАРOKОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМАХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Ю.Я. Печенегов, профессор, д.т.н.,
О.Ю. Косова, А.В. Косов, инженера,

(Технологический институт Саратовского государственного технического университета),

Р.В. Богатенко, инженер по эксплуатации оборудования котлотурбинного цеха, к.т.н

(ОАО Саратовэнерго, ОП «Энгельсская ТЭЦ-3, г. Энгельс»)

Переход на рыночную экономику с начала 90-х годов и резкое удорожание топливо-энергетических ресурсов привели к необходимости проведения работ, направленных на уменьшение энергозатратности промышленного производства.

Обследование промышленных предприятий показывает, что большой энергосберегающий эффект может быть получен за счет малозатратных мероприятий по рационализации и повышению технического уровня эксплуатации пароконденсатных систем [1]. Водяной пар имеет широкое распространение как греющий теплоноситель в различных технологиях и в теплоснабжении. Однако его использование сопровождается большими потерями (невозвратом) конденсата, с которыми теряется значительная доля теплоты исходного теплоносителя, и потерями с «пролетным» паром из-за отсутствия конденсатоотводчиков за пароиспользующими аппаратами или их неэффективной работы [2].

Организационные и технические мероприятия по увеличению возврата конденсата парогенерирующим установкам, как правило, всегда дают существенный экономический эффект, так как одна тонна возвращенного конденсата обеспечивает экономию до 20 кг условного топлива. Во многих случаях при использовании водяного пара как теплоносителя энергосберегающий эффект может быть получен за счет залива получаемым конденсатом части поверхности теплопередачи в паропотребляющем аппарате [3]. Такой прием позволяет отказаться от распространенной схемы применения сепаратора для получения вторичного пара из конденсата и использующего этот пар дополнительного теплообменника, устанавливаемых за основным паропотребляющим аппаратом с целью доохлаждения выходящего из него потока теплоносителя. При этом значительно упрощается и удешевляется вся пароконденсатная система.

Из-за меньшей интенсивности теплопередачи на части поверхности теплопередачи f_k залитой конденсатом, по отношению к поверхности f_n контактирующей с паром, тепловая мощность теплообменника Q снижается по мере увеличения степени залива $f_k/(f_k + f_n)$. Но в большей мере снижается расход G греющего пара. В [3] показано, что особенно благоприятны соотношения между G и Q при $f_k/(f_k + f_n) < 0,2$, то есть при наиболее интересных с практической точки зрения степенях залива поверхности теплопередачи конденсатом. Например, при $f_k/(f_k + f_n) = 0,1$ снижение Q достигает около 5% по отношению к максимальной величине Q_{max} , в то время как G уменьшается на 10-13% по сравнению с G_{max} , когда залив конденсатом отсутствует.

На рисунке показана полученная расчетом зависимость тепловой эффективности теплообменника

$$\eta = \frac{r + c_k(t_s - t_k)}{r + c_k(t_s - t_1)}$$

от степени залива поверхности теплопередачи конденсатом. Здесь t_s и t_k - температуры насыщения пара при давлении в теплообменнике и конденсата на выходе из теплообменника; t_1 - температура потока нагреваемого теплоносителя на входе в теплообменник; r - теплота конденсации пара при t_s ; c_k - удельная теплоемкость конденсата.

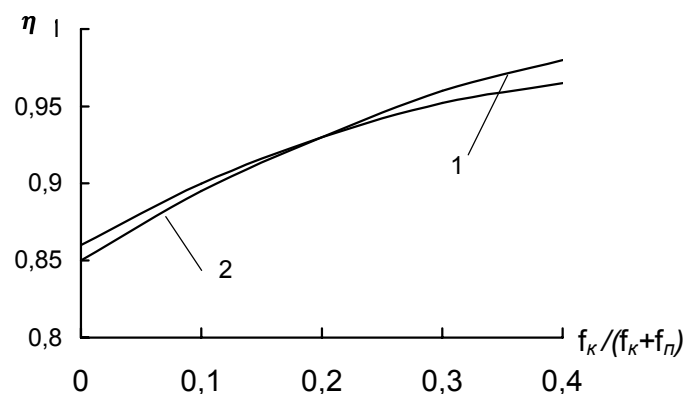


Рис. Зависимость КПД теплообменника от $f_k/(f_k + f_n)$:
 $t_s = 140$ °C; $t_1 = 50$ °C; максимальная температура нагреваемого теплоносителя на выходе 80 °C; 1 – нагреваемый теплоноситель вода; 2 - воздух

Из рисунка следует, что тепловая эффективность теплообменника увеличивается с ростом степени залива. Скорость этого увеличения наибольшая в области $f_k/(f_k + f_n) < 0,2$. Величина η здесь возрастает на 8%.

С целью определения экономической эффективности данного энергосберегающего мероприятия были проведены расчеты для

обогреваемых насыщенных паром с давлением 1 МПа подогревателей мазута на ОП «Энгельсская ТЭЦ-3». На ТЭЦ-3 установлено восемь многоходовых подогревателей с площадью поверхности теплопередачи $f = 100 \text{ м}^2$, в каждом из которых мазут с расходом 30 т/час подогревается с температуры $t_1=80 \text{ }^\circ\text{C}$ до $t_2=115 \text{ }^\circ\text{C}$. Расчеты показали, что залив конденсатом 15% величины f приводит к уменьшению тепловой мощности подогревателя на 6,9%. При этом расход пара снизится на 13%. Температура мазута на выходе уменьшится на $1,4 \text{ }^\circ\text{C}$ при неизменном его расходе, что по условиям работы ТЭЦ вполне допустимо. Температура конденсата на выходе из подогревателя составит $100 \text{ }^\circ\text{C}$. Экономия пара на всех восьми подогревателях за счет снижения его подачи составит 4920 т/месяц. Величина годовой экономии тепловой энергии соответственно будет равна 29000 Гкал, что эквивалентно 4130 т условного топлива.

Среди энергосберегающих устройств в пароконденсатных системах особое место занимают конденсатоотводчики, которые должны устанавливаться за паровыми теплообменниками. Их назначение состоит в пропуске конденсата и недопущении выхода пролетного исходного пара в конденсатные линии. Практически установлено, что надежно и эффективно работающие конденсатоотводчики позволяют значительно сократить потребление пара и предохраняют пароконденсатопроводы и оборудование от гидравлических ударов.

Выпускаемые арматурными заводами типовые конденсатоотводчики имеют целый ряд недостатков, затрудняющих их эксплуатацию и приводящих к пропуску пролетного пара. По этой причине на многих предприятиях конденсатоотводчики демонтируются и из теплообменных аппаратов вместе с конденсатом выходит в больших количествах пролетный пар. Чаще всего на предприятиях применяют открытые системы сбора конденсата, в которых пролетный пар выпускается в атмосферу, и его потери оцениваются в среднем величиной 25 – 30% от количества потребляемого пара [1].

Нами разработаны простые, надежно и эффективно работающие конденсатоотводчики (патенты РФ №№ 2133911, 2137022, 2133910, 2079768, полезная модель №8773), которые представляют собой устройства нового поколения. Описание и методика расчета одного из разработанных типов конденсатоотводчиков приведены в [4]. Данные конденсатоотводчики могут быть использованы в различных технологиях и отраслях техники. Работают автоматически при любых практически реализуемых давлениях, температурах и расходах греющего пара.

Конструктивное исполнение обеспечивает возможность осмотра и ремонта внутренних элементов конденсатоотводчиков без снятия с установочной позиции.

Разработанные конденсатоотводчики по сравнению с известными типовыми имеют следующие преимущества:

- простота конструкции и дешевизна (могут быть изготовлены в любой механической мастерской с простейшим набором оборудования);
- надежность работы;
- компактность и малый вес;
- постоянство рабочих характеристик в процессе эксплуатации;
- работают в автоматическом режиме и не требуют постоянного обслуживания.

Все типы разработанных конденсатоотводчиков прошли промышленную проверку на предприятиях различного профиля [5]. В частности, установленные за отопительными регистрами и технологическим оборудованием Саратовского молочного комбината конденсатоотводчики за четыре года работы в условиях переменных давления греющего пара и противодействия со стороны конденсатной линии полностью исключили выход пролетного пара. Наличие конденсатоотводчиков дало возможность экономить по 600 тыс.м³ природного газа за каждый отопительный сезон при работе двух паровых котлов ДКВР-4-13 в котельной комбината.

Энергосберегающий эффект от установки пятидесяти трех конденсатоотводчиков нового типа за паропотребляющими установками на Саратовском заводе автономных источников тока составил 1080 Гкал/месяц, что эквивалентно 154 т условного топлива. Срок окупаемости изготовления и монтажа конденсатоотводчиков несколько недель.

Сказанное дает основание рекомендовать новые конденсатоотводчики к широкому внедрению на предприятиях, где водяной пар используется в качестве греющего теплоносителя. Авторы готовы оказать в этом всемерную помощь заинтересованным организациям.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Печенегов Ю.Я.* Пароконденсатные системы промышленных предприятий и конденсатоотводчики. Саратов: Сарат.гос.техн.ун-т. 1998.
2. *Печенегов Ю.Я., Косова О.Ю.* Энергосбережение при использовании водяного пара в качестве греющего теплоносителя// Энергосбережение в Саратовской области. Научно-практический журнал: Саратов. 2000. №1.
3. *Печенегов Ю.Я., Богатенко Р.В., Вильдяев В.И.* О повышении эффективности использования водяного пара как теплоносителя// Комплексное использование тепла и топлива в промышленности. Межвуз.науч.сб. Саратов: Сарат.гос.техн.ун-т. 2000.
4. *Печенегов Ю.Я., Богатенко Р.В.* Расчет поплавкового конденсатоотводчика с частично разгруженным от действия давления выпускным клапаном // Промышленная энергетика. 2000. № 2.
5. *Богатенко Р.В.* Моделирование и расчет новых конденсатоотводчиков с закрытым поплавком. Автореф. дисс...к.т.н. Саратов: СГТУ. 2000.

СОЗДАНИЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫХ КОМПОЗИЦИОННЫХ ТОПЛИВ

Г.С. Клетнев, профессор, д.т.н.,
Ю.Г. Никишина, аспирант
(Татарский институт содействия бизнесу)

В последние годы в мировой энергетической системе и особенно в России все явственнее наблюдается топливно-энергетический кризис. Следует отметить, что в Республике Татарстан по сравнению с другими регионами он выражен пока не так резко. Однако в Постановлении Кабинета Министров Республики Татарстан № 468 от 3.07.2000 г. и в принятой целевой программе «Энергосбережение в Республике Татарстан на 2000-2005 годы» отмечается: «Почти полное обеспечение первичными энергоносителями от внешних поставщиков ставит экономику Республики Татарстан в зависимость от условий поставки и цен на энергоресурсы, диктуемых поставщиками, и делает актуальной проблему самообеспечения республики топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР)».

В 1999-2000 г.г. в топливно-энергетическом балансе ПЭО «Татэнерго» удельный вес природного газа составил 90,1 %, мазута – 9,5 %, угля – 0,4%. Причем потребности республики в природном газе удовлетворяются, как отмечено в постановлении, за счет поставок его из Оренбургской области и Западной Сибири. В то же время в республике имеется нефть, природные битумы, громадные залежи углей. На территории Республики Татарстан выявлено более 100 залежей угля. Однако в ПЭО «Татэнерго» из 9 крупных электростанций и 1187 котельных только 2 электростанции и 10 котельных могут работать на угле. Перевод остальных котлоагрегатов на битумы и уголь потребует их полной замены, что в сегодняшних условиях практически невозможно, т.к. потребует громадных материальных затрат.

При существующем топливно-энергетическом балансе и состоянии энергосбережения наметившийся рост объемов производства продукции промышленными потребителями обусловит необходимость увеличения выработки энергии, а значит и увеличения расхода топлива. При планируемом ежегодном росте потребности в электрической энергии на 2,5 % и тепловой энергии на 2 %, с учетом существующего технического состояния энергосистемы, в 2005 г. потребуются увеличить объем топлива, сжигаемого для получения электроэнергии, в условном исчислении на 16 %, или на 2,5 % ежегодно.

Целью предлагаемых исследований является получение топливных смесей, которые позволят с минимальными капитальными затратами перевести все ТЭС, ТЭЦ, котельные, работающие на газе, на нетрадиционные виды топлива на основе мазута, угля, воды, т.е. создание композиционных топлив: водо-мазутных эмульсионных топлив (ВМЭТ) или водо-угольно-мазута-суспензионных топлив (ВУМСТ). Возможны варианты с добавлением других добавок. На первом этапе была решена задача получения и использования на ТЭЦ ВМЭТ.

Особого внимания, на наш взгляд, заслуживает сама технология приготовления водо-мазутных эмульсий (ВМЭ), разработанная для энергетики. Она не только интенсифицирует процесс сжигания, но решает проблему экономии жидкого топлива, а также экологические аспекты: утилизацию загрязненных нефтепродуктами сточных вод и снижение вредных газообразных выбросов ТЭС и ТЭЦ. Остановимся на этой проблеме подробнее.

Проблема использования тяжелых сернистых мазутов с высоким содержанием воды стоит достаточно остро. Почти 50 лет энергетическая наука вела дискуссию о путях использования на ТЭС жидкого топлива, разделив исследования на два кардинально различающихся направления. Первое связано с обезвоживанием и обессоливанием мазута различными способами. Второе направление исследований, выполненное при участии ведущих ученых МЭИ, ИГИ РАН и других академических институтов, обосновывает возможность и преимущества сжигания обводненного мазута при условии его предварительной подготовки – перевода в эмульгированное состояние.

История исследований по использованию высокообводненных парафинистых мазутов насчитывает более 50 лет, начиная с опыта Григоряна Г.М. во Всесоюзном теплотехнологическом институте в 1939 году. Следует выделить разработки ИГИ АН СССР по эмульгированию топливно-водных смесей, выполненные на уровне изобретений и защищенные авторским свидетельством, с глубоким научным обоснованием и экспериментальным подтверждением возможности использования высоководных мазутов.

Отличительной чертой любого жидкого топлива является неоднородность его состава, причем присутствие воды усугубляет эту неоднородность. Гомогенизация продукта, достижения равномерного распределения примесей в нем является необходимым условием нормального течения всех стадий технологического процесса, начиная от раскочки цистерн и кончая подачей топлива в форсунку горелки. Процесс горения негомогенизированного топлива также характеризуется неустойчивостью и широкими колебаниями по составу образующихся продуктов сгорания, причем сдвинутыми в область так называемого

«недожога», то есть недоокисленных органических остатков и токсичных соединений.

Главным наблюдением при изучении механизма горения жидкого топлива является кардинальное различие при горении «сухих» капель в воздушной среде, не содержащей H_2O , и капле водно-мазутной эмульсий (ВМЭ). При содержании в мазуте $> 15\%$ H_2O характер горения был взрывным с разлетом осколков в разных направлениях, причем стадии взрыва, что очень важно, предшествовало интенсивное бурное вскипание капле с многократным увеличением объема. В основе наблюдаемых взрывных процессов лежит парообразование низкокипящей жидкости - H_2O внутри частиц мазута за счет разности температур, достигающей $70-200$ °C между температурой поверхности частиц и температурой кипения H_2O . Взрывной характер горения является фактором дополнительного перемешивания паров топлива с кислородом воздуха, что способствует как ускорению процесса горения, так и уменьшению коэффициента избытка воздуха (1,05 – 1,07). И все же главное достижение, по нашему мнению, подобной организации процесса горения – это высокая полнота протекания окислительно-восстановительных реакций (ОВР) и, следовательно, высокая полнота сгорания топлива и уменьшение экологической опасности продуктов сгорания.

Авторы исследований полагают, что пары оказывают каталитическое воздействие на стадию догорания сажистых остатков. Данное утверждение спорно, однако общий положительный результат эмульгированного топлива состоит в: уменьшении времени горения; улучшении общей полноты сгорания; сохранении устойчивости процесса горения эмульсии; высокой интенсивности процесса горения; уменьшении отложений сажи на рабочих поверхностях котлоагрегата. Это бесспорно и является убедительным свидетельством в пользу применения на ТЭС эмульгированного жидкого топлива с содержанием 10 – 20 % воды.

Из наблюдений за горением эмульсионного топлива следует также вывод о том, что чем тоньше достигнутый уровень эмульгирования, чем мельче капли воды в мазуте, тем более однородной и устойчивой во времени является топливно-водная смесь, тем выше устойчивость и интенсивность процесса горения и мельче разлетаемые при взрывном характере горения осколки. Следует ожидать увеличения экологической безопасности процесса горения за счет снижения содержания токсичных недоокисленных органических остатков в продуктах сгорания. Эти теоретические предпосылки были подтверждены экспериментально.

Были разработаны различные технологические схемы с использованием специально разработанного роторно-пульсационного акустического аппарата (РПАА): приготовление эмульсий при сливе с железнодорожных цистерн, при хранении и непосредственно при подаче топлива на форсунки котлоагрегата. Все они оказались работоспособными

и могут применяться на ТЭС в зависимости от конкретных условий работы предприятия. При сжигании ВМЭ в соотношении мазут - 80 %, вода 20 % - были достигнуты следующие результаты:

- снижение дымности;
- снижение содержания NO в 1,5 – 2 раза;
- существенное уменьшение содержания других вредных примесей;
- снижение стоимости топлива за счет его экономии;
- исчезает проблема замазученных вод, поскольку именно эту воду эмульгируют в первую очередь, а приготовленная ВМЭ не расслаивается в процессе хранения в емкостях;
- увеличивается надежность топливоподачи, поскольку отсутствуют водяные пробки в мазутопроводах.

На втором этапе исследований была поставлена задача получить ВУМСТ и оценить данную композицию с точки зрения возможного использования ее на существующих энергетических станциях.

С этой целью проведена модернизация РПАА. Отработаны режимы его работы и получены образцы.

Показатели известных исходных составов смесей приведены ниже.

Образец №1 – чистый мазут.

Образец №2 – мазут, разбавленный 16,6 % по массе с водой.

Образец №3 – мазут, разбавленный 24,6 % по массе с водой.

Образец №4 – мазут, разбавленный угольной пылью и водой, ориентировочно 10 % по массе.

Образец №5 – мазут, разбавленный угольной пылью и водой, ориентировочно 20 % по массе.

Образец №6 – мазут, разбавленный угольной пылью и водой, ориентировочно 30 % по массе.

В первую очередь были измерены плотности образцов.

Индексы при обозначении плотности соответствуют номерам образцов:

$$\begin{array}{lll} \rho_1 = 830 \text{ кг/м}^3; & \rho_2 = 860 \text{ кг/м}^3; & \rho_3 = 872 \text{ кг/м}^3; \\ \rho_4 = 850 \text{ кг/м}^3; & \rho_5 = 900 \text{ кг/м}^3; & \rho_6 = 910 \text{ кг/м}^3. \end{array}$$

Следует отметить, что все горючие смеси легче воды, с увеличением доли воды плотность возрастает практически без эффекта изменения объема при смешении. По величине плотности горючие смеси близки к легким мазутам.

Измеренные теплоемкости представлены ниже как фактический материал. Индексы при обозначениях также соответствуют номерам образцов:

$$\begin{array}{lll} c_{p1} = 2,1 \text{ кДж/кг} \cdot \text{град}; & c_{p2} = 2,9 \text{ кДж/кг} \cdot \text{град}; & c_{p3} = 3,2 \text{ кДж/кг} \cdot \text{град}; \\ c_{p4} = 3,0 \text{ кДж/кг} \cdot \text{град}; & c_{p5} = 3,1 \text{ кДж/кг} \cdot \text{град}; & c_{p6} = 3,2 \text{ кДж/кг} \cdot \text{град}. \end{array}$$

Характерно, что теплоемкость смесей увеличивается с ростом содержания воды и при разбавлении с угольной пылью.

Далее проводились исследования по воспламенению и горению композиционных топлив.

Процесс горения любых жидкостей начинается с воспламенения паро-воздушной смеси. Стационарный процесс горения устанавливается только при определенной температуре жидкости. В процессе появления пламени над открытой поверхностью жидкости от внешнего источника пламени выделяют две характерные температуры жидкости. Первая характеризует появление пламени над поверхностью жидкости в присутствии внешнего источника поджигания и названа температурой вспышки $t_{всп}$. Вторая характеризует установление стационарного пламени над поверхностью жидкости без внешнего подогрева при удалении поджигающего устройства, называемая температурой воспламенения $t_{вос}$. Обычно температура вспышки незначительно ниже температуры

воспламенения (на несколько градусов). Для исследованных смесей эта разница находилась в пределах точности измерения температуры. В связи с этим фиксировалась только одна температура, которую обозначили как температуру вспышки.

Второй внешний эффект, наблюдаемый при измерении горючих свойств – это вспенивание и разбрызгивание смеси в процессе нагрева и горения.

Наличие в образцах воды заметно влияет на скорость выгорания жидкости и температуру воспламенения. Кроме того, взвешенные капли воды и угольной пыли усиливают вспенивание и переливание его через края тигля.

Третий внешний эффект касается формы и структуры пламени. Визуально форма и структура пламени всех образцов носят турбулентный характер и пульсируют с малой частотой в несколько герц. Все пламена носят диффузионный характер, и наблюдается интенсивное дымление.

Количественные параметры измеренных свойств горения исследованных образцов приведены в таблице 1.

Таблица 1

Номера образцов	1	2	3	4	5	6
Температура вспышки, $^{\circ}C$	145	205	125	170	160	150
Скорость сгорания v_t , мм/с	0,012	0,013	0,015	0,050	0,056	0,059
Высота пламени $h_{пл}$, мм	200	200	170	240	240	245
Время выгорания образца $\tau_{сг}$, с	1860	1680	1440	425	395	375
Температура начала кипения $t_{кип}$, $^{\circ}C$	25	30	30	45	47	50
Время прогрева до вспышки $\tau_{пр}$, с	59	180	130	345	360	720

Следует заметить, что при горении смесей, разбавленных водой и угольной пылью, происходит полное выгорания образца без остатка.

При горении смесей без разбавления угольной пылью всегда остается остаток в количествах:

- для образца №1 – 27%;
- для образца №2 – 18%;
- для образца №3 – 11%.

На основании проведенных исследований была создана опытно-промышленная установка (РПАА) для ВМЭ, которая в настоящее время смонтирована и запущена в работу на Казанской ТЭЦ-1.

Экспериментами подтверждено, что все образцы ВУМСТ являются горючими смесями и способны самостоятельно гореть выше температуры вспышки.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ И В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

УДК 696.34

ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧНОСТИ, НАДЕЖНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ СИСТЕМ ТЕПЛОФИКАЦИИ ГОРОДОВ

А.И. Андриющенко, профессор, д.т.н.,

Ю.Е. Николаев, доцент, к.т.н.

(Саратовский государственный технический университет)

Действующие в большинстве городов России традиционные теплофикационные системы, основанные на районных ТЭЦ, в настоящих экономических условиях не обеспечивают ни должной экономии топлива, ни необходимой надежности теплоснабжения. Более того, работа таких ТЭЦ приводит к повышенной загазованности городов. Главными причинами этого являются:

- громадные тепловые потери в сетях и большой расход электроэнергии на транспорт теплоносителей от ТЭЦ до потребителей, что требует выработки намного большего количества тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, чем поступает к потребителям;
- применение на ТЭЦ устаревших теплофикационных установок, имеющих недостаточно высокие параметры острого пара, малую удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении, а также значительный перерасход топлива от конденсационной выработки электроэнергии теплофикационными турбинами;
- неоптимальное участие районных ТЭЦ в покрытии суммарного графика тепловой нагрузки;
- несовершенная система транспорта теплоты, требующая больших капиталовложений в тепловые сети и перекачивающие подстанции;
- высокая коррозионность стальных труб, вызывающая частую их замену и большие утечки сетевой воды;
- наличие в зимний период высоких температур и давления «перегретой» воды в сетях, приводящее часто к авариям большой разрушительной силы;

- несовершенство термодинамических циклов и тепловых схем действующих паротурбинных ТЭЦ, ограничивающее использование в них теплоты сожженного топлива не более чем на 60-65%. В тоже время современные ПТУ-ТЭЦ ее используют на 85-90%, а выработку электроэнергии на базе отпускаемой теплоты имеют в два раза большую, чем на паротурбинных ТЭЦ.

Кроме того, поскольку экономия топлива на ТЭЦ определяется по сравнению с отдельной выработкой таких же количеств электроэнергии на современной КЭС, а теплоты – современными котельными, то достигнутый ими прогресс также снижает эту относительную экономию. В результате действия всех указанных причин, а также несовершенства тарификации и отсутствия должного учета фактически получаемой потребителями теплоты, им часто оказывается более выгодным создавать собственные котельные.

В зарубежных же странах строят так называемые мини-ТЭЦ, сочетая их работу с имеющимися городскими ТЭЦ, создавая для последних наиболее благоприятные режимы работы. Для этого, в частности, снижается максимальная температура нагрева на ТЭЦ сетевой воды в расчетный период до 80-85 °С, а ее дальнейший догрев переносится на мини-ТЭЦ потребителей. Таким образом сохраняется почти полная комбинированная выработка электрической энергии на базе отдаваемой потребителям теплоты и значительно уменьшаются ее потери.

Этому способствует и применение новых высококачественных, защищенных от коррозии труб магистральных теплопроводов, их тепловой изоляции, а также перевод турбин ТЭЦ на противодавленческий режим с понижением давления отборного пара.

Таким образом, зарубежный опыт показывает, что и в современных условиях теплофикация может обеспечить значительную экономию топлива. Можно рассчитывать на это и в обозримом будущем, поскольку на самых лучших ПТУ-КЭС коэффициент использования теплоты топлива ($K_{ИТ}$) в ближайшие десятилетия не может превышать 60%, а на противодавленческих ПТУ-ТЭЦ он уже достигает 90%. В нынешних же условиях, когда КПД КЭС не превышает 45%, а КПД местных котельных достигает 49% - теплофикация может обеспечивать до 30% экономии топлива.

Имеются также реальные возможности дальнейшего повышения надежности работы всей системы теплоснабжения городов, уменьшения ее капиталоемкости и количества сжигаемого в городах углеводородного топлива. Наиболее простыми для их

реализации при значительной эффективности являются следующие мероприятия.

1. Отказ от применения в магистральных тепловых сетях высоких температур и давлений сетевой воды, при ее догреве в тепловых центрах потребителей. Как показывает зарубежный опыт, тепловые потери в магистральных сетях при соответствующей теплоизоляции таким образом могут быть снижены в городских сетях до 2-3 %. Однако главным эффектом такой комбинированной схемы теплоснабжения является исключение опасности вскипания сетевой воды в верхних точках теплотрассы и снижение потребного давления воды в сети почти в 2 раза по сравнению с подачей ее в сеть в «перегретом» состоянии. Соответственно уменьшается расход электроэнергии на привод сетевых насосов. Кроме того, в таких системах магистральные сети можно строить из недорогих пластмассовых или чугунных труб, не подвергающихся коррозии и способных работать до 50-60 лет без замены.

2. Перевод городских паротурбинных ТЭЦ на круглогодичный нагрев только воды, используемой для горячего водоснабжения и компенсации ее утечек в сетях. При этом на ТЭЦ вода нагревается от ее температуры в открытых водоемах до 60-70 °С, что позволяет осуществлять ее двухступенчатый нагрев при давлениях отработавшего пара 10 и 30 кПа, т.е. достигнуть наибольшей удельной выработки электроэнергии на этой части теплоснабжения города. Если учесть, что на горячее водоснабжение в европейской части РФ расходуется 40-50% годового теплоснабжения, то годовая экономия топлива будет весьма значительной. Естественно, что при этом ТЭЦ необходимо догрузить, подключив к ней дополнительных потребителей горячей воды. Это можно сделать путем ее подачи в течение всего года в квартальные котельные, которые будут только использоваться для покрытия отопительной нагрузки. На летний период такие котельные должны останавливаться. Обеспечив таким образом почти постоянную тепловую нагрузку ТЭЦ в течение всего года, необходимо произвести надстройку паротурбинных блоков ТЭЦ газовыми турбинами, что позволит не только увеличить экономию топлива в системе, но и повысить маневренные свойства ТЭЦ.

3. Использование тепловых выбросов предприятий города в общей системе его теплоснабжения. Во многих городах работают круглогодично или сезонно производственные предприятия, имеющие промышленные печи или котельные для выработки технологического пара, а также различные технологические

установки с большими тепловыми выбросами. Обычно теплота высокотемпературных выбросов частично используется на самих предприятиях, а низкотемпературные выбросы (при $t = 50-60$ °С) использовать там, как правило, не удастся. Вместе с тем можно использовать эти выбросы для нагрева воды, направляя последнюю в городскую сеть в качестве подпитки открытой тепловой сети. Таким же образом можно использовать в течение всего года теплоту уходящих газов промышленных газотурбинных ТЭЦ, вырабатывающих технологический пар высокого давления. В этом случае ГТУ-ТЭЦ подключается к существующей двухтрубной городской сети параллельно городской ТЭЦ или подключается к ее обратной линии. Соответственно уменьшается количество сжигаемого на ТЭЦ топлива. При этом в значительной степени повышается надежность теплоснабжения города и уменьшается количество вредных выбросов.

4. Частичное низкотемпературное теплоснабжение от загородных КЭС и ЭС при работе городских ТЭЦ только в отопительный период. Значительную экономию углеводородного топлива и уменьшение вредных выбросов в городах можно получить, если всю круглогодичную нагрузку горячего водоснабжения покрывать от загородных КЭС, работающих на твердом топливе или от удаленных АЭС. При этом сохраняется вся существующая городская сеть теплоснабжения, подпитка которой теперь будет производиться горячей водой от загородных теплоисточников. Сжигание топлива на ТЭЦ будет осуществляться только в отопительный период и только для покрытия отопительной нагрузки. Таким образом, загородные КЭС частично или полностью превращаются в теплоэлектро-централы с большой удельной выработкой электроэнергии на тепловом потреблении. Поскольку подача горячей воды в город будет производиться по однострунной сети при температуре, не превышающей 70 °С, тепловые потери в сетях и расход электроэнергии на сетевые насосы будут невелики.

УДК 658.26.264.:621.365

12 ПРАВИЛ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

В.М. Бродянский, профессор, д.т.н.
(Московский энергетический институт)

От редактора:

В качестве почетного гостя 3-й Российской научно-технической конференции «Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности» в Ульяновский государственный технический университет приезжал Заслуженный деятель науки Российской Федерации, доктор технических наук, профессор Московского энергетического института В.М. Бродянский. Виктор Михайлович, выдающийся ученик П.Л. Капицы, является крупнейшим специалистом по проблемам термодинамики и криогенной техники. Он стал одним из создателей ныне широко признанного метода эксергетического анализа энергетических процессов (эксергия – техническая работоспособность или максимально возможная работа, которую термодинамическая система может совершить при изменении своего состояния от имеющегося до полного термодинамического равновесия всех частей системы с окружающей средой). В.М. Бродянский – автор многих книг, переведенных на разные языки мира.

На конференции В.М. Бродянский сделал доклад о двенадцати правилах энергосбережения. Каждое из этих правил имеет глубокий физический смысл и теоретическое обоснование, однако сформулированы они так, что могут служить практическим руководством при разработке энергосберегающих мероприятий. Уверен, что публикация этих правил будет полезной для многих читателей нашего журнала.

*Д.т.н., профессор
Шарапов*

В.И.

Что нужно и что не нужно делать для снижения потерь, связанных с несовершенством энергетических процессов

1. Занимайся совершенствованием энергетического хозяйства только в том случае, когда эта работа может дать в конечном счете существенный экономический либо экологический эффект.

2. Определи, какие потери эксергии в данном объекте могут быть устранены (технические), а какие нет (собственные). Занимайся только первыми и не трать время на вторые.

Это правило, разумеется, не относится к случаю, когда производится радикальная замена объекта на новый, более совершенный.

3. Избегай использования как очень малых, так и очень больших разностей температур при теплопередаче.

Первые приводят к необходимости значительно увеличивать рабочие поверхности аппаратов, вторые – к большим потерям эксергии. В первом приближении оптимальные разности температур между потоками должны быть пропорциональны средней абсолютной температуре.

4. Старайся свести к минимуму, а еще лучше исключить смешение потоков с разными температурами, давлениями или (и) концентрациями.

Иногда это трудно сделать без радикального изменения технологии, например, при смешении кислорода с воздухом для обогащения доменного дутья, в других случаях цель может быть достигнута путем небольших изменений.

5. По возможности используй противоточные, а не прямоточные процессы как при теплопередаче, так и массопередаче и химических реакциях. При противотоке потери эксергии всегда меньше.

6. Не сбрасывай высокотемпературные потоки – как вещества (жидкостей или газов), так и тепла в окружающую среду; то же относится и к потокам с температурой существенно ниже, чем в окружающей среде.

Лучше найти или создать потребителя (в своем хозяйстве или поблизости), нуждающегося в нагреве или охлаждении своих объектов. Таким путем можно в максимальной степени использовать полезный интервал температур потока (“кодженерейшен”).

7. Не забывай, что практически каждое изменение в любом месте технологической цепочки сказывается на характеристиках других ее звеньев. Нужно следить за тем, чтобы улучшение характеристик в одном месте не вызвало большего ухудшения в другом.

В результате такого взаимодействия может произойти снижение эффективности системы в целом.

8. Помни, что стоимость эксергии всех видов тем больше, чем дальше расположен данный участок технологической цепи от ее начала (входа). Поэтому экономия в 1 кВт·ч в заключительных звеньях системы приведет к большему снижению общих затрат, чем экономия многих кВт·ч на начальных участках.

9. Обращай главное внимание на потери тех видов энергоносителей, которые обладают наиболее высокой эксергией: электроэнергия, высокотемпературные или низкотемпературные потоки (водяной пар высоких параметров, жидкие кислород и азот, сжатый воздух и т.д.).

10. Старайся по возможности использовать природные эксергетические ресурсы (солнечное излучение, ветер, низкую температуру воздуха в зимние месяцы и т.д.).

11. Рационально используй временные «провалы» в потреблении электроэнергии – не только непосредственно в

производстве продукции, но и для аккумуляирования эксергетических ресурсов (тепла, сжатого воздуха и др.).

Примечание: работы по пунктам 1-11 могут дать нужные результаты, только если все мерить, учитывать и контролировать.

12. Будь осторожен с рекламой и предложениями новых «сверхэффективных» процессов, машин и систем. Тщательно проверяй их, особенно в тех случаях, когда авторы ссылаются на высокие научные авторитеты или, напротив, ниспроверяют их.

УДК 621.311

КОММЕРЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЙСТВУЮЩИХ ТЭЦ

Ю.М. Хлебалин, профессор, д.т.н.

(Саратовский государственный технический университет)

Коммерческая эффективность действующих ТЭЦ определяется конкурентоспособностью на рынках тепловой и электрической энергии. Конкурентоспособность ТЭЦ выявляется на основе сравнения тарифов и системного дохода от продажи электроэнергии на федеральном оптовом рынке (ФОРЭМ) и тепловой - на региональном рынке с местными промышленно-отопительными котельными. Вхождение ТЭЦ в энергетический рынок потребует быстрого, возможно упрощенного метода оценки тарифов на продукцию комбинированного производства.

В данной работе предпринята попытка обосновать тарифы на продукцию ТЭЦ с позиций математических пропорций (среднеарифметической, золотого сечения) и оценить конкурентоспособность действующих ТЭЦ на энергетическом федеральном и региональном ртищах.

В экономике известна функция полезности двух благ в определенных количествах, которой соответствуют различные кривые (прямые) безразличия [1]. По аналогии с экономической теорией, функцию полезности для комбинированного производства электрической и тепловой энергии на ТЭЦ запишем в виде:

$$U = \Sigma Z_{ТЭЦ} + \Pi_{ТЭЦ} = T_{Э} Q_{omn} + T_{Т} Q_{omn}, \quad (1)$$

где $\Sigma Z_{ТЭЦ}$ - сумма общих затрат на ТЭЦ, включая затраты на топливо и другие материалы, на амортизацию, зарплату персонала ТЭЦ,

затраты на транспорт, текущий ремонт и прочие затраты (страхование, пенсионный фонд и т.д.); $\Pi_{ТЭЦ}$ - прибыль ТЭЦ включает: инвестиции на развитие производства, социальное развитие, дивиденды, налоги, уплату процентов по кредитам, плату за превышение загрязнений окружающей среды, отчисления в резервный и другие фонды; $T_{\mathcal{E}}$ - тариф на электроэнергию; T_T - тариф на тепловую энергию; \mathcal{E}_{omn} - отпущенная электроэнергия; Q_{omn} - отпущенная теплота потребителю.

Из формулы (1) тарифы на продукцию можно выразить:

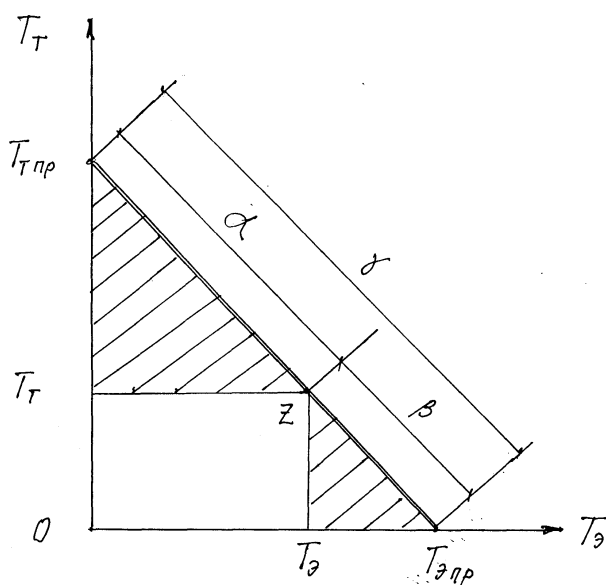
$$T_{\mathcal{E}} = \frac{U - T_T Q_{omn}}{\mathcal{E}_{omn}}; \quad T_T = \frac{U - T_{\mathcal{E}} \mathcal{E}_{omn}}{Q_{omn}}. \quad (2)$$

Для построения параметров функции полезности U в координатах $T_{\mathcal{E}}$ и T_T найдем предельные (максимальные) значения тарифов $T_{\mathcal{E} np}$ и $T_T np$. При этом условно предельный тариф на электроэнергию вычисляется в случае бесплатного отпуска теплоты потребителю ($T_T = 0$), а предельный тариф на теплоту - при бесплатном отпуске электроэнергии ($T_{\mathcal{E}} = 0$).

Из (2) предельные тарифы определяются:

$$T_{\mathcal{E} np} = \frac{U}{\mathcal{E}_{omn}}; \quad T_T np = \frac{U}{Q_{omn}}. \quad (3)$$

Графически параметры функции полезности в координатах $T_{\mathcal{E}}$ и T_T имеют вид, показанный на рисунке.



Соотношения тарифов на продукцию ТЭЦ

На прямой линии (гипотенуза треугольника γ) функции U находится множество точек Z , соответствующих соотношению

тарифов на электрическую и тепловую энергию. Точка Z делит гипотенузу γ на части α и β).

Известны различные математические пропорции деления отрезка на части:

- среднеарифметическая $Z = 0,5(\alpha + \beta)$;
- геометрическая $Z = \sqrt{\alpha \cdot \beta}$;
- золотого сечения: $\alpha + \beta = \gamma$ и $\alpha/\beta = \beta/\alpha$ [2].

Решая совместно два уравнения пропорции золотого сечения получим: при $\gamma = 1$; $\alpha = \beta^2$; $\beta^2 + \beta - 1 = 0$, откуда $\beta = (\sqrt{5} - 1)/2 = 0,618$; $\alpha = 0,382$ [2].

Определим зависимость тарифов $T_{\text{Э}}$ и T_T функции полезности U от значений отрезков α и β .

Из подобия заштрихованных треугольников (см. рис.) находим $T_{\text{Э}}$ и T_T , как отношение катетов к их гипотенузам.

Из нижнего (меньшего) заштрихованного треугольника:

$$\frac{T_{\text{Э} \text{ np}} - T_{\text{Э}}}{T_{\text{Э}}} = \frac{\beta}{\alpha},$$

откуда после преобразований при $\alpha + \beta = \gamma = 1$ получим:

$$T_{\text{Э}} = \alpha T_{\text{Э} \text{ np}}. \quad (4)$$

Для верхнего (большого) заштрихованного треугольника

$$\frac{T_T \text{ np} - T_T}{T_T} = \frac{\alpha}{\beta},$$

откуда после преобразований имеем:

$$T_T = \beta T_T \text{ np}. \quad (5)$$

Для среднеарифметической пропорции $\alpha = \beta = 0,5\gamma$

$$T_{\text{Э}} = 0,5T_{\text{Э} \text{ np}}; \quad T_T = 0,5T_T \text{ np}. \quad (6)$$

Для пропорции золотого сечения:

а) при $\alpha > \beta$ - рынок теплоты

$$T_{\text{Э}} = 0,618T_{\text{Э} \text{ np}}; \quad T_T = 0,382T_T \text{ np}. \quad (7)$$

б) при $\alpha < \beta$ - рынок электроэнергии:

$$T_{\text{Э}} = 0,382T_{\text{Э} \text{ np}}; \quad T_T = 0,618T_T \text{ np}. \quad (8)$$

Коммерческая деятельность действующих ТЭЦ рассмотрена на примере пяти ТЭЦ, входящих в АО-энерго. Краткая характеристика ТЭЦ следующая:

- отопительная (О) ТЭЦ-1 мощностью 55 МВт с параметрами пара 3,5 МПа, 435 °С работает в теплофикационном режиме без конденсационной выработки электроэнергии;

- промышленно-отопительная (ПО) ТЭЦ-2 мощностью 315 МВт имеет две ступени начальных параметров пара 9 МПа, 515 °С и 13 МПа, 555 °С, работает с отборами пара на теплофикацию при минимальных расходах отборного пара на технологию;
- ПО ТЭЦ-3 мощностью 202 МВт имеет две ступени параметров 3,5 МПа, 435 °С и 13 МПа, 555 °С, работает с недогруженными отборами пара на технологические нужды;
- ПО ТЭЦ-4 мощностью 465 МВт с начальными параметрами 13 МПа, 555 °С загружена по теплофикационным отборам и недогружена по промышленным отборам пара;
- О ТЭЦ-5 мощностью 440 МВт с начальными параметрами 13 МПа, 555 °С работает по теплофикационному режиму зимой и с конденсационной выработкой электроэнергии летом.

Эксплуатационные исходные данные по ТЭЦ за 1998 год приведены в таблице 1.

Все ТЭЦ сжигают природный газ по цене 269,6 руб/т.у.т.

Прибыль от продажи продукции для всех рассмотренных ТЭЦ условно принята постоянной и равной 15% от суммарных затрат.

Функция полезности, рассчитанная по формуле (1) для указанных ТЭЦ будет различной, так для ТЭЦ-1 $U = 100962$ тыс.руб, а для ТЭЦ-5 $U = 339436$ тыс.руб.

Таблица 1

Исходные данные ТЭЦ за 1998 г.

Наименование	ТЭЦ-1	ТЭЦ-2	ТЭЦ-3	ТЭЦ-4	ТЭЦ-5
Тип ТЭЦ	О	ПО	ПО	ПО	О
Электрическая мощность ТЭЦ $N_{э}$, МВт	55	315	202	465	440
Начальные параметры пара					
- давление p_0 , МПа	3,5	9:13	3,5:13	13	13
- температура t_0 , °С	435	515:555	435:555	555	555
Отпущенная электрическая энергия $\mathcal{E}_{отп}$, млн. кВт ч	219,9	856,2	604,6	1327,2	1757,5
Отпущенная теплота $Q_{отп}$, тыс. Гкал	968,7	1939,3	1405,2	2730,2	2135,5
Суммарный расход топлива $B_{ТЭЦ}$, тыс. т.у.т.	218,4	605,0	435,7	925,0	818,1
Затраты на топливо $\mathcal{Z}_{ТЭЦ}^T$, тыс. руб.	58954	163301	117602	249657	220806
Условно-постоянные затраты $\mathcal{Z}_{ТЭЦ}^{УП}$, тыс. руб.	28840	84644	79348	145847	74356

Суммарные затраты ТЭЦ, $Z_{ТЭЦ}$, тыс. руб.	87794	247945	196951	395504	295162
Прибыль ТЭЦ $\Pi_{ТЭЦ}$, тыс. руб.	13168	37191	29542	59325	44274
Функция полезности U , тыс. руб.	100962	285136	226492	454829	339436

Примечание: О - отопительная ТЭЦ
ПО - промышленно-отопительная ТЭЦ

Тарифы продукции для ТЭЦ, рассчитанные по формулам (3-8) в зависимости от принятой математической пропорции (среднеарифметической или золотого сечения), приведены в таблице 2. Как видно из таблицы 2, тарифы на продукцию для различных ТЭЦ изменяются в зависимости от методики их расчета. Причем метод расчета тарифов по среднеарифметической пропорции соответствует методу ОРГРЭС [3].

По методу золотого сечения рассмотрены два случая оценки тарифов на продукцию ТЭЦ:

- случай $\alpha > \beta$ соответствует тепловому рынку (ближе к эксергетическому методу), когда вся экономия топлива от теплофикации относится на производство теплоты;
- случай $\alpha < \beta$ соответствует электрическому рынку (ближе к физическому методу), когда вся экономия топлива от теплофикации относится на производство электроэнергии.

Таблица 2

Тарифы на продукцию ТЭЦ

Наименование	ТЭЦ-1	ТЭЦ-2	ТЭЦ-3	ТЭЦ-4	ТЭЦ-5
Метод ОРГРЭС ($\alpha = \beta = 0,5$)					
Тариф на электроэнергию $T_{э}$, руб/МВт ч	229,56	166,51	187,31	171,35	96,57
Тариф на теплоту $T_{т}$, руб/Гкал	52,11	73,515	80,59	83,29	79,47
Метод золотого сечения					
1. Рынок теплоты ($\alpha = 0,618$; $\beta = 0,382$)					
Тариф на электроэнергию $T_{э}$, руб/МВт ч	283,739	205,81	231,5	211,79	119,36
Тариф на теплоту $T_{т}$, руб/Гкал	39,813	56,17	61,57	63,64	60,72
2. Рынок электроэнергии ($\alpha = 0,382$; $\beta = 0,618$)					
Тариф на электроэнергию $T_{э}$, руб/МВт ч	175,386	127,22	143,1	130,91	73,78
Тариф на теплоту $T_{т}$, руб/Гкал	64,41	90,86	99,61	102,95	98,23

Коммерческая эффективность действующих ТЭЦ на энергетическом рынке по продаже продукции сопоставляется с конкурирующими источниками раздельной схемы (КЭС) на оптовом рынке ФОРЭМ, а на региональном рынке теплоты с районными или местными котельными.

Выигрыш (системный доход) от продажи продукции ТЭЦ на рынках рассчитываем по формулам:

- системный доход от продажи электроэнергии:

$$D_{\text{Э}} = (T_{\text{Э ФОРЭМ}} - T_{\text{Э}}) / \mathcal{E}_{\text{омн}} \quad (9)$$

- системный доход от продажи теплоты:

$$D_{\text{Т}} = (T_{\text{Т РК}} - T_{\text{Т}}) / Q_{\text{омн}} \quad (10)$$

где $T_{\text{Э ФОРЭМ}}$ - тариф электроэнергии на ФОРЭМ;

$T_{\text{Т РК}}$ - тариф теплоты на региональном рынке котельных.

Суммарный системный доход от продажи продукции ТЭЦ составит:

$$D = D_{\text{Э}} + D_{\text{Т}} \quad (11)$$

Как пример, примем тариф электроэнергии на ФОРЭМ $T_{\text{Э ФОРЭМ}} = 150$ руб/МВтч, а тариф на теплоту котельных: новых $T_{\text{Т РК}}^H = 100$ руб/Гкал; для старых $T_{\text{Т РК}}^C = 200$ руб/Гкал.

Результаты расчета суммарного (системного) дохода от продажи продукции рассмотренных ТЭЦ по различным методам оценки тарифов сведены в таблицу 3.

Таблица 3
Системный доход от продажи продукции ТЭЦ

Наименование	ТЭЦ-1	ТЭЦ-2	ТЭЦ-3	ТЭЦ-4	ТЭЦ-5
1	2	3	4	5	6
Системный доход по электроэнергии $D_{\text{Э}}$, млн. руб					
1. Метод ОРГРЭС ($\alpha = \beta = 0,5$)	-17,5	-14,14	-2,56	-23,33	+93,9
2. Метод золотого сечения а) рынок теплоты ($\alpha = 0,618$; $\beta = 0,382$)	-29,61	-47,78	-49,28	-81,99	+53,85
б) рынок электроэнергии ($\alpha = 0,382$; $\beta = 0,618$)	-5,7	+19,51	+4,17	+25,34	+133,96
Системный подход по теплоте $D_{\text{Т}}$, млн. руб					
1. Метод ОРГРЭС ($\alpha = \beta = 0,5$) $D_{\text{Т}}^H / D_{\text{Т}}^C$	46,39	51,36	27,27	45,6	43,83

	143,26	245,29	167,79	318,62	257,38
Суммарный системный доход	28,89	37,23	4,72	17,27	137,74
D^H / D^C	125,76	231,15	145,24	290,29	351,29
2. Метод золотого сечения					
а) рынок теплоты ($\alpha = 0,618$; $\beta = 0,382$)	58,30	85,0	54,0	99,27	148,12
D_T^H / D_T^C	155,2	278,9	194,5	372,29	297,43
Суммарный системный доход	28,89	37,22	4,72	17,27	137,74
D^H / D^C	125,76	231,13	145,24	290,29	351,29
б) рынок электроэнергии ($\alpha = 0,382$; $\beta = 0,618$)	34,47	17,71	0,548	-8,054	3,78
D_T^H / D_T^C	131,35	211,65	141,07	264,96	217,33
Суммарный системный доход	28,89	37,22	4,72	17,28	137,74
D^H / D^C	125,76	231,15	145,24	290,29	351,29
Место коммерческой эффективности ТЭЦ	V	III	IV	II	I

Примечание: D_T^H , D_T^C - системный подход от продажи теплоты в сравнении с тарифами новых и старых котельных: (+) – доход; (-) – убыток

Из таблицы 3 следует, что суммарный системный доход от продажи продукции ТЭЦ на рынке ФОРЭМ и региональном рынке не зависит от методики расчета тарифов на конкретной ТЭЦ, т.к. взаимосвязь тарифов на электроэнергию и теплоту определяются по единой для данной станции функции полезности.

Для ТЭЦ отличающихся типом оборудования, мощностью, начальными параметрами пара, режимом работы и количеством отпускаемой продукции для потребителей, величина функции полезности, а также суммарный системный доход будут различными.

Например, для ТЭЦ-1 по любой методике расчета тарифов продукции станции продажа электроэнергии на оптовом рынке ФОРЭМ убыточна, а для ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4 убыток от продажи электроэнергии возникает при расчетах тарифов по методу золотого сечения при $\alpha > \beta$ соответствующему рынку теплоты.

Для ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4 системный доход от продажи тепловой энергии на региональном рынке котельных положительный и перекрывает убыток от продажи электроэнергии на рынке ФОРЭМ.

Только ТЭЦ-5 имеет положительный суммарный системный доход как от продажи электроэнергии на рынке ФОРЭМ, так и от продажи теплоты на региональном рынке вне зависимости от принимаемых методик расчета тарифов на продукцию ТЭЦ.

По результатам суммарного системного дохода можно ранжировать конкурентоспособность ТЭЦ входящих в АО-энерго. Так согласно данным таблицы 3, ТЭЦ-5 занимает первое место по коммерческой эффективности, она имеет современное оборудование (турбины Т-110-130, котлы ТГМЕ-464) и работает по экономичному теплофикационному режиму с высокими технико-экономическими показателями. В тоже время отопительная ТЭЦ-1 имеет неэффективное оборудование на средние начальные параметры пара малой мощности и, несмотря на теплофикационный режим работы, занимает последнее место среди рассмотренных ТЭЦ по коммерческой эффективности.

Федеральные (ФЭК) и региональные (РЭК) энергетические комиссии не всегда принимают согласованные решения по оценке тарифов. Так, тарифы РЭК в рассмотренной АО-энерго выше тарифов ФЭК на рынке ФОРЭМ в результате дополнительных затрат на посредников при транспорте и распределении электрической и тепловой энергии, отпускаемой от ТЭЦ. Например, тарифы РЭК в 1998 году в АО-энерго составили по электроэнергии руб/МВт-ч, а по теплоте руб/Гкал.

Сравнивая тарифы на продукцию рассмотренных ТЭЦ по таблице 2 с тарифами РЭК, следует отметить, что тогда все действующие ТЭЦ будут иметь положительный системный доход от продажи продукции на региональном рынке. Такое положение свидетельствует о несовершенстве действующего в настоящее время порядка регулирования тарифов [3].

На основании приведенных выше исследований для убыточных ТЭЦ следует решить вопрос о разработке мероприятий по повышению коммерческой эффективности станции путем их модернизации, реконструкции и технического перевооружения. Например, необходимо шире внедрять малозатратные технологии модернизации ТЭЦ [4], провести в ближайшее время реконструкцию ТЭЦ по газотурбинной технологии, увеличить потребительский рынок электрической и тепловой энергии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Желтякова И.А., Маховикова Г.А., Пузыня Н.Ю.* Цены и ценообразование. Краткий курс. С-Пб.: Издательство «Питер». 1999.
2. *Шевелев И.Ш., Марутаев М.А., Шмелев И.П.* Золотое сечение. Три взгляда на природу гармонии. М.: Стройиздат. 1990.
3. *Денисов В.И.* ТЭЦ на рынках электрической и тепловой энергии/ Электрические станции. 2000. № 7.
4. *Хлебалин Ю.М.* Малозатратные технологии модернизации действующих ТЭЦ//Промышленная энергетика. 2000. № 9.

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПРЕСНИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК НА АЭС С ВВЭР

В.А. Писанец, инженер,
В.А. Хрусталеv, профессор, д.т.н.,
(Саратовский государственный технический университет),
В.Ф. Ермолаев, главный инженер проекта, к.т.н.
(Санкт-Петербургский институт Атомэнергoпроект)

Графики электрической нагрузки энергосистем характеризуются значительной неравномерностью. В этих условиях требование эксплуатации АЭС с постоянной электрической нагрузкой становится препятствием на пути увеличения их доли в установленной мощности и выработке электроэнергии [1].

В то же время относительно высокие капитальные вложения в установленную мощность АЭС и сравнительно низкая топливная составляющая себестоимости энергии обуславливают целесообразность эксплуатации АЭС с максимально возможным использованием установленной мощности. Нельзя пока считать окончательно решенными и вопросы надежности реакторного оборудования при работе его с переменными нагрузками.

Таким образом, имеется противоречие между потребностями энергосистем, условиями максимальной эффективности использования АЭС и их надежностью. Преодоление указанного противоречия возможно посредством эксплуатации парогенерирующего (реакторного) оборудования в базовом режиме и изменения электрической нагрузки в соответствии с нуждами энергосистемы вариацией в широких пределах отборов пара от турбин. Один из путей при этом – использование опреснения морской воды за счет тепла турбин АЭС.

В данной статье рассматривается АЭС с пятиступенчатой опреснительной установкой испарительного типа, оснащенной аппаратами с вынесенной зоной кипения, которая представлена на рис. 1.

Морская вода с температурой $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ проходит через конденсатор турбоустановки, затем поступает на охладитель дистиллята, после которого подается на концевой конденсатор. Затем вода подвергается деаэрированию в вакуумном деаэраторе, подается на регенеративные подогреватели, где подогревается за счет конденсации вторичного пара и направляется в испарительные аппараты. Первая ступень установки получает теплоту из пятого отбора турбины К-1070-60/1500-3 ХТЗ. В остальных ступенях используют в качестве теплоносителя вторичный пар собственной тепловой схемы. Конденсат греющего пара поступает в самоиспарители дистиллята, из которых пар направляется в качестве греющей среды в ступени с одинаковым давлением, а испарившийся дистиллят попадает в самоиспаритель с более низким давлением.

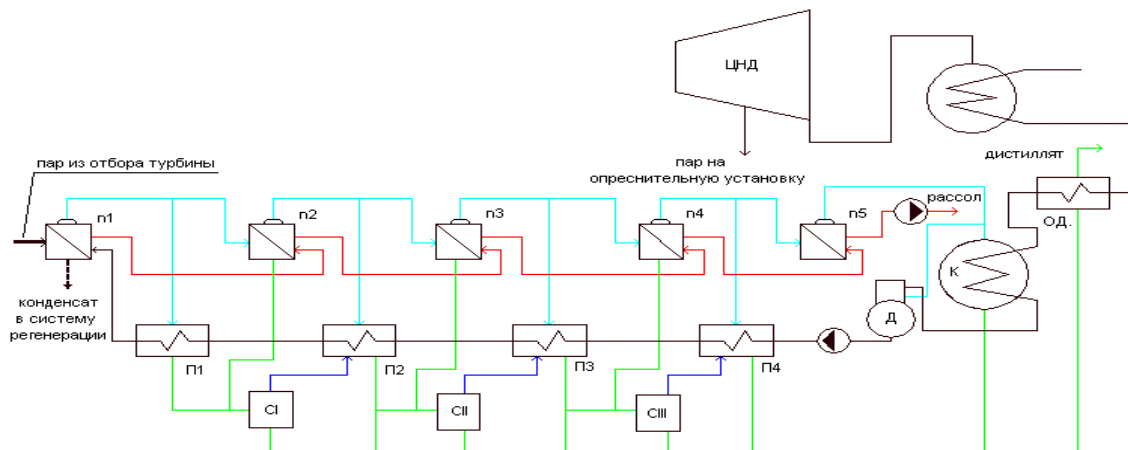


Рис. 1. Схема опреснительной установки

Основные параметры и характеристики опреснительной установки были выбраны следующие. Температура кипения рассола в первом испарителе $t_1=109$ °C. При использовании кристаллических затравок выбранное значение является предельным, так как при более высокой температуре начинается отложение сульфата кальция на поверхность нагрева. Перепад температур на ступень $\Delta t =15$ °C (выбирается исходя из обеспечения надежной циркуляции в испарительном аппарате). Для аппаратов с вынесенной зоной кипения при естественной циркуляции перепад температур должен составлять не менее $10\div 12$ °C [2]. Кратность концентрирования $a=2,7$ (выбрана исходя из рекомендаций в [2]). Температура вторичного пара в последнем аппарате $t_5=49$ °C. Недогрев в подогревателях и конечном конденсаторе $\Delta\tau =4$ °C. Солеосодержание $b = 3,5$ %. Поверхность нагрева испарителей выполнена из нержавеющей стали. Поверхность нагрева подогревателей – конденсаторов выполнена из морской латуни.

Расчет опреснительной установки производился по методике, близкой к изложенной в [2].

Температура кипения рассола в испарителе находится по формуле: $t_i = t_i'' + \delta_i$ (1), где δ_i – температурная депрессия, равная $\delta_i = 0,38 \exp(0,05 + 0,045b_i)$ (2);

$$b_i = \frac{bW}{W - \sum_{j=1}^{j=i} G_j} \quad (3) \quad \text{- концентрация рассола в испарителе, \%};$$

G_j - производительность испарителя по дистилляту; $W = \frac{aG}{a-1}$ (4) - количество морской воды, поступающей на опреснение; a - кратность концентрирования; G - производительность установки по дистилляту.

Коэффициент теплопередачи испарителей принимался по [3], а коэффициент теплопередачи конденсаторов – подогревателей принимался равным $2500 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°C}$.

В составе АЭС были рассмотрены три варианта опреснительной установки разной производительности (456, 912, 1368 кг/с). Для каждого варианта производился расчет тепловой схемы, и определялась электрическая мощность турбоагрегата. Оценка внутреннего относительного КПД турбины проводилась по методике, изложенной в [4].

График зависимости электрической мощности турбоустановки от производительности опреснительной установки представлен на рис. 2.

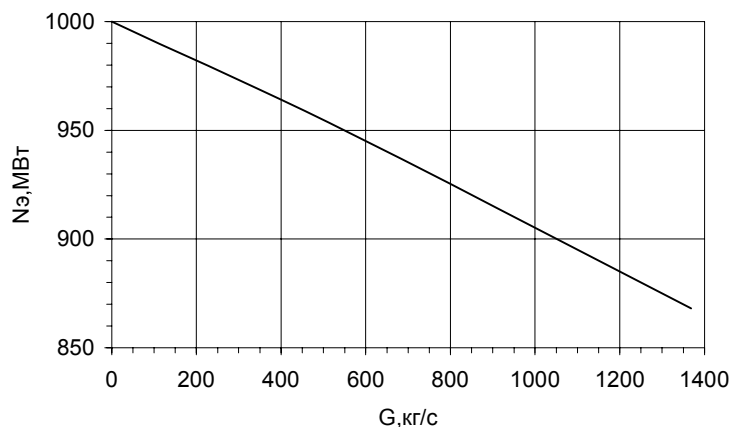


Рис. 2. График зависимости электрической мощности от производительности опреснительной установки

При расчете технико-экономических параметров АЭС с опреснительной установкой распределение расхода топлива между отпускаемой электроэнергией и теплом производилось по современной методике ОРГРЭС [5,6]. Срок службы АЭС составляет 50 лет. Срок службы опреснительной установки 25 лет. Таким образом, в течение всего срока службы АЭС происходит одноразовая замена оборудования опреснительной установки.

Сравнение двухцелевой АЭС с обычной и отдельно работающей водоопреснительной станцией произведено при одинаковых графиках электрических нагрузок. Число часов работы в году было принято равным 8000 ч/год при числе часов использования установленной мощности в обоих вариантах 4000, 4500, 5000 ч/год. Мощность на режиме с пониженной нагрузкой для двухцелевой АЭС определяется по графику, изображенному на рис. 2, в зависимости от производительности опреснительной установки. При сравнении одноцелевой и двухцелевой АЭС мощность на режиме с пониженной нагрузкой выбирается одинаковой в обоих вариантах.

Тариф на вырабатываемый опреснительной установкой дистиллят в предварительном анализе определялся как предельный равноэкономичный по условию равной эффективности одноцелевой АЭС с отдельной станцией опреснения и двухцелевой АЭС. Критерием эффективности служит индекс доходности. Таким образом, предельный тариф на пресную воду рассчитывается по условию одинаковости индекса доходности на одноцелевой и двухцелевой АЭС. Это означает, что при тарифе большем, чем предельный равноэкономичный, производство опресненной воды на АЭС становится выгодным.

Индекс доходности рассчитывается по формуле:

$$ИД = \frac{ЧДД}{K} \quad (5),$$

где $ЧДД = \frac{(P - I - H_{np})}{k_p + E_{диск}} - K$ (6) - чистый дисконтированный доход;

P - выручка от реализации продукции без учета НДС; I - годовые издержки производства без учета отчислений на амортизацию; H_{np} - налог на прибыль; $k_p = 0,00086$ - коэффициент реновации; $E_{диск} = 0,1$ - норма дисконта; K - капиталовложения, равные для одноцелевой станции приведенным капиталовложениям в строительство АЭС $K = k_{np}^{АЭС}$. Для двухцелевой АЭС капиталовложения рассчитываются по формуле:

G

(7), где - капиталовложения в

опреснительную установку (не дисконтируются из-за малого срока строительства опреснительной установки); - капиталовложения в оборудование, подлежащее замене по истечении срока службы опреснительной установки и затраты на его доставку; $=0,05$ - годовой уровень инфляции.

Результаты расчета технико-экономических параметров приведены на рис. 3-5.

Из анализа графиков, показанных на рис. 3, следует:

1. Себестоимость дистиллята слабо зависит от стоимости ядерного топлива. Это обусловлено низкой топливной составляющей в себестоимости тепловой энергии, отпускаемой от АЭС на опреснительную установку.

2. Себестоимость дистиллята незначительно снижается при выборе варианта опреснительной установки с большей производительностью. Это связано со снижением себестоимости тепловой энергии из-за увеличения доли комбинированной выработки.

3. Себестоимость дистиллята значительно снижается при увеличении числа часов работы опреснительной установки в году. Это происходит из-за снижения себестоимости тепловой энергии при увеличении доли комбинированной выработки и из-за снижения доли амортизационной составляющей в себестоимости дистиллята.

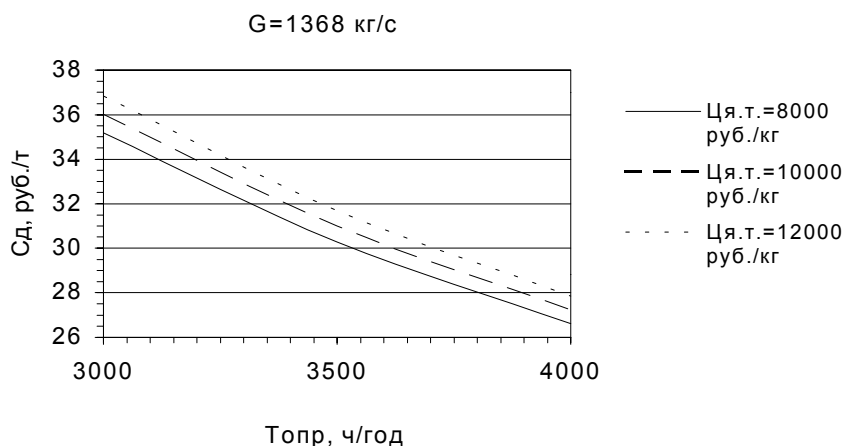
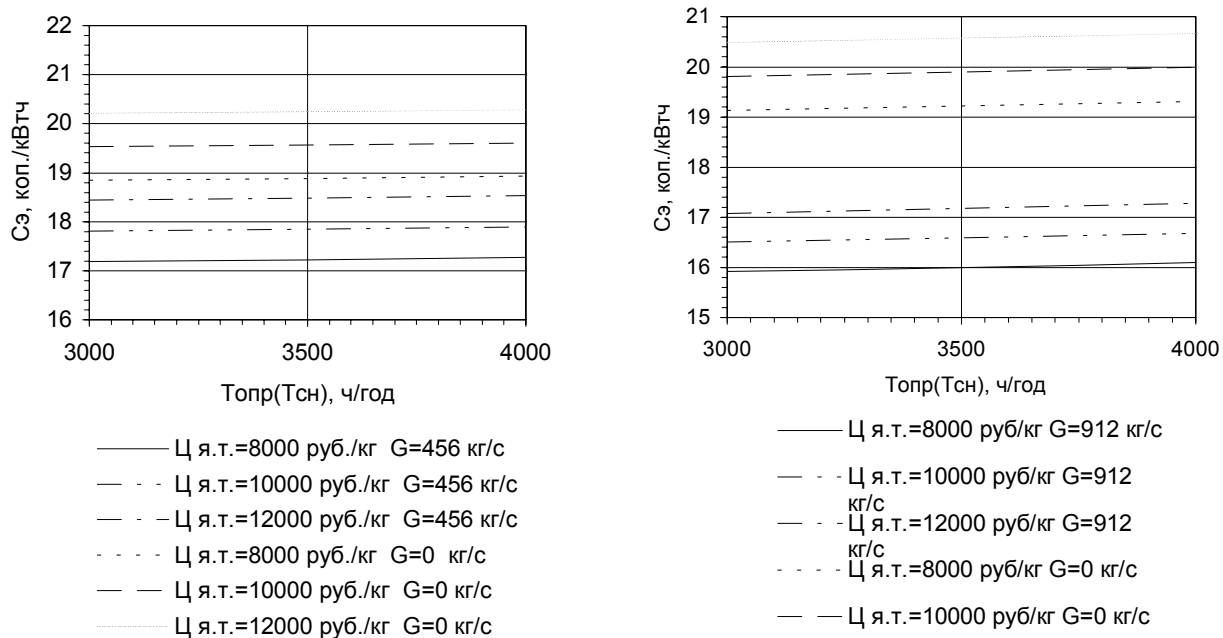


Рис. 3. Изменение себестоимости дистиллята с зависимости от производительности опреснительной установки, числа часов её использования, цены ядерного топлива

На рис. 4 показана зависимость себестоимости электроэнергии от производительности опреснительной установки, от числа часов её использования (T_{opr}) и от цены на ядерное топливо. Так же на этом рисунке приведена зависимость себестоимости электроэнергии, вырабатываемой на одноцелевой электростанции, от цены на ядерное топливо, от числа часов работы ($T_{сн}$) и мощности на сниженной нагрузке.



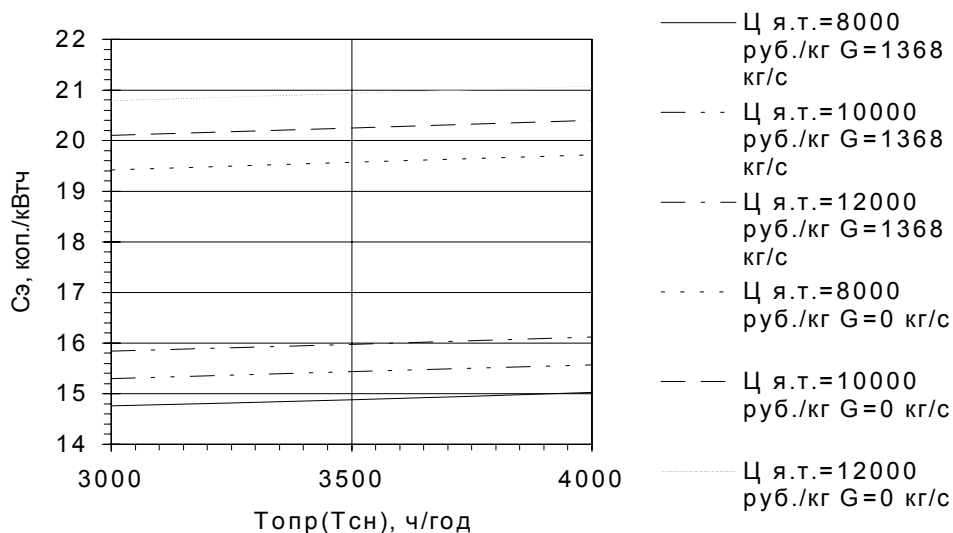


Рис. 4. Сравнение себестоимости электроэнергии на одноцелевой и двухцелевой АЭС

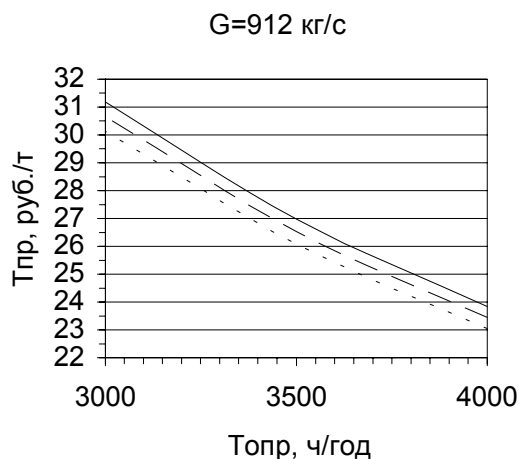
Анализ результатов, приведенных на рис. 4, позволяет сделать вывод: с ростом производительности опреснительной установки - для двухцелевой АЭС (уменьшением мощности на режиме с пониженной нагрузкой для одноцелевой АЭС) возрастает разница между ними в себестоимости выработанной электроэнергии из-за наличия комбинированной выработки.

На рис. 5 приведены графики зависимости предельного равноэффективного тарифа на дистиллят от цены на ядерное топливо, числа часов использования опреснительной установки и её производительности. Из графиков видно, что:

1. Равноэффективный тариф на дистиллят ниже его себестоимости, что обуславливается значительным снижением себестоимости электроэнергии. Таким образом, убыток от продажи дистиллята покрывается выручкой от продажи электроэнергии.

2. С увеличением числа часов работы опреснительной установки величина равноэффективного тарифа снижается, что обусловлено увеличением комбинированной выработки.

С увеличением цены на ядерное топливо равноэффективный тариф падает. Это объясняется повышением эффективности комбинированной выработки.



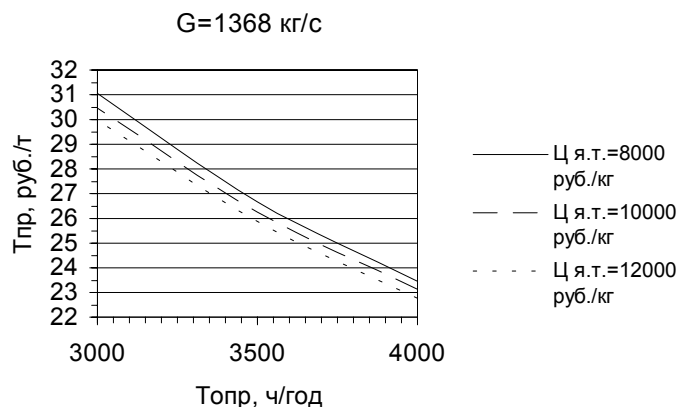


Рис. 5. Значение предельного равноэффективного тарифа

Вывод: себестоимость дистиллята, получаемого на данной опреснительной установке, составляет 29-42 руб./т, что примерно эквивалентно данным по установкам этого типа 0,8-1,9 долл./т [7, 8, 9]. Это объясняется, в основном малым числом часов её использования в году.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Аркадьев Б.А.* Режимы работы турбоустановок АЭС. М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. *Слесаренко В.Н.* Дистилляционные опреснительные установки. М.: Энергия. 1980.
3. *Фейзиев Г.К.* Высокоэффективные методы умягчения, опреснения и обессоливания воды. М.: Энергоатомиздат. 1988.
4. *Трояновский Б. М.* Турбины для атомных электростанций, Изд. 2-е, перераб. и доп. М.: Энергия. 1978.
5. Современная методика расчета показателей тепловой экономичности ТЭС / Астахов Н. Л., Калинов В. Ф., Киселев Г. П., ОАО «Фирма ОРГРЭС» - РАО «ЕЭС России» – МЭИ // Энергетик 1997. № 12.
6. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования.
7. Perspectives of sea water desalination in Algeria: the Oran desalination project / Tatah B. // Nucl. Desalinat. Sea Water: Proc. Int. Symp., Taejon, 26-30 May, 1997.-Vienna, 1997. С. 99-110.
8. The economics of nuclear desalination in Egypt / Megahed M. M.,Nassan A. S. // Nucl. Desalinat. Sea Water: Proc. Int. Sym., Taejon, 26-30 May, 1997.-Vienna, 1997. С. 473-482.

9. Integration of nuclear energy and desalination systems / Kupits J. // Nucl. Desalinat. Sea Water: Proc. Int. Symp., Taejon, 26-30 May, 1997.-Vienna, 1997. C. 147-159.

УДК 621.311.22:697.34

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЗДАНИЯ СОБСТВЕННЫХ БЛОК-ТЭЦ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

П.Г. Антропов, доцент, к.т.н.

(Саратовский государственный технический университет)

Кризисные явления в экономике России остановили ввод новых крупных промышленных ТЭЦ и в ближайшее время их строительство вряд ли возможно. Положение усугубляется еще и тем, что традиционные схемы теплоэнергоснабжения предприятий от существующих ТЭЦ, выработавших свой ресурс, оказываются малоэффективными.

Несоответствие параметров отбора турбин требуемым по технологии приводит к необходимости каскадного дросселирования технологического пара уже на самом предприятии, что в конечном итоге увеличивает пережог топлива. Низкая надежность значительно постаревших систем транспорта теплоты способствует увеличению затрат на их ремонт и обслуживание, а также содержанию резерва тепловых мощностей. Острота энергетического кризиса притупляется лишь значительным сокращением теплопотребления в промышленности вследствие значительного спада производства.

Вместе с тем, предприятия топливного комплекса подверглись кризисным явлениям в меньшей степени. К настоящему времени они накопили собственные средства для снижения энергетической зависимости от энергосистемы. Создание собственных блок-ТЭЦ и котельных обеспечивает им удешевление потребляемой энергии.

Несмотря на то, что создание собственных источников тепловой и электрической энергии на предприятиях дает энергосистемам передышку и возможность провести реконструкции и перераспределить потоки энергии, одновременно происходит отток платежеспособных потребителей. Кроме того, децентрализация энергоисточников приводит к увеличению общего потребления топлива в системе, ухудшению экологической обстановки в районах размещения.

Экспертные расчеты эффективности собственных блок-ТЭЦ, котельных и районных паротурбинных ТЭЦ зачастую оказываются поверхностными и отражают лишь ведомственные интересы на ближайшую перспективу. Не учитываются основные факторы

взаимовлияния самостоятельных источников и энергосистем: графики энергопотребления, надежность и безопасность элементов и схем, экологическая обстановка, инвестиционная привлекательность, перераспределение трудовых ресурсов и т. д. Более объективную оценку дает системный подход к анализу эффективности теплоэнергоснабжения предприятия от собственных источников. Аналитическая часть сравнительного анализа должна быть дополнена экологическим анализом работы предприятия, так как именно на его прибыли сказывается надежность, безопасность и стоимость теплоэнергоснабжения.

В сложившейся ситуации рассматриваются два альтернативных варианта развития теплоэнергоснабжающих систем. Первый – это проведение реконструкции действующей районной ТЭЦ, а второй – создание собственной блок-ТЭЦ на промпредприятии и использование мощностей ТЭЦ в качестве резервных. При сравнении вариантов соблюдаются условия сопоставимости по графикам технологического и коммунально-бытового теплотребления, надежности и безопасности, воздействию на окружающую среду и социальному эффекту. В этом случае используется критерий системной сравнительной эффективности вариантов энергоснабжения. Он представляет собой сумму сравнительных эффектов, достигаемых на районной ТЭЦ и на предприятии при первом и втором вариантах развития системы. Составляющие сравнительного эффекта учитывают изменения системной экономии топлива, затрат на ремонт и обслуживание сетей и оборудования, затрат по топливо-обеспечению, по водоподготовке, по обеспечению надежности. Величина системной экономии топлива определяется для каждого из вариантов по сравнению с отдельной схемой теплоэнергоснабжения (КЭС и новая производственная котельная).

Наибольшую эффективность для предприятий нефтехимии и нефтепереработки обеспечивают ГТУ-ТЭЦ, тепловая схема которых включает газовую турбину и котел-утилизатор, оборудованный дожигательным устройством. Это объясняется требованиями высоких параметров технологического пара, что уменьшает возможность комбинированной выработки электроэнергии паровой турбиной в схеме ПГУ-ТЭЦ. Снижение технологического паропотребления на районной ТЭЦ компенсируется за счет увеличения доли отопительных нагрузок и горячего водоснабжения при перераспределении коммунально-бытовых потребителей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Джиовандо К.Э.* Теплоэлектроцентраль на нефтезаводском газе// *Мировая электроэнергетика.* 1998. №3.
2. *Андрющенко А.И.* Методика термодинамической оптимизации парогазовых теплофикационных установок // *Изв. Вузов. Проблемы энергетики.* 1999. №7-8.

где ΔD – расход пара в отборе, кг/с; $i_0, i_{отб}$ – энтальпии свежего пара и пара в отборе, кДж/кг; $k_r = 1,10 \div 1,20$ – коэффициент, учитывающий увеличение мощности за счет регенеративного подогрева конденсата; $\eta_{эм} = 0,98$ – электромеханический КПД турбины; h – число часов использования отбора; Δb_3 – разность удельных расходов условного топлива на выработку электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам, г/кВт·ч.

Величина экономии топлива за счет получения дополнительной электрической мощности на тепловом потреблении зависит от всей совокупности тепловых потоков разного потенциала, отпускаемых от ТЭЦ, как для целей отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, так и для обеспечения тепловой технологической нагрузки промышленных предприятий. Именно совместное комбинированное использование различных тепловых потоков позволяет получить максимальную выгоду от теплофикации.

Технологическая нагрузка промышленно-отопительных ТЭЦ имеет существенную суточную, недельную и годовую неравномерность. Производственные отборы теплофикационных турбин ТЭЦ как в течение года, так и в течение суток имеют такие режимы работы, когда их нагрузка значительно снижается [1]. Наш анализ показал, что потребление пара, отпускаемого от Ульяновской ТЭЦ-1 для технологических нужд промышленных предприятий, также имеет значительную суточную неравномерность.

Изменение структуры покрытия тепловых нагрузок на ТЭЦ в сторону увеличения использования избытков пара с давлением 0,6-1,3 МПа для покрытия отопительной нагрузки приводит к рационализации режимов работы энергетических паровых котлов, вытеснению неэкономичных и ненадежно работающих пиковых водогрейных котлов, увеличению выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Выполненный авторами анализ суточной технологической нагрузки Ульяновской ТЭЦ-1 показал, что имеется возможность использования технологического пара для целей теплофикации, для чего целесообразно наряду с пиковыми водогрейными котлами иметь на ТЭЦ специальные пиковые сетевые подогреватели (рис. 1).

Для анализа возможности использования технологического пара в целях обеспечения отопительной нагрузки нами применен графо-аналитический метод, сущность и новизна которого заключаются в наложении графиков коммунально-бытовой и технологической нагрузок ТЭЦ. На рис. 2 изображены графики коммунально-бытовой (вверху) и технологической (внизу) нагрузок по продолжительности для случая, когда максимальная присоединенная производственная нагрузка $Q_{прм}$ равна величине суммарной мощности производственных отборов $\Sigma Q_{по}$.

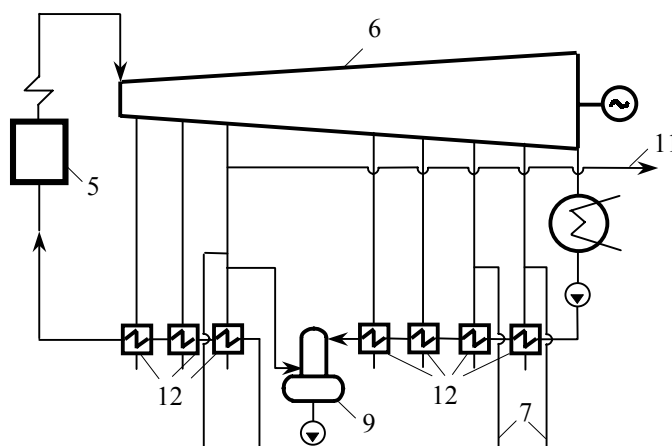


Рис. 1. Схема ТЭЦ с пиковыми сетевыми подогревателями, подключенными к производственному отбору турбины, и пиковыми водогрейными котлами: 1 - пиковый водогрейный котел; 2, 3 - подающий и обратный трубопроводы теплосети; 4 - сетевой насос; 5 - энергетический котел; 6 - теплофикационная турбина; 7 - отопительные отборы пара; 8 - сетевые подогреватели; 9 - деаэратор повышенного давления; 10 - пиковый сетевой подогреватель; 11 - трубопровод технологического пара; 12 - регенеративные подогреватели

Совместный анализ этих графиков показывает, что за счет суточной и сезонной неравномерности технологической нагрузки определенное количество теплоты, которое в течение отопительного сезона (около 5000 часов) могло быть отпущено потребителю, остается полностью неиспользованным. Количество неиспользованной теплоты на рис. 2 (внизу) выражено площадью 1-2-3, где линия 1-2 соответствует максимальной присоединенной производственной нагрузке, а линия 2-3 соответствует началу отопительного сезона. При наложении площади 1-2-3 на график коммунально-бытовой нагрузки (вверху) видно, что часть неиспользованного тепла $Q_{пб}$ может быть использована для целей теплофикации. На рис. 2 (вверху) доля используемой теплоты технологического пара на теплофикационные нужды при $\alpha_{ТЭЦ}=0,5$ соответствует площади 1-4-5 с двойной штриховкой.

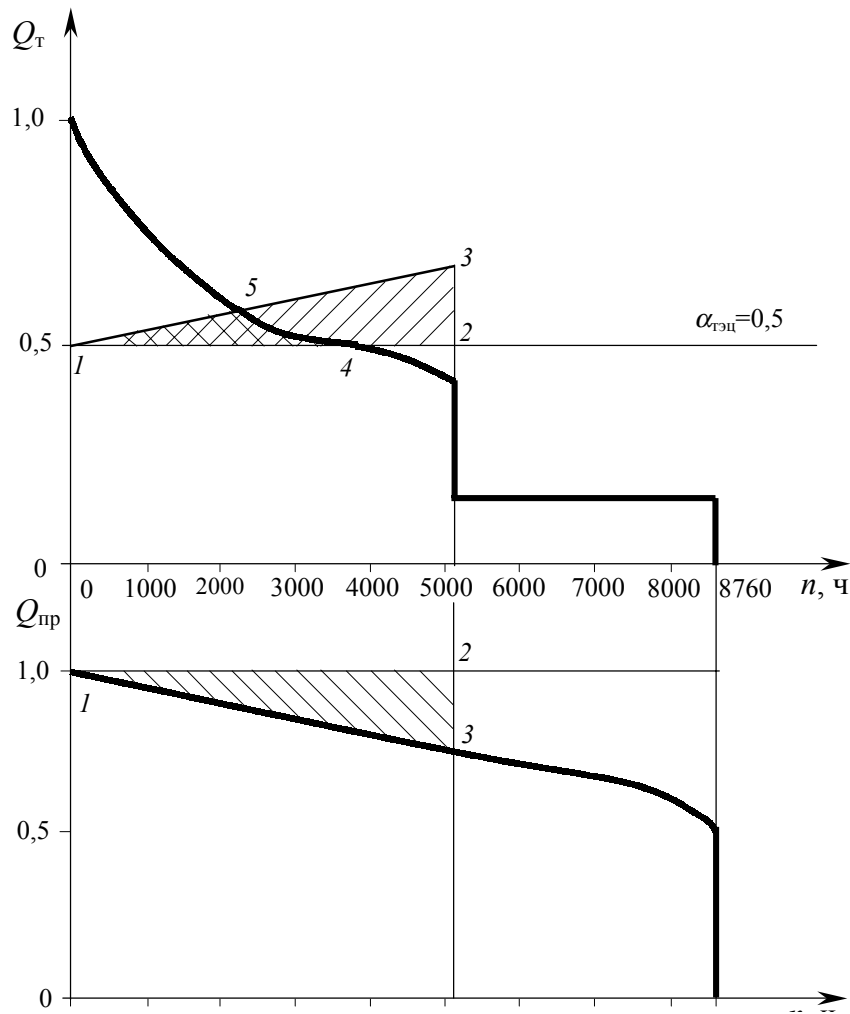


Рис. 2. Графики коммунально-бытовой и технологической нагрузок по продолжительности при условии $Q_{\text{прм}} = \Sigma Q_{\text{по}}$

Величина $Q_{\text{пб}}$ определяется целым рядом факторов, основные из которых:

- число часов использования максимума n_m присоединенной производственной нагрузки $Q_{\text{пр}}$;
- отношение между максимальной присоединенной теплофикационной нагрузкой $Q_{\text{тм}}$ и максимальной присоединенной технологической нагрузкой $Q_{\text{прм}}$;
- соотношение между суммарной мощностью производственных отборов $\Sigma Q_{\text{по}}$ и величиной $Q_{\text{пр}}$;
- проектный коэффициент теплофикации $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$;
- продолжительность отопительного сезона.

По данным докризисного периода для Ульяновской ТЭЦ-1 число часов использования максимума присоединенной нагрузки $n_m = 5644$ ч/год, максимальная присоединенная технологическая нагрузка $Q_{\text{прм}} = 178,4$ МВт (153,4 Гкал/ч), а максимальная присоединенная теплофикационная нагрузка $Q_{\text{тм}} = 976,9$ МВт (840 Гкал/ч). Отношение этих величин $Q_{\text{прм}}/Q_{\text{тм}} = 0,183$. Продолжительность отопительного периода для климатических условий г. Ульяновска составляет 5112 ч (213 суток) [2].

Будем считать, что максимальная присоединенная технологическая нагрузка $Q_{\text{прм}}$ равна суммарной мощности производственных отборов за вычетом теплоты на собственные нужды, т.е. $Q_{\text{прм}} = \Sigma Q_{\text{по}} - Q_{\text{сн}}$.

По формуле (1) определяем коэффициент теплофикации $\alpha_{\text{тэц}}$ для реальных условий эксплуатации ТЭЦ-1 $\Sigma Q_{\text{от}} = 525,7$ МВт (452 Гкал/ч), соответственно коэффициент теплофикации $\alpha_{\text{ТЭЦ}} = 0,538$. При изменении величины $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ изменяется и доля используемого тепла $Q_{\text{пб}}$. Используя графики технологической и коммунально-бытовой нагрузок по продолжительности, аналогичные рис. 2, но построенные в масштабе для реальных условий работы Ульяновской ТЭЦ-1, определяем графоаналитическим методом долю тепла из производственных отборов для целей теплофикации при различных значениях коэффициента $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$.

В результате расчетов получена зависимость $\gamma = f(\alpha_{\text{ТЭЦ}})$, которая показана на рис. 4. Относительная тепловая нагрузка пикового сетевого подогревателя γ представляет собой отношение действительной нагрузки $Q_{\text{пб}}$ к количеству теплоты $Q_{\text{год}}$, отпущенному на коммунально-бытовые нужды за весь год $\gamma = Q_{\text{пб}}/Q_{\text{год}}$. Для Ульяновской ТЭЦ-1 $Q_{\text{год}} = 839,1 \cdot 10^4$ ГДж ($200,4 \cdot 10^4$ Гкал).



Рис. 3. График зависимости относительного количества теплоты, отпускаемого из производственного отбора на пиковый сетевой подогреватель, от коэффициента теплофикации

Полученная зависимость $\gamma = f(\alpha_{\text{ТЭЦ}})$ аппроксимирована с коэффициентом достоверности 0,99 следующим полиномом:

$$\gamma = -3,939\alpha_{\text{ТЭЦ}}^4 + 8,859\alpha_{\text{ТЭЦ}}^3 - 7,132\alpha_{\text{ТЭЦ}}^2 + 2,317\alpha_{\text{ТЭЦ}} - 0,214. \quad (3)$$

По графику или по формуле (3) определяем, что при коэффициенте теплофикации $\alpha_{ТЭЦ}=0,538$ доля технологического пара в покрытии теплофикационной нагрузки $\gamma = 0,0178$, при этом тепловая нагрузка, переданная с пиковых водогрейных котлов на энергетические котлы и пиковый сетевой подогреватель, составит $Q_{пб} = 149360$ ГДж (35670 Гкал). Передавая нагрузку с пиковых водогрейных котлов на пиковый сетевой подогреватель, мы тем самым увеличиваем комбинированную выработку электроэнергии на тепловом потреблении и уменьшаем выработку конденсационным способом, что и обеспечивает экономию топлива. Величину экономии топлива можно оценить по формуле (2), подставив в нее значение ΔD , кг/с, расхода пара производственного отбора на пиковый сетевой подогреватель

$$\Delta D = \frac{Q_{пб}}{(i_{отб} - i_k) \cdot h \cdot 3600}, \quad (4)$$

где $Q_{пб}$ – нагрузка пикового сетевого подогревателя, кДж; i_k – энтальпия конденсата после пикового сетевого подогревателя, кДж/кг.

Для рассматриваемого примера $i_0=3496$, $i_{отб}=2972$, $i_k=758$ кДж/кг, $h=1800$ ч, расход пара на пиковый подогреватель, определенный по формуле (4), $\Delta D = 10,41$ кг/с. Принимая разность удельных расходов топлива на выработку электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам $\Delta b_3 = 250$ г/кВт·ч, по формуле (3) определим экономию условного топлива $\Delta B = 2790$ т в год. При стоимости условного топлива 2000 руб./т экономия денежных средств на ТЭЦ составит 5580 тыс. рублей в год.

Расчет был произведен по докризисным данным работы ТЭЦ. В условиях экономического кризиса из-за спада или перепрофилирования производства использование технологического пара на большинстве производственных предприятий значительно уменьшилось. В связи с этим при $Q_{пр} < \Sigma Q_{по}$ возможность использовать технологический пар увеличивается (рис. 4).

На графике технологической нагрузки (рис. 4, внизу) площадь 1-2-3, соответствует такой же площади на рис. 2, линия 6-7, обозначающая максимальную мощность производственных отборов, проходит выше линии 1-2, поэтому площадь 1-3-7-6 больше, чем площадь 1-2-3. Наложение площади 1-3-7-6 на график коммунально-бытовой нагрузки (вверху) наглядно показывает, что в пиковый сетевой подогреватель можно подать большее количество теплоты $Q_{пб}$, которое соответствует площади 1-5-4-6 с двойной штриховкой. При наличии достаточного количества технологического пара на ТЭЦ вся пиковая тепловая нагрузка может быть обеспечена в пиковых сетевых подогревателях, что позволит полностью отказаться от применения неэкономичных и ненадежных в эксплуатации водогрейных котлов.

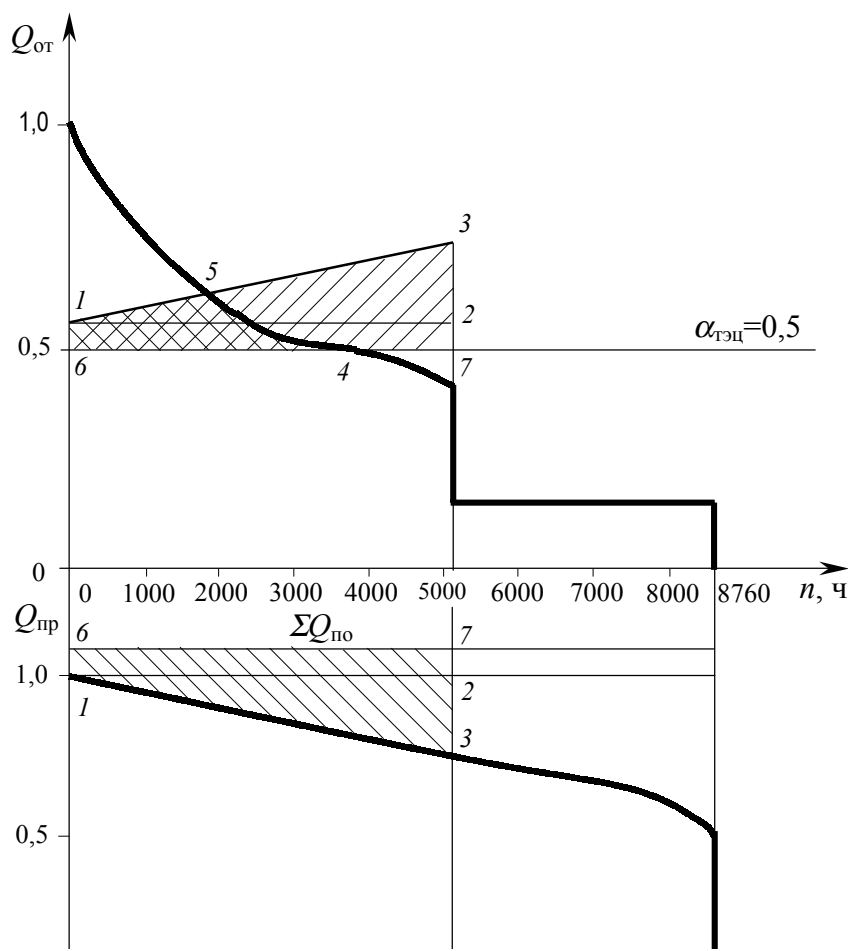


Рис. 4. Графики коммунально-бытовой и технологической нагрузок по продолжительности при условии $Q_{\text{прм}} < \Sigma Q_{\text{по}}$

Передача 149360 ГДж коммунально-бытовой нагрузки с пиковых водогрейных котлов на пиковые сетевые подогреватели, использующие избыток пара производственных отборов турбин, приводит к вытеснению неэкономичных и ненадежно работающих пиковых водогрейных котлов и позволяет сэкономить до 2790 т условного топлива в год за счет увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Следовательно, установка пиковых сетевых подогревателей является эффективным и малозатратным мероприятием, которое существенно повышает надежность и экономичность ТЭЦ.

ВЫВОДЫ

1. С целью определения возможности использования избытков технологического пара для покрытия пиковой тепловой нагрузки систем теплоснабжения предложен графо-аналитический метод совместного анализа графиков коммунально-бытовой и производственной нагрузок промышленно-отопительных ТЭЦ.

2. Применение графо-аналитического метода позволило доказать, что на ТЭЦ целесообразно наряду с пиковыми водогрейными котлами иметь специальный пиковый сетевой подогреватель для использования в нем избытка технологического пара, возникающего из-за неравномерности графиков тепловых нагрузок.

3. В условиях экономического кризиса доля пара производственного отбора на пиковый сетевой подогреватель может быть увеличена, а при наличии достаточного количества технологического пара нужно полностью отказаться от применения неэкономичных и ненадежных водогрейных котлов и всю пиковую тепловую нагрузку обеспечивать в пиковых сетевых подогревателях.

4. В результате анализа графиков нагрузок Ульяновской ТЭЦ-1 получена математическая зависимость, позволяющая определить в относительных единицах количество технологического пара, направляемого на пиковый сетевой подогреватель, в зависимости от значения коэффициента теплофикации.

5. Применение пиковых сетевых подогревателей, использующих излишки пара производственных отборов турбин, для обеспечения пиковой тепловой нагрузки позволяет сэкономить около 0,02 т/ГДж (0,08 т/Гкал) условного топлива за счет увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Голубков Б.Н., Овсянников А.В., Степанян Л.Н. Теплоснабжение промышленных предприятий. – В сб. «Теплофикация СССР». М.: Энергия. 1977.
2. СНиП 2.01.01-82. Строительная климатология и геофизика. М.: Минстрой России. ГП ЦПП. 1996.

УДК 697.34

СТАБИЛИЗАЦИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ МЕСТНЫХ СИСТЕМ ОТОПЛЕНИЯ ПРИ ПЕРЕМЕННОМ РАСХОДЕ ВОДЫ В ТЕПЛОСЕТИ

П.В. Ротов, инженер,
В.И. Шарапов, профессор, д.т.н.,

Э.Я. Ямлеева, инженер
(Ульяновский государственный технический университет)

В связи с энергетическим кризисом все большую актуальность в области теплоэнергетики приобретают вопросы энергосбережения и рационального природопользования.

Для решения этих вопросов необходим тщательный пересмотр и корректировка концепции отечественного теплоснабжения и, в частности, положений, касающихся регулирования тепловой нагрузки систем теплоснабжения, которые были сформулированы в 20-50-е годы минувшего века.

Проведенный нами анализ показал, что перспективным направлением совершенствования систем централизованного теплоснабжения является применение центрального количественного и качественно-количественного регулирования тепловой нагрузки систем теплоснабжения в совокупности с пониженным температурным графиком [1, 2].

При количественном и качественно-количественном регулировании тепловой нагрузки изменяется расход сетевой воды через местные абонентские установки. Поэтому особое значение при переводе систем теплоснабжения на количественное и качественно-количественное регулирование тепловой нагрузки приобретают вопросы автоматизации и гидравлической защиты местных систем теплоснабжения от возникновения в них аварийных режимов.

В отечественной теплоэнергетике широкое распространение получило зависимое присоединение местных отопительных систем потребителей к тепловым сетям, основным преимуществом которого является относительная, по сравнению с независимой схемой, дешевизна исполнения: не требуется установка водо-водяных теплообменников в абонентских установках. Однако зависимая схема имеет и серьезный недостаток - непосредственную гидравлическую связь с тепловыми сетями, накладывающую жесткие ограничения на уровни максимальных и минимальных давлений сетевой воды в подающей и обратной магистралях тепловой сети, определяемые механической прочностью отопительных приборов и высотой присоединенного здания. Поэтому при выборе схемы присоединения местной системы отопления к теплосети необходимо проверять соответствие гидравлических режимов тепловой сети необходимым параметрам на вводе в местный тепловой пункт.

На рис. 1 представлен примерный пьезометрический график теплосети с двумя неавтоматизированными абонентами при переменном расходе сетевой воды в теплосети. Из графика видно, что с изменением расхода сетевой воды в теплосети и, следовательно, с изменением располагаемого напора на станции, гидравлические условия работы абонентов будут изменяться.

Потери напора в сети находятся в квадратичной зависимости от расхода воды в теплосети и определяются по формуле

$$\Delta H_c = S V^2, \quad (1)$$

где S - гидравлическая характеристика сопротивления сети;

V - расход воды в сети.

Из уравнения (1) следует, что потери давления в теплосети изменяются пропорционально изменению расхода сетевой воды: с увеличением расхода потери растут, а с уменьшением – снижаются. Так, потери давления в подающей магистрали при максимальном расходе воды в тепловой сети, которые определяются как разность напоров $H'_{1c} - H'_{1б}$, больше потерь давления в подающей магистрали при пониженном расходе воды в теплосети, которые определяются как разность напоров $H_{1c} - H_{1б}$ (рис. 1).

В соответствии с изменением потерь напора в подающей магистрали тепловой сети будут изменяться потери напора в обратной магистрали, что приведет к изменению располагаемых напоров на абонентских вводах потребителей и гидравлических условий в точках присоединения абонентов к теплосети. Серьезным недостатком известных систем отопления, в которых регулирование тепловой нагрузки осуществляют изменением расхода сетевой воды с помощью индивидуальных или групповых регуляторов отопления, установленных перед отопительными приборами или перед системой отопления [3], является возможность нарушения циркуляции воды в системе отопления при возникновении аварийных гидравлических режимов в обратной магистрали тепловой сети. Например, при максимальном расходе воды в теплосети абонент Б находится в статической зоне непосредственного присоединения (линия 1 на рис. 1), а с изменением располагаемого напора на станции система отопления абонента Б будет опорожняться через обратный трубопровод (линия 2 на рис. 1).

С целью повышения надежности работы систем отопления при переменном расходе сетевой воды в теплосетях в научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» Ульяновского государственного технического университета разработан ряд технических решений по стабилизации гидравлических режимов местных систем отопления при количественном и качественно-количественном регулировании тепловой нагрузки.

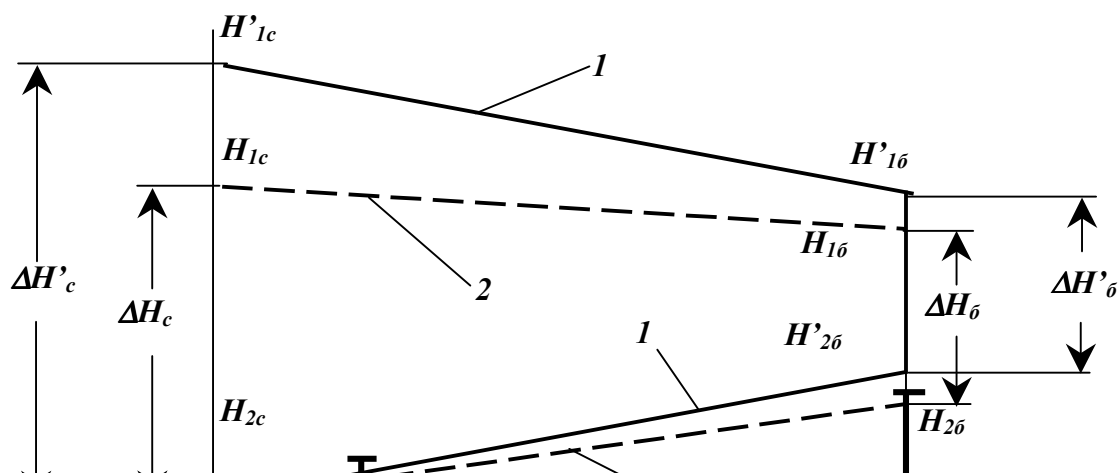


Рис. 1. Примерный пьезометрический график теплосети с двумя абонентами при переменном расходе сетевой воды: 1-линии пьезометрического напора при максимальном расходе воды в теплосети; 2-линии пьезометрического напора при пониженном расходе воды в теплосети; $\Delta H'_c = H'_{1c} - H'_{2c}$ – располагаемый напор на станции при максимальном расходе воды в теплосети; $\Delta H_c = H_{1c} - H_{2c}$ – располагаемый напор на станции при пониженном расходе воды в теплосети; $\Delta H'_6 = H'_{16} - H'_{26}$ – располагаемый напор на вводе абонента Б при максимальном расходе воды в теплосети; $\Delta H_6 = H_{16} - H_{26}$ – располагаемый напор на вводе абонента Б при пониженном расходе воды в теплосети

Особенностью предложенных решений является то, что регулирование тепловой производительности местной системы теплоснабжения производят изменением расхода обратной сетевой воды с помощью регулятора расхода, установленного после системы отопления. На наш взгляд, подобное регулирование наиболее точно отвечает принципам количественного и качественно-количественного регулирования тепловой нагрузки и позволяет создать у всех абонентов тепловой сети необходимую для центрального регулирования пропорциональную разрегулировку систем отопления. Необходимо также отметить, что при установке регулятора расхода перед системой отопления устраняется влияние нагрузки горячего водоснабжения на работу системы отопления, однако расчетный расход сетевой воды в тепловых сетях становится равным сумме расходов на отопление и горячее водоснабжение, что приводит к росту капитальных затрат в тепловые сети. Установка регулятора расхода после системы отопления позволяет свести к минимуму влияние нагрузки горячего водоснабжения на работу системы отопления без значительного увеличения расхода сетевой воды в тепловой сети.

Система отопления с регулированием тепловой нагрузки расходом обратной сетевой воды представлена на рис. 2.

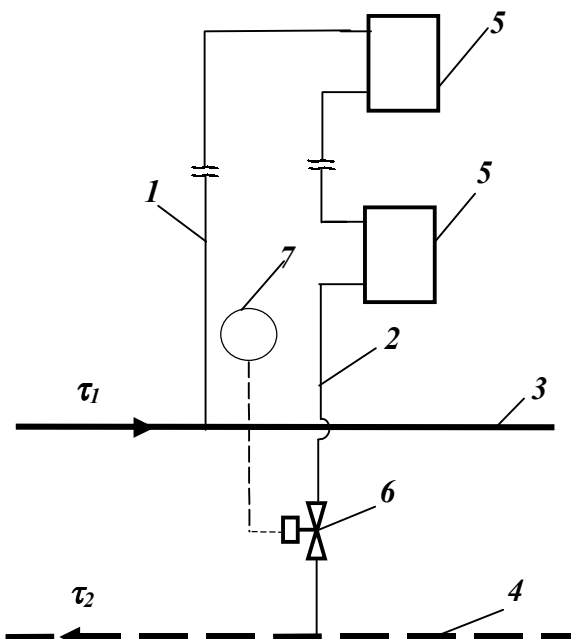


Рис. 2. Система отопления с регулятором расхода на обратном стояке: 1, 2 - подающий и обратный стояки системы отопления; 3,4 - подающая и обратная магистрали тепловой сети; 5 - отопительный прибор; 6 - регулятор расхода;

Преимуществом схемы (рис. 2), является то, что одновременно с регулированием тепловой нагрузки регулятор расхода, установленный после системы отопления, осуществляет гидравлическую защиту системы отопления.

Из графика напоров, представленного на рис. 3, следует, что с изменением расхода воды на абонентский ввод будет изменяться и степень открытия регулирующего клапана, что позволит поддерживать необходимый для нормальной работы системы отопления располагаемый напор. Так, в полностью открытом регулирующем клапане сработается напор, равный $\Delta H'_{pp} = H'_1 - H'_2$. С понижением давления в теплосети регулирующий клапан прикроется и располагаемый напор абонентской установки ΔH уменьшится на величину $\Delta H_{pp} = H_1 - H_2$, превосходящую $\Delta H'_{pp}$.

Предложенная схема системы отопления (рис. 2) применима только в случаях, когда давление сетевой воды в подающей магистрали тепловой сети ни при каких гидравлических условиях работы тепловой сети не превысит максимальное давление, обусловленное механической прочностью отопительных приборов. Поэтому применение такой схемы системы отопления ограничено и возможно в непротяженных тепловых сетях при снабжении теплом от небольших котельных.

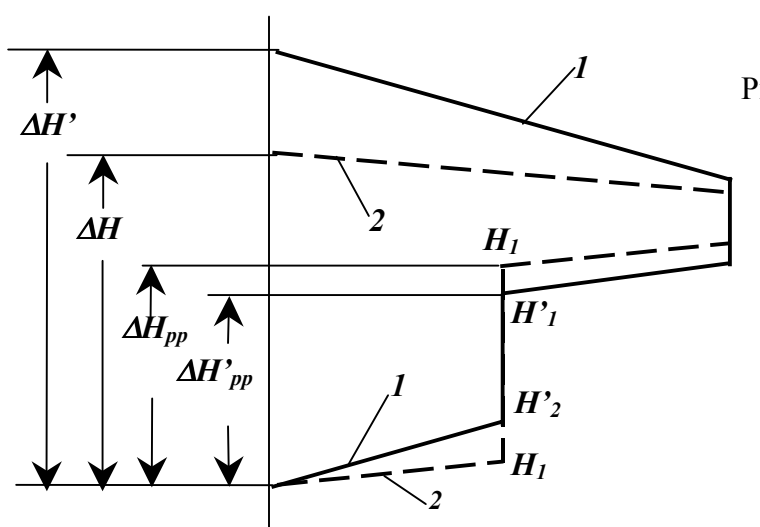


Рис. 3. Примерный пьезометрический график при установке регулятора расхода на обратном стояке: 1- линия напоров при полностью открытом регуляторе расхода; 2- линия напоров при закрытом регулирующем клапане

При центральном количественном и качественно-количественном регулировании отпуска тепла потребителям в крупных системах теплоснабжения давление в подающей магистрали тепловой сети, особенно у абонентов, наиболее близко расположенных к тепловому источнику, может превышать максимально допустимое по условиям механической прочности отопительных приборов давление. В этом случае гидравлическую защиту отопительных приборов системы отопления от превышения давления в подающей магистрали теплосети целесообразно осуществлять путем установки на подающем стояке системы отопления регулятора давления, связанного с датчиком давления в системе отопления (рис. 4).

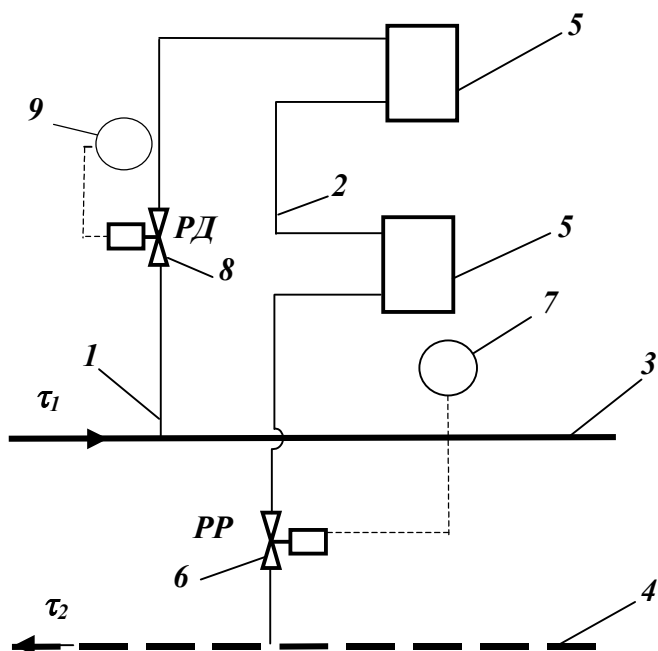


Рис. 4. Система отопления с регулятором давления на подающем стояке и регулятором расхода на обратном стояке: 1-7 обозначения те же, что на рис. 1; 8 - регулятор давления; 9 - датчик давления воды

График напоров абонентской установки с регулятором давления и регулятором расхода представлен на рис. 5. Величины напоров, срабатываемых в регуляторе давления ΔH_{pd} и в регуляторе расхода ΔH_{pp} , будут изменяться в зависимости от давления сетевой воды в подающей и обратной магистралях тепловой сети, что позволит поддерживать необходимый располагаемый напор в системе отопления.

Установка регулятора давления на подающем стояке и регулятора расхода на обратном стояке системы отопления позволяет повысить надежность работы системы отопления и расширить диапазон применения данной схемы, что достигается стабилизацией гидравлических режимов

работы местных систем теплоснабжения при переменном расходе сетевой воды в теплосетях.

При установке приборов автоматического регулирования и гидравлической защиты на абонентском вводе актуальность приобретают вопросы определения гидравлического сопротивления регулирующих клапанов при изменении расхода воды.

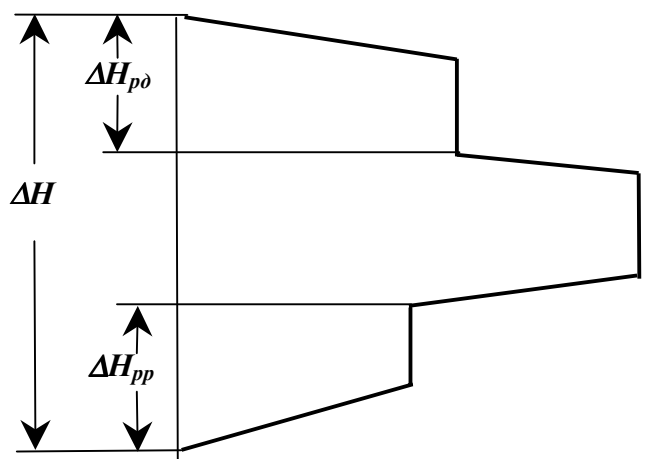


Рис. 5. График напоров абонентской установки с регулятором давления и регулятором расхода

Сопротивление регулирующего клапана может изменяться от минимального значения (при полном открытии клапана) до какого-то максимального значения (при полном закрытии клапана). Минимальное сопротивление регулирующего клапана обратно пропорционально его условной пропускной способности, которая представляет собой расход воды плотностью 1000 кг/м^3 при перепаде давления $0,1 \text{ МПа}$, и описывается следующей зависимостью:

$$S_{\text{мин}} = 10 / K_v^2, \quad (2)$$

где K_v^2 - условная пропускная способность клапана, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Учитывая квадратичную зависимость потерь напора в теплосети от расхода сетевой воды, расход воды через абонентскую установку при полностью открытом клапане может быть представлен в виде [4]:

$$V' = (H'_1 - H'_2)^{0,5} / (S_a + S_{\text{мин}})^{0,5}, \quad (3)$$

где H'_1 - напор перед регулирующим клапаном;

H'_2 - напор после абонентской установки;

S_a - сопротивление абонентской установки;

$S_{\text{мин}}$ - сопротивление регулирующего клапана при полном открытии.

Если шток клапана занимает промежуточное положение между полным открытием и полным закрытием, то расход воды в местной системе составит:

$$V = (H_1 - H_2)^{0,5} / (S_a + S)^{0,5}, \quad (4)$$

где H_1 - напор перед прикрытым регулирующим клапаном;

H_2 - напор после абонентской установки;

S - сопротивление прикрытого регулирующего клапана.

Решая совместно уравнения (2)-(4) при условии $S_a = 0$, получим выражение для определения зависимости сопротивления клапана от относительного расхода воды через абонентскую установку и относительного располагаемого напора на вводе абонентской установки:

$$S = 10 / (K_v^2 \bar{V}^2 \alpha), \quad (5)$$

где $\bar{V} = V/V'$ - отношение расхода воды на абонентскую установку при текущем положении штока клапана к расходу воды через полностью открытый клапан; $\alpha = (H_1 - H_2) / (H'_1 - H'_2)$ - отношение потерь напора в абонентской установке при текущем положении штока клапана к потерям напора в абонентской установке при полностью открытом клапане.

На рис. 6 представлена зависимость текущего значения сопротивления регулирующего клапана от относительного расхода сетевой воды через абонентскую установку и относительных потерь напора в местной системе отопления. При построении графика принято: $K_v = 6 \text{ м}^3/\text{ч}$; $\bar{V} = 0,2 \div 1$; $\alpha = 0,6 \div 1,4$.

График на рис. 6 позволяет получить представление о том, как должно изменяться сопротивление клапана при переменном расходе воды через абонентскую установку. Из графика видно, что при относительном расходе воды через абонентскую установку равном $\bar{V} = 1$ (клапан полностью открыт), сопротивление регулирующего клапана минимально и равно $S = 0,28 \text{ м} \cdot \text{ч}^2/\text{м}^6$. С уменьшением расхода сетевой воды через систему отопления сопротивление клапана будет увеличиваться. Так, при относительном расходе воды через систему отопления $\bar{V} = 0,2$, относительном располагаемом напоре на абонентском вводе $\alpha = 0,6$ сопротивление регулирующего клапана равно $S = 11,6 \text{ м} \cdot \text{ч}^2/\text{м}^6$, что в 25 раз больше минимального сопротивления клапана при его полном открытии.

Кроме того, из графика (см. рис. 6) следует, что при меньших значениях α с уменьшением относительного расхода сетевой воды необходимо большее увеличение сопротивления регулирующего клапана: чем меньше значение α , тем больше должно быть сопротивление регулирующего клапана. Например, при $\bar{V} = 0,2$ и $\alpha = 0,6$ $S = 11,6 \text{ м} \cdot \text{ч}^2/\text{м}^6$, а при $\bar{V} = 0,2$ $\alpha = 1$ $S = 7 \text{ м} \cdot \text{ч}^2/\text{м}^6$. Таким образом, регулирующий клапан, установленный после системы отопления, позволяет также повысить гидравлическую устойчивость абонентской установки при изменении располагаемого напора на вводе и сетевой расходе воды в тепловой сети, т.е. обеспечить заданный режим регулирования при любых гидравлических условиях в тепловой сети.

s

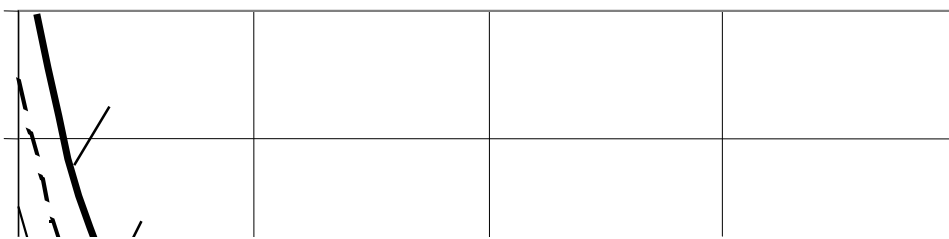


Рис. 6. Зависимость текущего значения сопротивления регулирующего клапана от относительного расхода сетевой воды через местную систему отопления при различных относительных располагаемых напорах на вводе

Проведенные исследования показывают необходимость 100%-ной автоматизации абонентских установок при переводе систем теплоснабжения на количественное и качественно-количественное регулирование тепловой нагрузки систем теплоснабжения. В свое время способы количественного и качественно-количественного регулирования были отвергнуты как раз из-за недостаточной автоматизации местных тепловых пунктов потребителей. В то же время исследования [5, 6] показали, что местные отопительные системы дают наилучшие показания по режиму при переменном расходе сетевой воды через них.

При качественном регулировании центральное регулирование на теплоисточниках было основным способом регулирования тепловой нагрузки в отечественных системах теплоснабжения. Местное регулирование должно было дополнять центральное, но в связи с отсутствием необходимых приборов регулирования в тепловых пунктах и на абонентских вводах не применялось в необходимых для этого масштабах.

При полной автоматизации абонентов местное регулирование станет определяющим способом регулирования, а на теплоисточниках будет осуществляться корректировка давления и расхода воды в теплосетях в соответствии с изменением параметров на абонентских вводах.

ВЫВОДЫ

1. В настоящее время вопросы оснащения местных абонентских систем приборами автоматического регулирования и гидравлической защиты приобретают особую значимость. Автоматизация позволяет использовать значительный ресурс энергосбережения, имеющийся в отечественных системах теплоснабжения, повысить надежность и качество централизованного теплоснабжения. Актуальность оборудования систем отопления приборами регулирования и защиты существенно повышается при переводе систем централизованного регулирования на количественное и качественно-количественное регулирование тепловой нагрузки.

2. С целью повышения надежности работы систем отопления при переменном расходе сетевой воды в теплосетях в научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» Ульяновского государственного технического университета разработан ряд технических решений по стабилизации гидравлических режимов местных систем отопления при количественном и качественно-количественном регулировании тепловой нагрузки.

3. При переменном расходе сетевой воды в тепловых сетях целесообразной является установка регулятора расхода после системы отопления и регулятора давления перед отопительными приборами, что позволит одновременно с регулированием тепловой производительности системы отопления изменением расхода обратной сетевой воды осуществлять гидравлическую защиту системы отопления от возникновения аварийных режимов в подающей и обратной магистралях тепловой сети.

4. Полное оснащение всех абонентов теплосети приборами автоматического регулирования и гидравлической защиты способствует перенесению основной доли регулирования на местные системы. Роль центрального регулирования при этом сводится к корректировке параметров теплоносителя на коллекторах станции в зависимости от параметров на абонентских вводах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шаранов В.И., Орлов М.Е., Ротов П.В. О выборе метода регулирования тепловой нагрузки систем теплоснабжения//

Энергосбережение в городском хозяйстве: Материалы Второй Российской научно-технической конференции. Ульяновск: УлГТУ. 2000.

2. *Шарапов В.И., Орлов М.Е., Ротов П.В.* Современное состояние и пути совершенствования технологий регулирования нагрузки систем теплоснабжения// Научно-технический калейдоскоп. 2000. № 3.

3. *Братенков В.Н., Хаванов П.А., Вэскер Л.Я.* Теплоснабжение малых населенных пунктов. М.: Стройиздат. 1988.

4. *Соколов Е.Я.* Теплофикация и тепловые сети. М.: Энергоиздат. 1982.

5. *Дюскин В.К.* Количественно-качественное регулирование тепловых сетей. М.: Госэнергоиздат. 1959.

6. *Дюскин В.К.* Тепловой и гидравлический режим систем водяного отопления. М.-Л. Из-во Министерства коммунального хозяйства РСФСР. 1950.

УДК 621.182.12

ИТОГИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ МАССООБМЕНА И АЭРОГИДРОДИНАМИКИ ДЕКАРБОНИЗАТОРОВ

М. А. Сивухина, ст. преподаватель, к.т.н.,

В. И. Шарапов, профессор, д.т.н.

(Ульяновский государственный технический университет)

Декарбонизаторы используются в схемах водоподготовительных установок тепловых электростанций и котельных для удаления коррозионно-активного газа диоксида углерода из подпиточной воды теплосети и питательной воды котлов. Обязательным условием организации эффективной работы декарбонизаторов, как и любых других массообменных аппаратов, является наличие адекватного описания процессов, протекающих в этих аппаратах. Это описание, отражающее зависимость между эффективностью массообмена и физическими или химическими факторами процесса, в большинстве случаев можно получить только экспериментальным путем.

Авторами выполнено исследование работы декарбонизаторов методом активного многофакторного эксперимента. Целью исследования было получение полных и точных зависимостей эффективности десорбции диоксида углерода от гидравлических, тепловых и режимных факторов, на которые может непосредственно воздействовать эксплуатационный персонал электростанций.

При проведении экспериментального исследования насадочных декарбонизаторов на Ульяновской ТЭЦ-1 удалось оценить влияние на

массообменную эффективность декарбонизаторов расхода и температуры обрабатываемой воды. Кроме того, впервые оценено влияние расхода воздуха, подаваемого в декарбонизатор. В качестве определяемого параметра эффективности процесса (целевой функции) принято остаточное содержание диоксида углерода Y_1 . Следующим этапом исследования декарбонизаторов стало испытание насадочных декарбонизаторов на Ульяновской ТЭЦ-3. В ходе исследования удалось количественно оценить влияние кроме уже перечисленных факторов начального содержания CO_2 . В качестве целевых функций декарбонизаторов приняты остаточное содержание диоксида углерода Y_2 и показатель pH декарбонизированной воды (Y_3).

При обработке результатов эксперимента получены многофакторные математические модели (1)–(3), описывающие процесс десорбции диоксида углерода в насадочных декарбонизаторах:

$$Y_1 = 16,1 + 1,8X_1 - 2,6X_2 - 2,5X_3 - 0,3X_1X_3 - 0,3X_2X_3, \quad (1)$$

с дисперсиями воспроизводимости и адекватности соответственно 2,118 и 0,17;

$$Y_2 = 6,13 + 0,54X_1 - 0,73X_2 - 0,47X_3 + 2,53X_4 + 0,37X_1X_4 - 0,23X_2X_4 - 0,14X_3X_4 + 0,14X_1X_2X_3, \quad (2)$$

с дисперсиями воспроизводимости и адекватности соответственно 0,2475; 0,1428 и

$$Y_3 = 7,537 - 0,025X_1 + 0,056X_2 + 0,056X_3 - 0,444X_4 + 0,012X_2X_3 + 0,02X_3X_4 + 0,01X_2X_3X_4 \quad (3)$$

с дисперсиями воспроизводимости и адекватности соответственно 0,00135 и 0,00093.

Коэффициенты уравнений регрессии позволяют определять силу воздействия режимных факторов и их взаимодействий. Из уравнений видно, что изменение каждого исследованного фактора существенно сказывается на работе декарбонизаторов. Наибольшее влияние на эффективность декарбонизации оказывают начальное содержание CO_2 и температура обрабатываемой воды (коэффициенты при X_4 и X_2 в уравнениях (1)–(3)). Расход воздуха, подаваемого в декарбонизатор, также оказывает существенное влияние, поскольку коэффициент при X_3 в уравнениях (1)–(3) после математической обработки результатов опытов оказался значимым.

При наладке, эксплуатации и анализе работы декарбонизаторов можно пользоваться как непосредственно уравнениями регрессии, так и графической интерпретацией результатов испытания в виде двумерных сечений поверхностей отклика, описываемых этими уравнениями.

Представление уравнения (1), полученного при испытании декарбонизатора на ТЭЦ-1 с насадкой из пластмассовых щитов и уравнения [1], полученного ранее при испытании этого же аппарата,

но с насадкой из керамических колец Рашига, в виде зависимостей остаточного содержания CO_2 от температуры и расхода обрабатываемой воды, позволяет сравнить массообменную эффективность насадок из керамических колец и пластмассовых щитов (рис.1).

При прочих равных условиях остаточное содержание диоксида углерода при обработке воды в декарбонизаторах с насадкой из пластмассовых щитов значительно выше, чем при обработке воды в декарбонизаторах с насадкой из керамических колец Рашига. Следовательно, замена насадки декарбонизатора из керамических колец Рашига на насадку из пластмассовых щитов, используемых для оросителей градирен, ведет к ухудшению массообмена между водой и воздухом и к увеличению содержания CO_2 в обработанной воде. В качестве альтернативы применению насадки из разрушающихся керамических колец рекомендовано использовать более легкие кольца Палля из нержавеющей стали, по массообменной эффективности не уступающие керамической насадке. Некоторое удорожание насадки вполне окупается более длительным сроком эксплуатации.

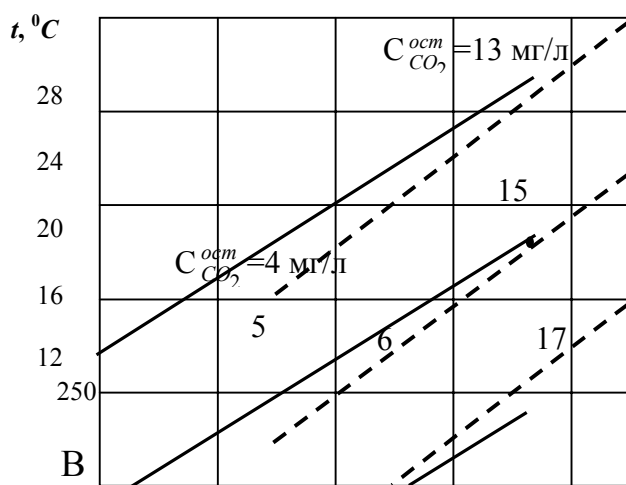


Рис. 1. Зависимости остаточного содержания диоксида углерода в декарбонизированной воде от температуры и расхода исходной воды при $Щ=1,05$ мг-экв/л и 100%-ной производительности вентилятора:

— декарбонизатор с насадкой из пластмассовых щитов;
 - - - декарбонизатор с насадкой

Рашига
 параметры – температуру исходной воды и расход воздуха поддерживают постоянными независимо от качества и количества обрабатываемой воды, что в ряде режимов приводит к перерасходу энергии на привод вентилятора или на нагрев воды, в других же режимах не обеспечивается требуемое качество декарбонизации. Для повышения надежности и экономичности процесса декарбонизации нами разработан новый подход к управлению процессом декарбонизации, основной отличительной чертой которого является использование в качестве регулируемого параметра процесса заданной величины остаточного содержания диоксида углерода. Полученные в результате экспериментов модели (1)-(3), описывающие эффективность десорбции диоксида углерода из подпиточной воды, позволяют установить, что в качестве регулирующих параметров

целесообразно использовать температуру воды и расход воздуха [2,3], а также оценить, до какого технологически приемлемого уровня и при каких условиях можно снизить энергетические затраты на нагрев воды и на подачу воздуха в декарбонизатор при использовании новых технологий, обеспечивая при этом требуемое качество декарбонизации.

Реализация нового подхода позволяет решить две основные задачи управления декарбонизаторами: гарантировать поддержание заданного качества декарбонизации и обеспечить минимальные технологически необходимые затраты для достижения заданного качества декарбонизации. Технико-экономическое сравнение разработанных технологий декарбонизации с регулированием температуры воды и расхода воздуха по остаточному содержанию CO_2 и традиционных технологий, в которых эти параметры поддерживаются постоянными, показывает, что срок окупаемости капитальных затрат на их внедрение не превышает 1 года.

Как уже отмечалось выше, расход воздуха, подаваемого в декарбонизатор, является одним из основных параметров, определяющих эффективность процесса декарбонизации. В то же время при эксплуатации декарбонизационных установок вентилятор в режиме максимальной нагрузки декарбонизатора обеспечивает лишь половину своей номинальной производительности, что приводит к ухудшению качества обработанной воды. Отсутствие теоретического и экспериментального обоснования методики выбора вентиляторов для декарбонизаторов привело к необходимости экспериментального изучения аэрогидродинамики системы декарбонизатор - вентилятор и корректировки методики выбора вентилятора.

При изучении аэрогидродинамики насадочных декарбонизаторов первоначально были получены зависимости расхода воздуха от расхода воды и построены зависимости удельного расхода воздуха от расхода воды (рис.2).

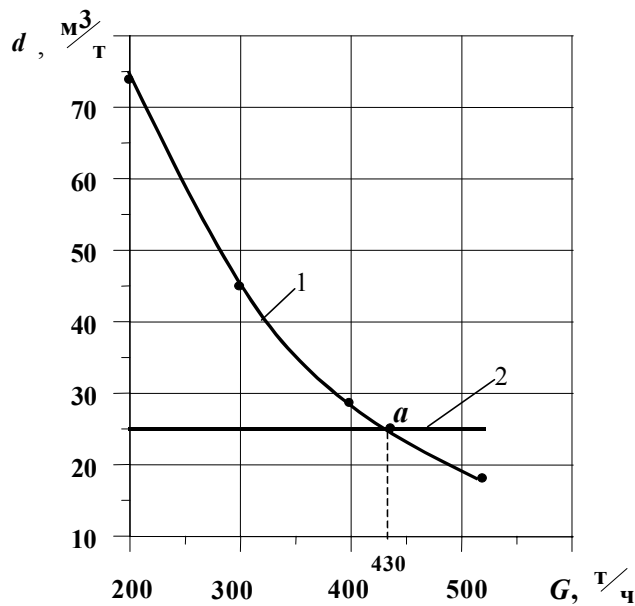


Рис.2. Зависимость удельного расхода воздуха на декарбонизацию от расхода обрабатываемой воды:

1 - линия, характеризующая зависимость $d = f(G)$;
 2 - линия постоянного

Из графика видно, что даже минимально необходимый удельный расход воздуха 25 м^3 на тонну воды не обеспечивается во всем диапазоне расходов обрабатываемой воды. При проектировании декарбонизационной установки выбор вентилятора декарбонизатора осуществляется исходя из обеспечения технологически необходимого удельного расхода воздуха $25\text{-}40 \text{ м}^3/\text{т}$ и преодоления сопротивления декарбонизатора. Сопротивление насадки принимается по существующей методике подбора вентилятора равным $120\text{-}250 \text{ Па/м}$. Эта методика основана на результатах экспериментальных исследований гидродинамики насадочных абсорберов в лабораторных условиях, проведенных Тэйчем [5].

Анализ причин, по которым определение сопротивления орошаемой насадки декарбонизатора методом Тэйча не позволяет выбрать вентилятор, обеспечивающий технологически необходимый расход воздуха на декарбонизацию, привел нас к выводу, что для более точного определения аэродинамического сопротивления орошаемой насадки декарбонизатора необходимо рассматривать работу декарбонизатора не как изолированного аппарата, а в системе с вентилятором. Для оценки аэродинамических характеристик системы декарбонизатор - вентилятор нами разработана методика, основанная на методе наложения характеристик вентилятора и сети (включающей декарбонизатор).

Графическая иллюстрация применения метода наложения характеристик для определения сопротивления орошаемой насадки представлена на рис. 3.

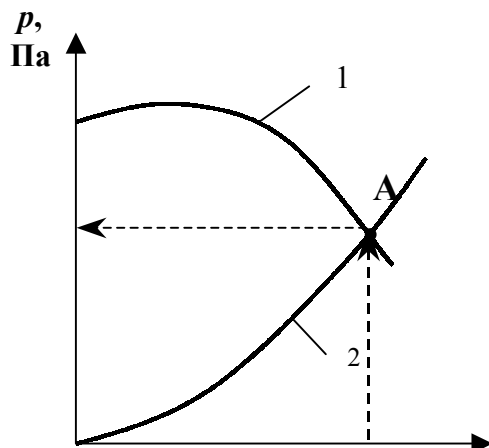


Рис.3. Графическая иллюстрация применения метода наложения характеристик для определения сопротивления орошаемой насадки:

1 - характеристика нагнетателя $p = f(D)$
 2 - характеристика сети $\Delta P = f(D)$
 А - рабочая точка

$$D, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Суть метода наложения характеристик заключается в следующем. Параметры работы любого вентилятора в сети определяются путем наложения его напорной характеристики на характеристику сети. Напорная характеристика вентилятора – это графическая зависимость развиваемого давления от расхода воздуха (подачи). Характеристика сети представляет собой графическую зависимость потерь давления от расхода воздуха. Точка пересечения характеристик сети и вентилятора является рабочей точкой (т. А), параметры которой определяют давление и производительность данного вентилятора при работе в данной сети – единственно возможный режим работы вентилятора, при котором его подача равна расходу воздуха через сеть, а давление – потерям давления в сети.

Соотношение для определения сопротивления орошаемой насадки декарбонизатора ΔP_{op} , Па, на основе разработанной методики можно представить в виде:

$$\Delta P_{op} = \Delta P_{ок} - k w_{op}^2, \quad (4)$$

где $\Delta P_{ок}$ – сопротивление декарбонизатора проходу воздуха, Па (определяется по аэродинамической характеристике вентилятора по известной производительности вентилятора при различных расходах воды); w_{op} – скорость движения воздуха в воздуховоде при работе декарбонизатора (определяется с помощью анемометра), м/с.

Кроме того, впервые выполнено экспериментальное определение сопротивления орошаемой насадки на промышленном декарбонизаторе путем непосредственного измерения статического давления под и над насадкой [5].

Схема установки, поясняющая определение сопротивления орошаемой насадки экспериментальным путем с помощью непосредственных замеров давления до и после насадки, показана на рис. 4.

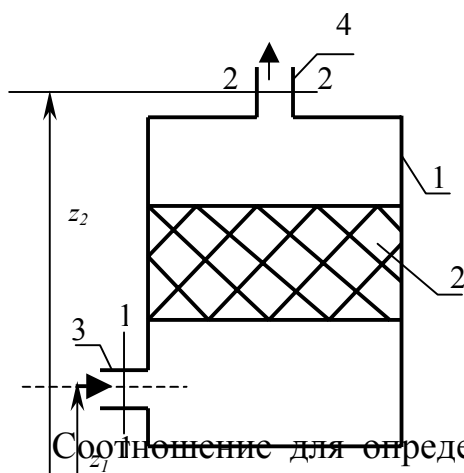


Рис. 4. Схема исследуемой декарбонизационной установки:

- 1- колонка декарбонизатора;
- 2- насадка;
- 3- нагнетательный воздуховод;
- 4- трубопровод отвода выпара.

Соотношение для определения сопротивления орошаемой насадки путем измерения давления под и над насадкой имеет вид:

$$\Delta P_{op} = (p_1 - p_2) - (z_2 - z_1) \rho g - \Delta P_{в.р} - \Delta P_{в.с}, \quad (5)$$

где p_1, p_2 – статическое давление соответственно под и над насадкой, Па;

$(z_2 - z_1)$ – расстояние по вертикали между точками отбора давлений, м;

g – ускорение свободного падения, м/с²; ρ – плотность воздуха, кг/м³;

$\Delta P_{в.р.}$, $\Delta P_{в.с.}$ - потери давления на внезапное расширение (после сечения 1-1) и внезапное сужение (перед сечением 2-2) потока воздуха, Па.

Определение сопротивления орошаемой насадки выполнено также по полуэмпирическим методам Тэйча и Эдулджи [4,5]. Результаты экспериментального исследования аэрогидродинамики обобщены на рис.5.

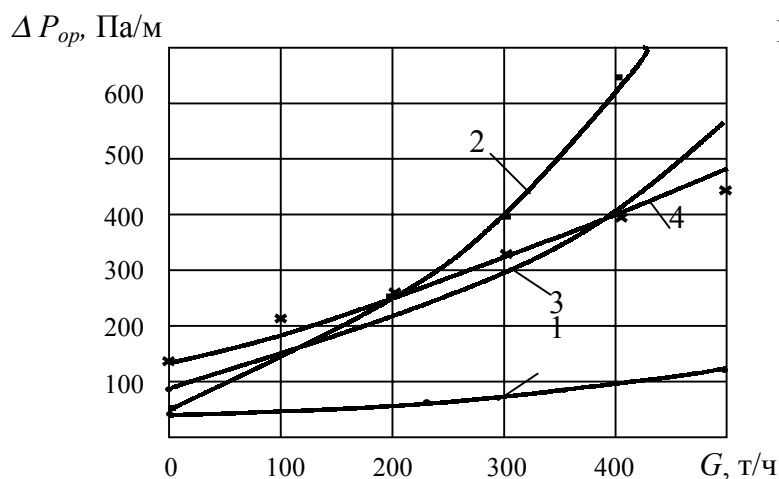


Рис.5. Зависимости удельного сопротивления орошаемой насадки декарбонизатора от расхода обрабатываемой воды (плотности орошения насадки), полученные:
 1 - по методу Тэйча;
 2 - по характеристике вентилятора;
 3 - по методу Эдулджи;
 4 - по результатам непосредственного измерения сопротивления орошаемой насадки

Зависимости, полученные с помощью разработанной методики (линия 2), метода Эдулджи (линия 3) и по результатам прямого измерения сопротивления орошаемой насадки (линия 4), достаточно схожи между собой, в то время как полученная по методу Тэйча зависимость удельного сопротивления орошаемой насадки от расхода обрабатываемой воды (линия 1) значительно отличается от них. Действительное значение удельного сопротивления орошаемой насадки декарбонизатора оказалось в несколько раз больше значений, полученных по методу Тэйча, и принимаемых в справочной литературе. Увеличением сопротивления насадки декарбонизатора по сравнению со значением, принимаемым при подборе вентилятора, и объясняется уменьшение расхода подаваемого вентилятором в аппарат воздуха при повышении расхода обрабатываемой воды.

Кроме того, вентилятор никогда не работает в проектных условиях. Уже в первый месяц работы происходит занос насадки различными частицами из воды, биологическое обрастание, а наиболее распространенная насадка из керамических колец Рашига имеет свойство разрушаться с течением времени. Все это приводит к увеличению сопротивления орошаемой насадки из-за уменьшения сечения для прохода воздуха, вентилятор при этом не обеспечивает требуемого удельного расхода воздуха, что ухудшает качество декарбонизации.

Для того чтобы исключить уменьшение подачи воздуха вентилятором с течением времени рекомендовано при подборе вентилятора для декарбонизационных установок принимать величину удельного сопротивления насадки декарбонизатора по методу Эдулджи и, кроме того, ввести коэффициент запаса по напору вентилятора $k_v = 1,2$. Это позволит на весь период эксплуатации установки без смены насадки обеспечить расчетное количество воздуха. Установка вентилятора с большим напором и использование разработанного способа регулирования расхода воздуха по остаточному содержанию CO_2 [3] позволит снизить затраты электроэнергии на работу вентилятора и при этом обеспечить требуемое качество декарбонизации во всех режимах. Удельный расход воздуха на

декарбонизацию и производительность вентилятора рекомендовано определять с учетом начального содержания диоксида углерода и щелочности обрабатываемой воды [6].

ВЫВОДЫ

1. Впервые получены многофакторные математические модели работы декарбонизаторов насадочного типа, учитывающие влияние на массообменную эффективность аэрации расхода воздуха и начального содержания CO_2 .

2. С помощью полученных математических моделей исследовано влияние типа насадки декарбонизатора на массообменную и энергетическую эффективность процесса. Установлено, что распространенная на ряде электростанций страны практика замены насадки из керамических колец Рашига на насадку из пластмассовых щитов, используемых для оросителей градирен, является нерациональной.

3. На основе анализа результатов многофакторного экспериментального исследования процесса декарбонизации разработан новый подход к управлению декарбонизаторами, в основу которого положено использование в качестве регулируемого параметра процесса заданной величины остаточного содержания диоксида углерода. Установлено, что в качестве регулирующих параметров при эксплуатации декарбонизационных установок необходимо использовать расход воздуха и температуру обрабатываемой воды.

4. Выполнен расчет энергетической эффективности разработанных технологий декарбонизации с регулированием температуры воды и расхода воздуха по остаточному содержанию CO_2 . Срок окупаемости капитальных затрат на внедрение новых технологий не превышает 1 года.

5. Разработан новый метод определения сопротивления насадки декарбонизатора с помощью аэродинамической характеристики вентилятора. Проведено экспериментальное исследование аэрогидродинамических характеристик декарбонизатора, позволившее выполнить корректировку методики подбора вентилятора декарбонизатора. Уточненная методика позволяет выбирать вентилятор, обеспечивающий технологически необходимый удельный расход воздуха на декарбонизацию во всем диапазоне расходов обрабатываемой воды и требуемое качество десорбции CO_2 .

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Шарапов В.И.* Подготовка подпиточной воды систем теплоснабжения с применением вакуумных деаэраторов. М.: Энергоатомиздат. 1996.

2. Патент № 2153628 (RU). МКИ F 22 D 1/50. Способ подготовки подпиточной воды теплосети / В.И. Шарапов, М.А. Сивухина// Бюллетень изобретений. 2000. № 21.

3. Патент № 2151951 (RU). МКИ F 22 D 1/50. Способ декарбонизации воды/ В.И. Шарапов, М.А. Сивухина// Бюллетень изобретений. 2000. № 18.
4. *Eduljee H.E.* British Chemical Engineering. 1960. V. 5. № 5.
5. *Teutsch T.* Chemical Engineering Technical. 1964. V. 36. № 5.
6. *Шарапов В.И., Сивухина М. А.* Об определении удельного расхода воздуха в декарбонизаторах// Теплоэнергетика. 2000. № 7.

УДК 621.18

ТЕХНОЛОГИИ ПОДСУШКИ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ ПОСЛЕ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ТЕПЛОУТИЛИЗАТОРОВ

А.А. Кудинов, профессор, д.т.н.,
(Самарский государственный технический университет),
Ю.В. Левушкина, С.К. Зиганшина, инженеры
(Ульяновский государственный технический университет)

Современное развитие энергетики характеризуется значительным повышением стоимости энергоносителей и всех видов природных ресурсов, а также постоянно увеличивающимися трудностями охраны окружающей среды от воздействия теплогенерирующих установок (ТГУ) и промышленных предприятий. Совершенствование энерготехнологии, энергосбережение, экономия топлива и других природных ресурсов, охрана окружающей среды являются приоритетными направлениями развития фундаментальных исследований в области энергетики. Анализ работы газифицированных ТГУ показывает, что в работающих на природном газе отопительно-производственных и энергетических котельных установках уровень использования топлива может быть повышен путем глубокого охлаждения продуктов сгорания ниже точки росы, а также за счет максимального использования физической теплоты газов и скрытой теплоты содержащихся в них водяных паров.

Для глубокого охлаждения продуктов сгорания природного газа ниже точки росы могут быть использованы конденсационные теплоутилизаторы (КТ) контактного или поверхностного типа. При этом особо важное значение, с точки зрения эксплуатационной надежности котельных, приобретает вопрос о предотвращении попадания (и выпадения) влаги в газоходы, дымосос и дымовую трубу. Выпадение влаги из-за конденсации остаточных водяных паров может начаться, если температура внутренней поверхности газоходов и дымовой трубы будет ниже точки росы. Для предотвращения такого положения существенное значение приобретает разность между температурой уходящих газов t_{yx} и точкой росы ϑ_p . Естественно, что с увеличением разности $t_{yx} - \vartheta_p$ надежность работы газоходов, дымососа и дымовой трубы повышается.

Наиболее простым и легко осуществимым способом увеличения этой разности может быть байпасирование части

уходящих газов мимо теплоутилизатора. При этом горячие и влажные газы, уходящие из котла, смешиваются с охлажденными и лишенными значительной части водяных паров газами, выходящими из КТ. Этот способ получил широкое распространение на практике, хотя влагосодержание уходящих газов при его реализации возрастает [1].

В случае установки конденсационных теплоутилизаторов за котлами, имеющими воздухоподогреватели, специалистами было предложено подмешивать к газам небольшое количество горячего воздуха (при температуре $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ и более), что обеспечивает снижение влагосодержания уходящих газов, существенное снижение относительной влажности, а также увеличение разности $t_{yx} - \vartheta_p$.

Одним из путей повышения разности $t_{yx} - \vartheta_p$ может быть подмешивание воздуха из верхней зоны котельного или машинного зала электростанций, имеющего температуру более $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ летом и $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ - зимой. Благодаря малому влагосодержанию воздуха дымовые газы при этом подсушиваются, относительная влажность и влагосодержание их уменьшаются. С точки зрения повышения надежности работы газового тракта подмешивание воздуха из верхней зоны котельного или машинного зала электростанций может оказаться весьма полезным [2].

Одной из немногих нерешенных до конца проблем является обеспечение надежной и долговечной работы наружных газоходов и дымовых труб в действующих котельных, в которых сооружаются установки для глубокого охлаждения газов. Описанные выше предложения по подмешиванию к газам горячего воздуха весьма эффективны, но они применимы при наличии воздухоподогревателей, т.е. преимущественно на электростанциях. Байпасирование небольшой части газов не может решить проблему защиты дымовой трубы в котельных, расположенных в холодных климатических зонах. А байпасирование значительной части газов резко снижает эффективность теплоутилизационных установок. Иными словами, байпасирование части дымовых газов не всегда может полностью решить проблему защиты дымовой трубы от выпадения конденсата и связанной с этим возможности промерзания ствола трубы. В этих случаях следует применять специальные меры, в том числе установку дополнительного оборудования для подогрева и подсушки уходящих из теплоутилизатора газов или подогрева воздуха для подмешивания его к газам с целью одновременного снижения влагосодержания газозвушной смеси и повышения ее температуры.

Все эти методы неизбежно приводят к повышению капитальных затрат и одновременно к определенному снижению эффективности установки контактных теплоутилизаторов и любого другого оборудования, предназначенного для глубокого охлаждения продуктов сгорания. Но и расчеты, и опыт эксплуатации всех установок, в которых осуществлены те или иные схемы подсушки дымовых газов, подтверждают, что эффективность теплоутилизаторов для глубокого охлаждения дымовых газов столь велика, что даже при некотором ее снижении срок окупаемости капитальных затрат все равно исчисляется в худшем случае 1-2 годами.

На кафедре «Теплогазоснабжение и вентиляция» УлГТУ ведутся работы по разработке и исследованию высокоэффективных тепловых схем котельных установок и способов подсушки глубоко охлажденных продуктов сгорания природного газа. Разработана схема котельной установки без химводоочистки, в которой комплексно используются теплота уходящих продуктов сгорания и выпары атмосферного деаэратора и воздушного декарбонизатора, что позволяет значительно повысить количество образующегося в КТ конденсата водяных паров из продуктов сгорания [3]. При этом подсушка уходящих продуктов сгорания с целью повышения надежности работы котельной установки осуществляется методом адсорбции (рис. 1.)

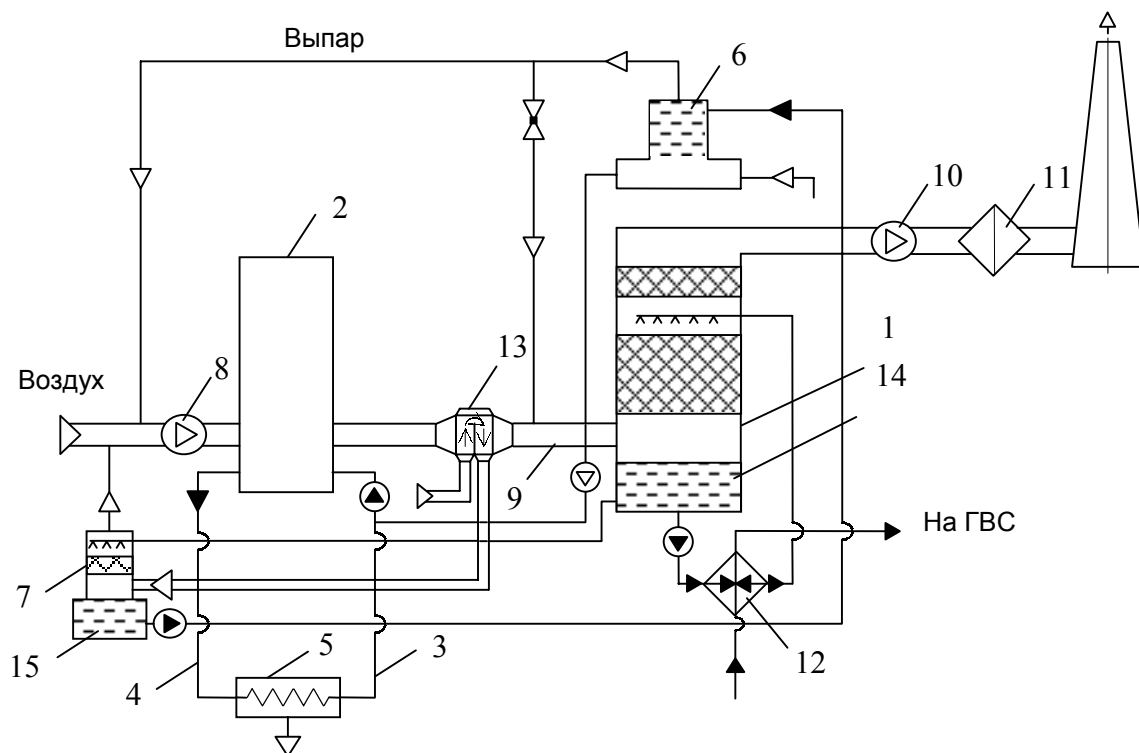


Рис.1. Схема котельной установки без химводоочистки:

1 - контактный теплоутилизатор; 2 - котел; 3 - подводящая линия котла; 4 - отводящая линия котла; 5 - греющий тракт тепловой сети; 6-атмосферный деаэратор; 7 - воздушный декарбонизатор; 8 - дутьевой вентилятор; 9 - газоход; 10 - дымосос; 11 - адсорбер; 12 - теплообменник; 13 - воздухоподогреватель; 14 - сборник конденсата теплоутилизатора; 15 - сборный бак декарбонизатора

Котельная установка работает следующим образом. Уходящие продукты сгорания после котла 2 поступают в воздухоподогреватель 13, где охлаждаются до температуры превышающей точку росы. После воздухоподогревателя 13 дымовые газы поступают в теплоутилизатор 1, охлаждаются ниже точки росы в результате прямого контакта с потоком орошающей воды, и дымососом 10 подаются в адсорбер 11. В адсорбере 11 дымовые газы осушаются, что позволяет предотвратить конденсацию остаточных водяных паров из уходящих продуктов сгорания на внутренних поверхностях наружных газоходов и дымовой трубы за счет снижения их влагосодержания. Воздух, подогреваемый в воздухоподогревателе 13, поступает в декарбонизатор 7, что позволяет повысить качество декарбонизации воды и отказаться от калорифера воздушного декарбонизатора. Нагретая в теплоутилизаторе 1 орошающая вода проходит через теплообменник 12, охлаждается и возвращается в контактный утилизатор теплоты.

Конденсат водяных паров (обессоленная вода), выделяющийся из продуктов сгорания в процессе их глубокого охлаждения в контактном утилизаторе 1 стекает в сборник 14 и удаляется из него через сборный бак 15 декарбонизатора 7, откуда подается в атмосферный деаэратор 6 и далее на подпитку греющего тракта тепловой сети 5.

Выпары деаэратора 6 и декарбонизатора 7 подаются во всасывающий короб вентилятора 8, подогревают и одновременно увлажняют дутьевой воздух, который подается в котел 2, откуда продукты сгорания с содержащимися в них водяными парами направляются в контактный теплоутилизатор 1. При насыщении дутьевого воздуха водяными парами, часть выпара деаэратора 6 направляется в газоход 9 перед контактным теплоутилизатором 1. Подогрев и увлажнение дутьевого воздуха способствуют увеличению производства собственного конденсата водяных паров, выделяющегося из продуктов сгорания в утилизаторе 1, что позволяет в ряде случаев работать без химической очистки воды.

В ряде случаев (например, в холодных климатических зонах) подсушку охлажденных в теплоутилизаторе ниже точки росы газов эффективно осуществлять методом их подогрева (рис. 2). Метод

описан применительно к установке для отопления теплиц, однако может быть реализован и в ТГУ другого назначения.

Работа устройства осуществляется следующим образом. Вода, нагретая в котле 2, циркулирует в системе 1 обогрева шатра теплицы, охлаждается и возвращается в котел 2. Весь поток уходящих продуктов сгорания котла 2 поступает в конденсационный поверхностный утилизатор 3, где продукты сгорания охлаждаются ниже температуры точки росы, и нагревают воду, циркулирующую в системе 4 подпочвенного обогрева теплицы. При этом из продуктов сгорания происходит конденсация части содержащихся в них водяных паров.

Конденсат (обессоленная вода), выделяющийся из продуктов сгорания в процессе их глубокого охлаждения в поверхностном утилизи-торе 3, стекает в сборник 5, откуда непрерывно отводится через гидравлический затвор 6.

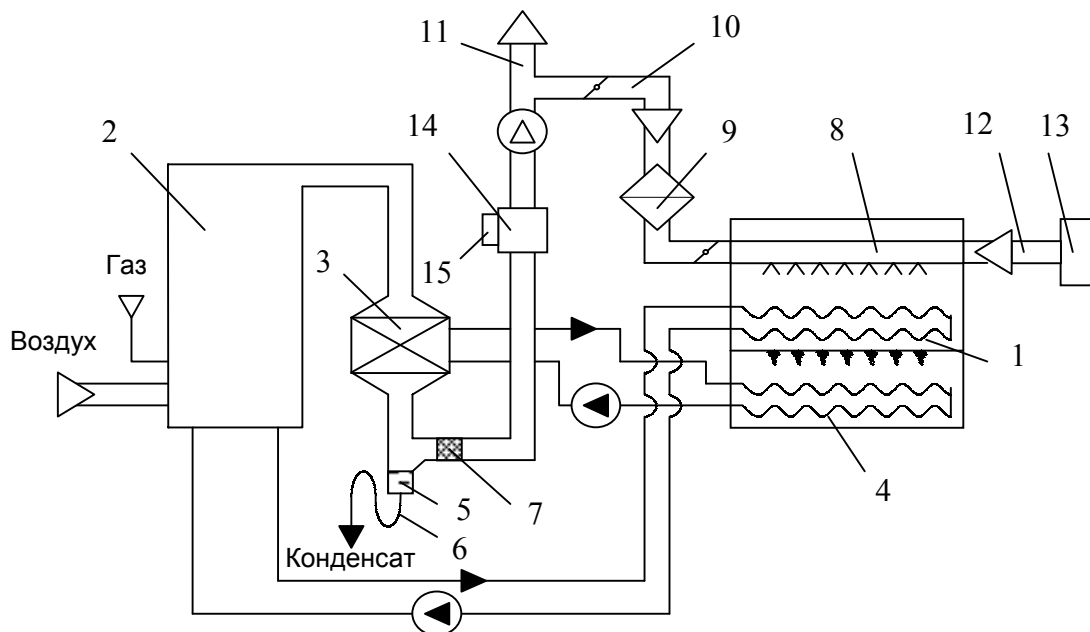


Рис. 2. Устройство для отопления теплицы:

1 - система обогрева шатра теплицы; 2 - котел; 3 - конденсационный теплоутилизатор; 4 - система подпочвенного обогрева теплицы; 5 - сборник конденсата; 6 - гидравлический затвор; 7 - каплеуловитель; 8 - система газораспределения; 9 - фильтр; 10 - трубопровод; 11 - канал отвода продуктов сгорания; 12 - трубопровод; 13 - генератор углекислого газа; 14 - смесительная камера; 15 - газовая горелка

Охлажденные продукты сгорания в результате прямого контакта с водяными парами (конденсатом продуктов сгорания) частично очищаются от оксидов азота, углерода и других примесей. Затем в состоянии насыщения продукты сгорания поступают в сепарационное устройство – каплеуловитель

7 для отделения дисперсной влаги и удаляются из установки, через канал 11 отвода продуктов сгорания, в атмосферу, предварительно подогреваясь путем перемешивания в смесительной камере 14 с раскаленными продуктами сгорания, образующимися при сгорании газовой смеси, подготовленной в газовой горелке 15. Часть подогретых продуктов сгорания, насыщенных углекислым газом, по трубопроводу 10 через фильтр 9 очистки дымовых газов от окислов азота и углерода подается в систему 8 газораспределения теплицы. Требуемое дополнительное количество углекислого газа поступает в систему 8 газораспределения теплицы по трубопроводу 12 от генератора 13. В периоды, когда в теплицу нет необходимости подавать углекислый газ, продукты сгорания полностью отводятся в атмосферу по каналу 11.

Таким образом, разработаны высокоэффективные тепловые схемы теплогенерирующих установок, в которых осуществляется глубокое охлаждение уходящих продуктов сгорания, а их подсушка осуществляется методом адсорбции, а также путем перемешивания в смесительной камере с раскаленными продуктами сгорания, образующимися при сгорании газовой смеси, подготовленной в газовой горелке.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Кудинов А.А.* Повышение эффективности работы конденсационных теплоутилизаторов поверхностного типа// Промышленная энергетика, 1999, № 7.
2. *Аронов И.З.* Контактный нагрев воды продуктами сгорания природного газа. Л.: Недра. 1990.
3. Патент № 2127398 Россия, F 22 D 1/36. Котельная установка/ Кудинов А.А., Сабиров К.Т. (РФ).

УДК 658.26.004.18

УТИЛИЗАЦИЯ ТЕПЛОТЫ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ В ПОВЕРХНОСТНЫХ ТЕПЛООБМЕННИКАХ

О.В. Бабкина, К.В. Рудаков, Д.А. Родненко, инженеры,
А.П. Баскаков, профессор, д.т.н.
(Уральский государственный технический университет)

В типовых котлах, особенно в водогрейных, уходящие газы имеют температуру 120-200 °С, иногда - выше. Одна из причин этого в том, что раньше было выгоднее сжигать больше дешёвого топлива, чем устанавливать дополнительные охлаждающие поверхности, которые не окупались. Сейчас в связи с резким повышением цен на топливо стало экономически целесообразно более глубокое охлаждение уходящих газов. Описываемый экономайзер имеет ряд преимуществ по сравнению с существующими: относительно невысокая металлоёмкость при больших поверхностях теплообмена, компактность, большая тепловая мощность.

Разработанный нами охладитель снижает температуру уходящих газов ниже точки росы, при этом происходит конденсация водяных паров из газов, что интенсифицирует теплообмен, увеличивает теплосъём и осушает газ. Конденсат можно использовать в цикле котельной в качестве питательной воды котлов. КПД парогенератора, рассчитанный по принятой в России методике, может превысить 100 % за счёт использования теплоты конденсации водяных паров из дымовых газов.

В котельной УГТУ - УПИ установлен такой охладитель продуктов сгорания за паровым котлом ШБ-А7, работающем на природном газе. Охладитель представляет собой рекуперативный теплообменный аппарат состоящий из ребристых биметаллических теплопередающих элементов. В первой модели охлаждающая вода на теплообменник забиралась из городского водопровода, а далее нагретой шла на химводоочистку и питала паровой котёл, конденсат не использовался. Наблюдения и эксперименты проводились с декабря 1998 по май 1999 года. Тепловая мощность охладителя в среднем составляла 0,3 МВт. Затраты на реализацию проекта составили 70 тыс. руб., окупаемость - менее 4-х месяцев.

Параллельно с экспериментами шли исследования теплообмена продуктов сгорания природного газа с

поперечнообтекаемой водоохлаждаемой трубкой. Целью исследования было нахождение зависимости коэффициента теплоотдачи от глубины переохлаждения дымовых газов, а также сравнение экспериментальных данных с расчётом. Найдено, что для оценки интенсивности массообмена допустимо использование аналогии с теплообменом.

Приведённый коэффициент теплоотдачи (с учётом теплоты конденсации) увеличивался с уменьшением температуры стенки (рис.1)

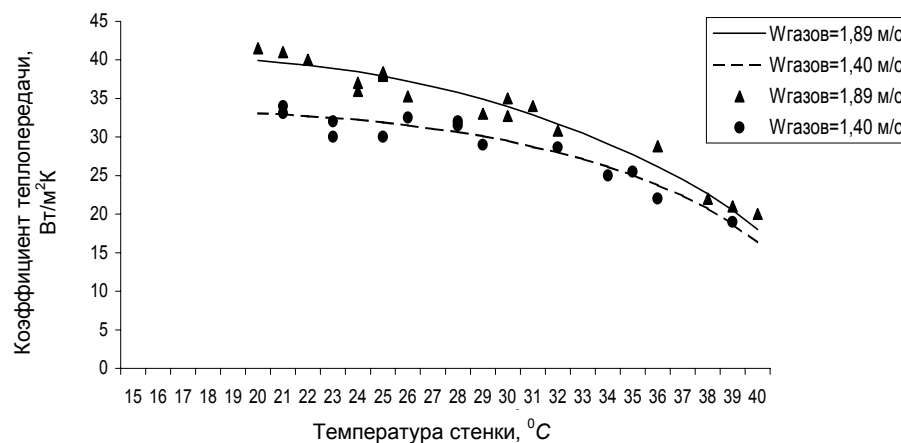


Рис. 1. Зависимость коэффициента теплопередачи от температуры стенки охладителя и скорости дымовых газов (нагрузки котла). Линии - усреднение, точки - эксперимент

Эксперименты подтверждают результаты расчётов. Среднеквадратичная ошибка эксперимента составила 8,25 %. В практическом аспекте использования первой модели охладителя возникли трудности: основная из них - внутренняя коррозия стальных труб теплообменника, работающих на недеаэрированной воде. Вследствие коррозии трубки зарастали, что увеличивало сопротивление охладителя. После промывок теплообменного аппарата водой под давлением гидравлическое сопротивление снижалось, но после 20-30 дней эксплуатации охладитель снова забивался (рис. 2).

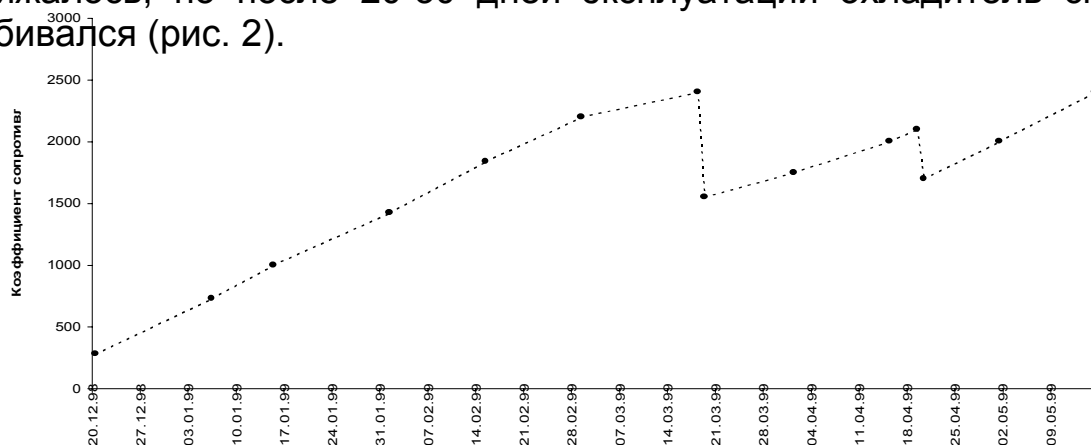


Рис.2 Зависимость коэффициента сопротивления охладителя от времени

Рис. 2. Зависимость коэффициента сопротивления охладителя от времени

В процессе эксплуатации такого вида теплообменников может возникнуть ещё одна проблема - выпадение росы на внутренней поверхности дымовой трубы, что может привести к её разрушению. Это серьёзная проблема и разработкой её решения мы занимаемся в данный момент. При испытании мы пропускали через охладитель только часть газов, другая часть шла через байпас, затем оба потока смешивались, тем самым мы исключали выпадение влаги на трубе, но не использовали тепло конденсации части газов.

В настоящий момент установлена новая модель теплообменника с большим диаметром теплопередающих трубок, в котором подогревается неагрессивная обратная вода из тепловых сетей. Теплота конденсации водяных паров при этом практически не используется. Ведется разработка третьей модели теплообменного аппарата (из нержавеющей стали).

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПОДОГРЕВА ПОТОКОВ ПОДПИТОЧНОЙ ВОДЫ ТЕПЛОСЕТИ НА ТЭЦ

В.И. Шарапов, д.т.н., профессор,
П.Б. Пазушкин, инженер
(Ульяновский государственный технический университет)

Защита оборудования и трубопроводов тепловых электростанций, котельных и тепловых сетей от внутренней коррозии является одной из актуальных проблем теплоэнергетики. Решающую роль в предупреждении внутренней коррозии систем теплоснабжения играет противокоррозионная обработка подпиточной воды, которой восполняются потери сетевой воды.

В отечественной и зарубежной энергетике основным методом противокоррозионной обработки подпиточной воды систем теплоснабжения является термическая деаэрация - удаление растворенных газов при нагреве воды до температуры насыщения водяных паров. В течение последних тридцати лет в схемах подготовки подпиточной воды широкое применение получили струйно-барботажные вакуумные деаэратеры. Распространению этих аппаратов способствовали открывающиеся возможности использования для деаэрации дешевых низкопотенциальных источников теплоты.

Анализ имеющегося опыта исследований и эксплуатации вакуумных деаэрационных установок показывает, что для их эффективного применения требуется соблюдение технологически необходимых тепловых режимов при обеспечении максимально возможной тепловой экономичности ТЭС.

В статье рассмотрены новые технологии подогрева подпиточной воды для ТЭЦ, которые обеспечивают достаточный подогрев подпиточной воды, а также произведено исследование энергетической эффективности этих технологий.

1. ТЕХНОЛОГИИ ПОДОГРЕВА ПОТОКОВ ПОДПИТОЧНОЙ ВОДЫ ТЕПЛОСЕТИ НА ТЭЦ

Подогрев подпиточной воды является важной составляющей процесса водоподготовки. При совершенствовании технологий противокоррозионной обработки особое внимание необходимо уделять обеспечению стабильного и экономичного поддержания технологически необходимых режимов вакуумной деаэрации, которые определяются типом применяемых деаэратеров, качеством исходной воды и методами додеаэрационной обработки. Принципиальные подходы к организации технологических режимов и их параметры изложены в [1-2].

В НИЛ «Теплоэнергетические системы и установки» УлГТУ разработан ряд технологий подогрева потоков подпиточной воды теплосети на ТЭЦ, позволяющих повысить качество и экономичность работы водоподготовительных установок.

Первые четыре решения направлены на гарантированное обеспечение требуемой температуры исходной воды.

Недостатком многих применяемых схем является ухудшенная деаэрация, связанная с недостаточным нагревом исходной воды перед химводоочисткой и вакуумным деаэратером после

встроенного пучка конденсатора. Нагрев исходной воды после встроенного пучка конденсатора зависит от сезонных пропусков пара в конденсатор и колеблется в пределах 10-30 °С, а для нормальной работы узла умягчения и вакуумного деаэратаора нагрев должен составлять 40-50 °С. Кроме того, в установках с малым расходом подпиточной воды нагрев исходной воды во встроенных пучках затруднен из-за невозможности обеспечения достаточной загрузки встроенного пучка.

Известны схемы, в которых предприняты попытки преодолеть этот недостаток путем подогрева исходной воды перед деаэратором в нижних сетевых подогревателях турбин [3], однако данные схемы применимы только при больших расходах подпиточной воды, достаточных для полной загрузки сетевых подогревателей.

Для повышения качества и экономичности водоподготовки на ТЭЦ с малыми расходами подпиточной воды разработана новая схема подогрева исходной воды перед химводоочисткой и вакуумными деаэраторами (рис. 1) [4]. Основной особенностью этого решения является подключение подогревателя исходной воды по греющей среде к трубопроводу основного конденсата турбины после одного из регенеративных подогревателей низкого давления. Исходная вода, проходя через водо-водяной теплообменник (ВВТ), подключенный по греющей среде к трубопроводу основного конденсата турбины после регенеративного подогревателя (ПНД2), нагревается до температуры 35-50 °С, достаточной для эффективной декарбонизации и вакуумной деаэрации. После этого исходная вода умягчается, проходит через декарбонизатор и подается в вакуумный деаэратор. Из деаэратаора подпиточная вода подается в сетевой трубопровод, где смешивается с обратной сетевой водой, возвращающейся от потребителей. Сетевая вода подогревается в сетевых подогревателях (НСП и ВСП) и подается потребителям. Часть нагретой сетевой воды подается в качестве греющей среды в вакуумный деаэратор.

Высокоэкономичный технологически необходимый подогрев больших расходов исходной воды, характерных для ТЭЦ с открытыми системами теплоснабжения, обеспечивается при использовании решений [5, 6]. В соответствии с этими решениями в схему тепловой электрической станции после встроенного пучка конденсатора включен водоводяной подогреватель подпиточной воды, греющим агентом для которого служит сетевая вода, отобранная после нижнего сетевого подогревателя (рис. 2).

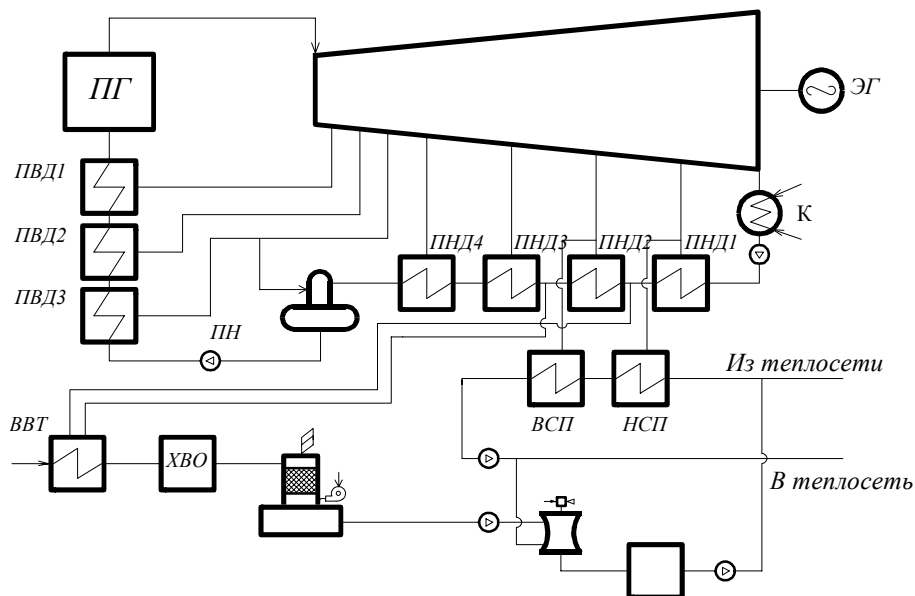


Рис. 1. Схема подогрева исходной воды для ТЭЦ с малыми расходами подпиточной воды теплосети

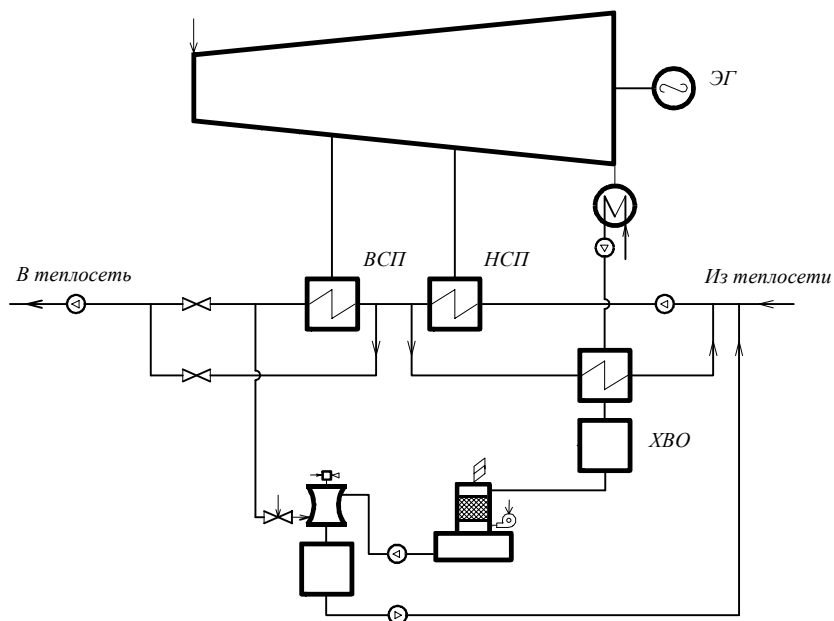


Рис. 2. Схема подогрева на ТЭЦ подпиточной воды для открытых систем теплоснабжения

Поскольку температуру сетевой воды после верхнего сетевого подогревателя используемой в качестве греющего агента для вакуумного деаэратора, рекомендуется поддерживать в течение всего года 90-100 °С [7], температура воды за нижним сетевым подогревателем (65-85 °С) достаточна для подогрева до 40-50 °С исходной воды.

Предложенная схема позволяет повысить качество подготовки подпиточной воды за счет надежного и стабильного поддержания оптимального температурного режима. Поддержание режима достигается при высокой тепловой экономичности электростанции, поскольку для подогрева подпиточной воды используют сетевую воду, которую отбирают для этой цели после нижнего сетевого подогревателя турбины [4].

По третьему решению нагрев исходной воды производят в водоводяном подогревателе конденсатом нижнего сетевого подогревателя (рис. 3). После нагрева подпиточной воды перед

вакуумной деаэрацией охлажденный конденсат нижнего сетевого подогревателя отводится трубопровод основного конденсата турбины перед первым подогревателем низкого давления.

В

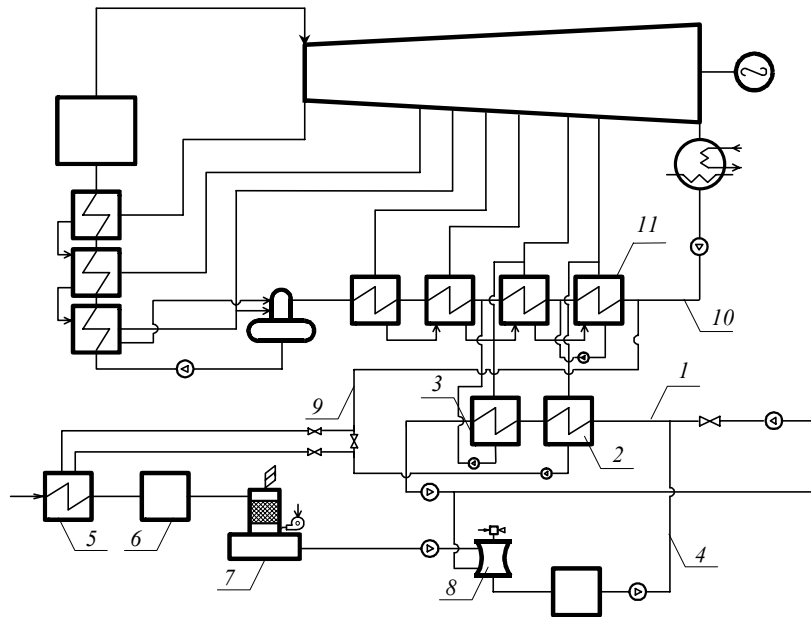


Рис. 3. Схема подогрева исходной воды: 1 - сетевой трубопровод; 2,3 - нижний и верхний сетевые подогреватели; 4 - трубопровод подпиточной воды; 5 - подогреватель исходной воды; 6 - узел умягчения; 7 - декарбонизатор; 8 - вакуумный деаэратор; 9 - трубопровод охлажденного конденсата нижнего сетевого подогревателя; 10 - трубопровод основного конденсата турбины; 11 - регенеративный подогреватель низкого давления

По четвертому решению нагрев подпиточной воды перед вакуумной деаэрацией производят питательной водой, которую отбирают после деаэратора питательной воды (рис. 4).

Пятое и шестое решения направлены на гарантированное обеспечение технологически необходимой температуры воды, используемой в качестве греющего агента в вакуумных деаэраторах.

По пятому решению нагрев перегретой воды производят в подогревателе греющего агента вакуумного деаэратора, подключенном параллельно верхнему сетевому подогревателю (рис. 5). Уральский турбомоторный завод (ПО УТМЗ) разрешил подобное подключение. Необходимым условием является отключение дополнительного подогревателя при отключении верхнего сетевого подогревателя.

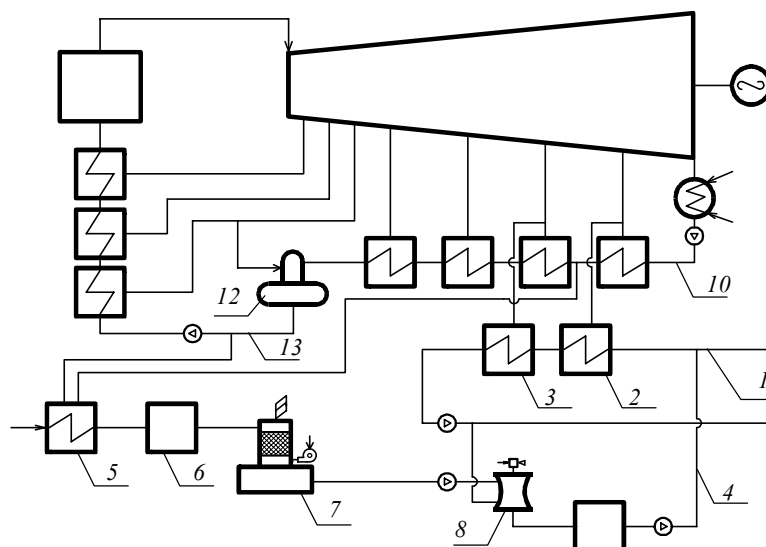


Рис. 4. Схема подогрева исходной воды: обозначения как на рис. 3;
 10 - питательный трубопровод; 12 - деаэратор питательной воды;
 13 - узел умягчения

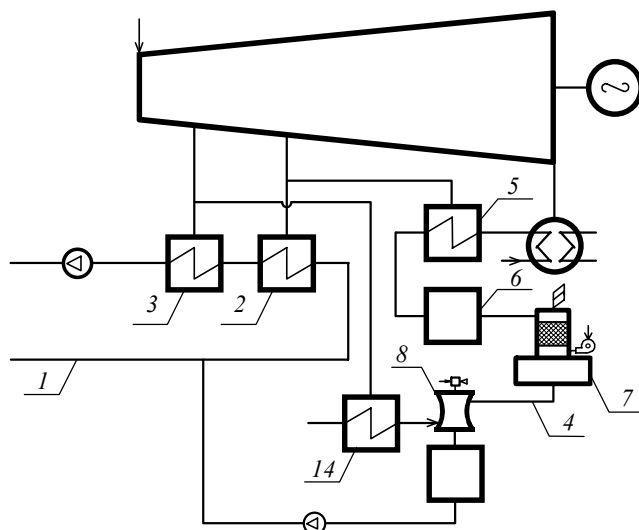


Рис. 5. Схема подогрева греющего агента вакуумного деаэратора: обозначения как на рис. 3;
 14 - подогреватель греющего агента вакуумного деаэратора

По шестому решению нагрев воды, используемой в качестве греющего агента вакуумного деаэратора, производят питательной водой, которую отбирают для этой цели после деаэратора питательной воды (рис. 6).

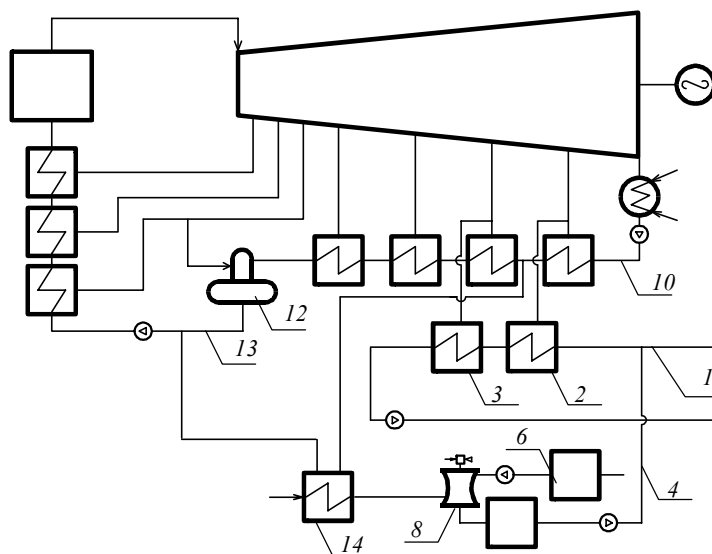


Рис. 6. Схема подогрева греющего агента вакуумного деаэратора: обозначения как на рис. 3, 5

Поддержание температурного режима в предложенных решениях достигается при высокой тепловой экономичности электростанции, поскольку для подогрева потоков подпиточной воды используется тепло низкопотенциальных отборов турбины. Так в первом, четвертом и шестом решениях используется конденсат, прошедший ступенчатый подогрев паром преимущественно низкопотенциальных отборов в теплообменниках системы регенерации турбины.

2. ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ НОВЫХ СХЕМ ПОДОГРЕВА ПОТОКОВ ПОДПИТОЧНОЙ ВОДЫ ТЕПЛОСЕТИ

Правильная количественная оценка энергетической эффективности технологий подогрева потоков подпиточной воды теплосети служит основой для технико-экономического обоснования их применения.

Для определения величины тепловой экономичности технологий подогрева потоков подпиточной воды теплосети при работе паротурбинных установок в теплофикационных режимах удобно использовать метод удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении (УВЭТП) [1, 2, 8, 9] и метод коэффициентов приращения мощности (КПМ) [10, 11].

Определение величины тепловой экономичности методом УВЭТП включает:

1. Определение выработки электроэнергии $N_{тф}$, за счет отборов пара на подогрев потоков подпиточной воды.

2. Учет регенеративного подогрева конденсата отобранного пара $N_{рег}$.

3. Учет собственных нужд в виде мощности $N_{сн}^{са}$, затрачиваемой на привод насосов, перекачивающих потоки подпиточной воды или греющей среды подогревателей.

4. Определение удельной выработки на 1 м^3 нагреваемой воды [1, 2, 8].

5. Сравнение вариантов с одинаковыми технологическими показателями.

6. Сравнение вариантов с одинаковой температурой подогрева.

Для определения $N_{рег}$ используется методика расчета схем подогрева подпиточной воды, разработанная в [9]. В этой методике для определения $N_{рег}$ использована идея введения в схему условных эквивалентных регенеративных подогревателей, предложенная в 60-е годы проф. Е.Я. Соколовым для упрощенного расчета тепловых схем.

Для выполнения расчетов и нахождения коэффициентов изменения мощности e и коэффициентов приращения мощности ε при минимальном

пропуске пара в конденсатор использованы данные технического проекта турбины Т-100-130 для зимнего режима работы ($p_{т.в}=0,126$ МПа, $Q_{т}=186,08$ МВт, ТМТ-106063, лист 5).

Отметим, что применение метода КПМ для расчета экономичности подогрева потоков воды на ТЭЦ возможно только при соблюдении условий 3-6, сформулированных выше для метода УВЭТП. Таким образом, метод КПМ при таких расчетах является составной частью метода УВЭТП.

Дополнительная выработка электроэнергии на тепловом потреблении определялась для следующих схем:

1. ИВ подогревается паром 4 отбора, конденсат направляется в деаэрактор питательной воды.

2. ИВ подогревается сетевой водой, отобранной после верхнего сетевого подогревателя, охлажденная вода направляется в трубопровод обратной сетевой воды.

3. ИВ подогревается сетевой водой, отобранной между нижним и верхним сетевыми подогревателями, охлажденная вода направляется в трубопровод обратной сетевой воды [5, 6].

4. ИВ подогревается основным конденсатом турбины, отобранным между вторым и третьим регенеративными подогревателями низкого давления. Охлажденный конденсат направляется в трубопровод основного конденсата турбины между ПНД2 и ПНД3 (рис. 1).

5. ИВ подогревается питательной водой, отобранной из питательного трубопровода после деаэратора питательной воды. Охлажденная питательная вода направляется в трубопровод основного конденсата турбины между первым и вторым ПНД (рис. 4). Регенеративная выработка $N_{рег}$ рассматривается как выработка за счет подогрева конденсата подогревателей ПНД4, ПНД3 и ПНД2, а также выработка за счет пара идущего на подогрев дополнительного потока в деаэраторе питательной воды.

6. ИВ подогревается паром верхнего теплофикационного отбора в дополнительном теплообменнике, конденсат возвращается в трубопровод основного конденсата между вторым и третьим ПНД.

7. ИВ подогревается паром нижнего отопительного отбора в дополнительном теплообменнике, конденсат возвращается в трубопровод основного конденсата между первым и вторым ПНД [12].

8. ГА подогревается паром 4 отбора, конденсат направляется в деаэрактор питательной воды.

9. В качестве греющего агента вакуумного деаэратора используется перегретая вода, отобранная из сетевого трубопровода после верхнего сетевого подогревателя [7]. Отличием схемы от типового варианта является включение байпаса ВСП в трубопровод сетевой воды. Это позволяет при переходном или неотапительных режимах, например,

режиме горячего водоснабжения, при температуре сетевой воды, направляемой внешним потребителям, менее 90-100 °С, подогревать ее только паром нижнего теплофикационного отбора в НСП, а часть воды, используемой в качестве греющего агента вакуумного деаэратора, догревать в ВСП.

10.ГА подогревается питательной водой, отобранной из питательного трубопровода после деаэратора питательной воды (рис. 6).

11.ГА подогревается паром верхнего теплофикационного отбора в дополнительном теплообменнике, конденсат возвращается в трубопровод основного конденсата между вторым и третьим ПНД.

Температурный режим водоподготовки был принят следующим: температура исходной воды (ИВ) перед декарбонизаторами и химически очищенной воды (ХОВ) перед деаэраторами $t_{\text{дк}}=t_{\text{х.о.в}}=40$ °С; температура перегретой воды – греющего агента (ГА) вакуумного деаэратора $t_{\text{га}}=103$ °С; температура деаэрированной воды $t_{\text{дв}}=60$ °С. Величина $\bar{t}_{\text{пие}}^{\partial}$ ($\bar{t}_{\text{пеа}}^{\partial}$) принималась равной: в 1, 6 и 7 схемах – 188,415 кДж/кг; в 8, 11 – 452,196 кДж/кг; 10 – 293,09 кДж/кг; в схемах 2-5 – 83,74 кДж/кг.

Результаты расчетов представлены в виде диаграммы на рис. 7. Штрихом помечена тепловая экономичность некоторых существующих технологий подогрева потоков подпиточной воды.

Ранее уже проводилось сравнение методов УВЭТП и КПМ. В работе [11] проведенные автором расчеты показали расхождение методов при учете влияния изменений на систему регенерации на 12 %.

Приведенные результаты (рис. 7) показывают, что расхождение между методами существенно меньше.

Метод КПМ более полно учитывает распределение регенеративного подогрева и приращение мощности от ввода в регенеративный цикл дополнительных потоков, однако требует гораздо большего числа исходных данных для расчетов с его помощью. Для определения коэффициентов e и ϵ используются значения энтальпий греющего пара и его конденсата, основного конденсата турбины (питательной воды) после каждой ступени регенеративного подогрева. При расчете коэффициентов учитывается направление потоков конденсата греющего пара (тип ступени – узловая или каскадная).

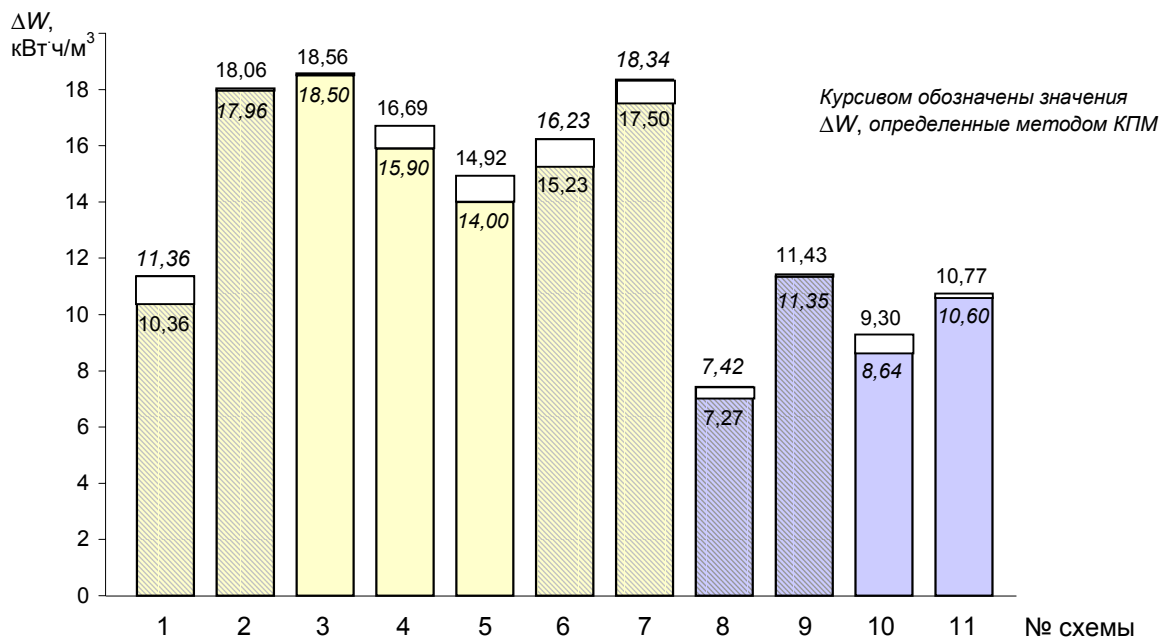


Рис. 7. Диаграмма для определения величины удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении для разных схем подогрева потоков подпиточной воды теплосети:
 - для ИВ; - для ГА

Метод УВЭТП позволяет существенно сократить время расчета, не связан с ограничениями по режиму работы турбоустановок и требует минимума исходных данных, что позволяет более широко применять его в практике расчетов, требующих быстрого определения величины дополнительной выработки электроэнергии на тепловом потреблении за счет отборов пара на подогрев потоков подпиточной воды. Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России» метод УВЭТП рекомендован для определения энергетической эффективности схем подогрева потоков подпиточной воды на ТЭЦ [2].

Сравнение тепловой экономичности представленных вариантов осуществляется по разности ΔW . Так, например, при переходе от схемы № 1 к схеме № 3 $\alpha_{ж}$ составит

$$\Delta W \text{ кВт ч/м}^3.$$

Диаграмма позволяет определить и сравнить тепловую эффективность подогрева потоков ИВ и ГА в целом. Наиболее экономичным вариантом является подогрев ИВ сетевой водой, отобранной между НСП и ВСП (вариант 3), а в качестве ГА использовать сетевую воду после ВСП (вариант 9).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Шарапов В.И.* Подготовка подпиточной воды систем теплоснабжения с применением вакуумных деаэраторов. М.: Энергоатомиздат. 1996.
2. *Шарапов В.И., Кувшинов О.Н.* Рекомендации по выбору схем теплофикационных установок с вакуумными деаэраторами. Утверждены 05.02.96 г. Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России». В сб. «Справочно-информационные материалы по применению вакуумных деаэраторов для обработки подпиточной воды систем централизованного теплоснабжения. М.: СПО ОРГРЭС. 1997.
3. А. с. 1328563 СССР, МКИ⁵ F 01 K 17/02. Тепловая электрическая станция/ В. И. Шарапов// Открытия. Изобретения. 1988. № 2.
4. *Шарапов В.И., Пазушкин П.Б.* Повышение экономичности схем теплофикационных турбоустановок с вакуумными деаэраторами подпиточной воды// Энергосбережение. 1999. № 2.
5. Пат. № 2147356 RU. МПК⁷ F 24 D 3/10. Способ работы системы теплоснабжения/ В.И. Шарапов, П.Б. Пазушкин// Открытия. Изобретения. 2000. № 10.
6. Пат. № 2148173 RU. МПК⁷ F 01 K 17/02. Тепловая электрическая станция/ В.И. Шарапов, П.Б. Пазушкин// Открытия. Изобретения. 2000. № 12.
7. А.с. 1366656 СССР, МКИ⁵ F 01 K 17/02. Тепловая электрическая станция/В.И. Шарапов // Открытия. Изобретения. 1988. № 2.
8. *Шарапов В.И.* О тепловой экономичности схем подогрева подпиточной воды// Электрические станции. 1988. № 7.
9. *Шарапов В.И.* Сравнение экономичности ТЭЦ с атмосферными и вакуумными деаэраторами// Электрические станции. 1979. № 4.
10. *Рубинштейн Я.М., Щепетильников М.И.* Исследование реальных тепловых схем ТЭС и АЭС. М.: Энергоиздат, 1982.
11. *Мошкарин А.В.* По поводу статьи Шарапова В.И., Крыловой М.А., Малышева А.А. «Контактный подогрев подпиточной воды в водоподготовительных установках»// Электрические станции. 1995. № 7.
12. А.с. 1745988 СССР, МКИ⁵ F 01 K 17/02. Система теплоснабжения. /В.И. Шарапов// Открытия. Изобретения. 1992. № 25.

УДК 621.94.005.15

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОГО ТЕПЛА В ГОРОДСКИХ ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЯХ

С.Н. Асеев, инженер,
Х.С. Гумеров, профессор, д.т.н.,
П.В. Симаков, инженер

(Уфимский государственный авиационно-технический университет)

Традиционные системы отопления и вентиляции используют горячую воду с температурой не менее 60-65 °С или тёплый воздух с температурой не менее 25 °С. Ниже этих температур низкопотенциальное тепло не может быть использовано даже для целей отопления с помощью простых теплообменных устройств.

Теплонасосные установки (ТНУ) позволяют преобразовать низкопотенциальное тепло в более высококачественное.

Несмотря на огромное разнообразие и очень большой энергетический потенциал, основными источниками низкопотенциальной теплоты для крупных ТНУ в настоящее время следует считать промышленные и бытовые источники.

Структура энергопотребления в стране в настоящий момент характеризуется соотношением между величинами тепловой и электрической энергии 2:1. Потенциал энергосбережения за счёт использования вторичного тепла составляет около 9 %.

В городах привлекательными с точки зрения использования содержащегося низкопотенциального тепла являются прошедшие очистку промышленные и коммунально-бытовые стоки.

Процесс аэрации требует постоянного насыщения воды кислородом воздуха, подаваемого специальными компрессорными установками большой мощности. Таким образом, кроме огромного количества тепловой энергии сбрасываемой в реки с очищенной водой на станциях очистки имеются ещё и тепловые сбросы охлаждения агрегатов компрессорных установок.

Ниже рассматривается возможность автономного теплоснабжения за счёт низкопотенциального тепла в цехе городских очистных сооружений и конструкций (ГОСК) предприятия Уфаводоканал.

Основным потребителем электроэнергии в ГОСК являются технологические воздушные нагнетатели, служащие для аэрации воды, проходящей биологическую очистку.

В цехе ГОСК в эксплуатации находятся 7 электроприводных нагнетателей, из которых одновременно работают 4 агрегата, потребляя около 4000 кВт электроэнергии.

Теплопотребление ГОСК обеспечивается от лампового завода, расположенного значительно выше, по надземным трубопроводам подаётся горячий пар в количестве 1...3 т/ч, теряющий по пути почти половину своей полезной энергии. Применение в качестве теплоносителя горячей воды невозможно, так как большая разница высот создает слишком большой напор в трубах, превышающий допустимый по условиям прочности.

Пар подаётся на несколько объектов для отопления и горячего водоснабжения.

Отпускаемое количество тепла характеризуется следующими показателями:

- средняя тепловая мощность 1480 кВт;
- минимальная мощность (в июле) 630 кВт;
- максимальная мощность (в январе) 2015 кВт.

Мощность системы отопления не превышает 400 кВт.

Отработавший в системе теплоснабжения конденсат с температурой 60...70 °С теряется, так как возврат его энергетически и экономически не оправдан из-за большой высоты подъёма.

Водозаборные устройства населённых пунктов Республики Башкирия имеют суммарную производительность около 1,1 млн. м³ питьевой воды в сутки, то есть на одного жителя приходится более 300 л/воды в сутки. Средний сток в канализацию города Уфы с населением более 1 млн. чел. составляет около 360 тыс. м³ в сутки. Дневной расход отличается от ночного в 2,5 раза.

Длительные наблюдения и измерения показывают, что температура очищенной сточной воды изменяется в довольно узких пределах и может быть оценена в 16...18 °С (в зимнее время). В зимний период на всей ширине река Белая ниже ГОСК на большом протяжении не покрывается льдом. Тепловой потенциал сточной воды, оцененный по разности температур воды стока и реки, составляет около 210000 кВт.

Воздушные нагнетатели ГОСК имеют воздухо-водяные теплообменники системы охлаждения электродвигателей и масляно-водяные теплообменники охлаждения нагнетателей и

редукторов. Расход воды через воздушно-водяной теплообменник составляет 18 м³/час, а через масляно-водяной - 20 м³/час на каждый из семи агрегатов. Вода подаётся водяным насосом с производительностью 290 м³/час.

При одновременной работе 4-х агрегатов температура воды на выходе из теплообменника составляет 30 °С. Тёплая вода по трубопроводу поступает на градирню, охлаждается и по обратному трубопроводу возвращается в систему охлаждения. Специально выполненные измерения температуры воды показали, что при температуре окружающего воздуха в интервале +7...-22 °С вода в градирне и трубопроводах в среднем охлаждается на 0,9 °С. Это означает, что вода получает и отдаёт 300 кВт тепловой энергии.

Энергия, содержащаяся в воде системы охлаждения энергоагрегатов, вполне сопоставима с потребной для теплоснабжения цеха ГОСК.

Можно рассмотреть также возможность снятия тепла с потока сжатого воздуха за нагнетателями.

Даже частичное, на 10 К, охлаждение этого воздуха позволяет получить тепловую мощность с 4-х агрегатов 630 кВт.

Выполнена оценка энергетического потенциала биогаза очистных сооружений, из которой следует, что при среднем суточном расходе сточной воды 360000 м³ из него может выделяться такое количество газа, которое при применении в тепловом двигателе может обеспечить выработку мощности порядка 2 МВт. Это составляет половину потребности ГОСК в электроэнергии.

Известно, что существуют предприятия по очистке канализационных стоков, которые не только полностью обеспечивают себя электрической и тепловой энергией, но периодически способны осуществлять продажу энергии.

Простейшим примером использования низкопотенциальной энергии является выработка тепла для целей отопления и горячего водоснабжения в парокompрессионном цикле теплового насоса.

Эффективность установки определяется потенциалом теплой воды $t_{ист}$. Кроме того, эффективность ТНУ характеризуется коэффициентом преобразования (КОП), зависящим от уровня нагрева теплоносителя в системе потребления.

Вариант горячего водоснабжения ($t = 65$ °С)

$t_{ист}$	10	20	30	40	50
КОП	4,75	5,27	6,14	7,44	9,48

Вариант отопления ($t = 85^{\circ}\text{C}$)

$t_{\text{ист}}$	10	20	30	40	50
КОП	3,58	3,85	4,27	4,84	5,521

Полная автономность системы теплоснабжения может быть реализована путём использования для этих целей тепла, теряющегося в энергетических агрегатах – в нагнетателях воздуха и их приводах.

Схема модернизации существующей системы теплоснабжения путём её «достройки» приведена на рис. 1.

В испарителе тёплая вода с расходом $Q=290 \text{ м}^3/\text{ч}$ отдаёт тепло испаряющемуся хладагенту, температура которого в ходе процесса кипения остаётся неизменной. Выбор уровня температуры определяет давление хладагента, температурный напор, и, следовательно, площадь теплообменника (габариты испарителя). Сжатие хладагента в компрессоре позволяет повысить его температуру до уровня, требуемого для нагрева теплоносителя в системе отопления - 100°C .

В конденсаторе происходит передача тепла от хладагента к теплоносителю системы отопления. Передача тепла осуществляется в три этапа:

- 1) охлаждение перегретого пара хладагента до температуры конденсации;
- 2) конденсация хладагента;
- 3) охлаждение конденсата.

В этом процессе благодаря противоточной системе теплообмена происходит постепенное повышение температуры теплоносителя. Необходимо, чтобы на «стыке» первого и второго процессов сохранялся хотя бы минимальный тепловой напор. Третий процесс может быть вынесен в другой теплообменный аппарат, с передачей тепла другому теплоносителю.

В существующей системе теплоснабжения может быть повышена эффективность её работы за счёт более полного отбора тепла от теплоносителя путем снижения температуры конденсата с помощью теплового насоса и возврата тепла в систему (рис. 2). По сравнению с существующим режимом теплоснабжения расход пара сокращается на 40%.

Поскольку температура конденсата достаточно высока, то в процессе дросселирования часть его, испаряясь, снижает температуру до уровня, необходимого для восприятия тепла от низкопотенциального теплоносителя. Степень сухости хладагента $X=0,4$, то есть в процессе дросселирования 40% конденсата превращается в пар и уже не участвует в процессе съёма

тепла в испарителе, из-за этого количество рабочего тела должно быть соответственно увеличено.

Если в схему включить теплообменник, позволяющий дополнительно охлаждать конденсат рабочего тела перед его дросселированием, то технико-экономические показатели работы ТНУ улучшатся.

Рассчитаны два варианта установки дополнительного теплообменника:

- 1) для подогрева сетевой воды в системе горячего водоснабжения;
- 2) для перегрева пара рабочего тела перед его сжатием в компрессоре.

Второй вариант термодинамически менее целесообразен (КОП снижается с 6,64 до 4,63), однако он иногда рассматривается для гарантии полного испарения рабочего тела, ликвидации капель жидкой фазы рабочего тела, отрицательно сказывающихся на работоспособности компрессора.

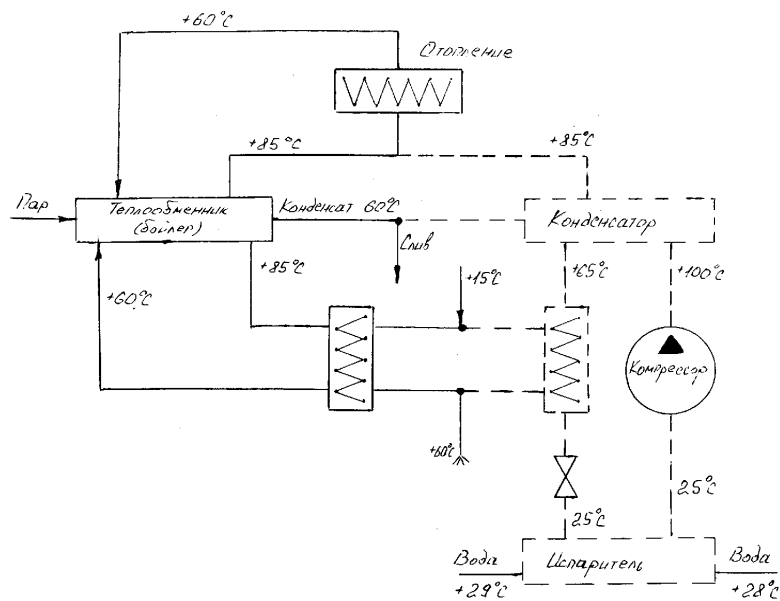


Рис. 1. Принципиальная схема теплоснабжения

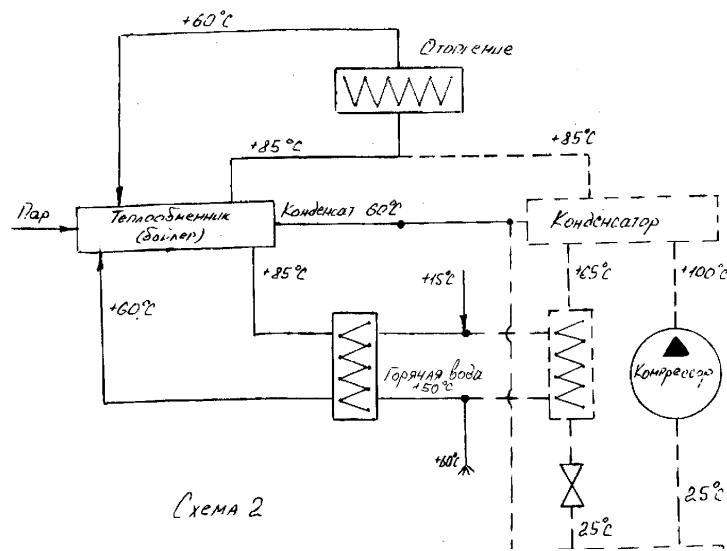


Рис. 2. Принципиальная схема теплоснабжения с возвратом тепла

Отметим, что широко распространяющиеся винтовые компрессоры так называемого маслозаполненного типа специально используют жидкую фазу для уплотнения зазоров и повышения КПД.

Как видно из таблицы, себестоимость тепла, произведённого по технологии, использующей теплонасосные установки, практически совпадает с себестоимостью производства тепла в котельной, но надо иметь в виду, что отпускная цена тепла от централизованных источников в 2 раза выше - 107 руб/Гкал. В этих условиях ежегодная экономия средств при потреблении 400 кВт тепла (3012,9 Гкал в год) составит $C = 3012,9 (107 - 66) = 123,5$ тыс. руб.

Удельная стоимость теплонасосной установки, по данным предприятия-изготовителя, составляет 250 долл. США для установок класса мощности 1000...5000 кВт и 400 долл. США для установок малой мощности (10...60 кВт).

Структура себестоимости и калькуляция затрат на производство тепла

Составляющие затрат	Котельная - газ	Тепловой насос с электроприводом
1. Стоимость топлива	11,91	-
2. Вспомогат. Материалы	0,21	0,19
3. Электроэнергия.	1,81	33,71
4. Вода	4,6	0
5. Амортизация	11,22	16,04
6. Рем. фонд в% от п.5	0,56	0,80
7. Фонд оплаты труда	31,18	15,59
8. Затраты на защиту окружающей среды	2,68	0
Себестоимость руб/Гкал	64,17	66,33

Себестоимость руб/кВт ч	0,055	0,057
-------------------------	-------	-------

К концу предполагаемого срока эксплуатации (12 лет) приведенные затраты по варианту котельная на газе будут минимальными - это и есть наиболее эффективный вариант теплоснабжения цеха ГОСК (рис. 3). На втором месте стоит вариант теплоснабжения по схеме ТНУ.

Из-за относительно низких цен на газ котельные на газу более эффективны по сравнению с другими вариантами теплоснабжения, однако применение ТНУ для теплоснабжения цеха ГОСК эффективнее при КОП>5. Для повышения эффективности внедрения ТНУ необходимо уменьшить ее себестоимость и повысить КОП цикла.

tg φ Э

Рис. 3. Схема сравнения вариантов по срокам предполагаемой эксплуатации:

- 1 - теплоснабжение от теплофикационных сетей; 2 - теплоснабжение по варианту котельная - газ; 3 - теплоснабжение по варианту ТНУ; 4 - существующий вариант теплоснабжения

В общем же ТНУ способны конкурировать с существующим централизованным теплоснабжением от тепловых сетей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Асеев С.Н., Гумеров Х.С., Симаков П.В.* Использование низкопотенциального тепла в городских очистных сооружениях//

Энергоресурсосбережение в республике Башкортостан. 1999. Часть I. УГАТУ.

2. *Белинский С.Я.* Теплофикация и теплоэлектроцентрали. М.: Энергия. 1976.

3. *Златопольский А.Н., Прузнер С.Л.* Экономика, организация и планирование теплового хозяйства промышленных предприятий. М.: Энергия. 1979.

4. *Рейд Д., Макмайл Д.* Тепловые насосы / Пер. с англ. М.: Энергоиздат, 1982.

ЭФФЕКТИВНАЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ ТРУБОПРОВОДА КАК ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ТЕПЛА

И.В. Калачев, гл. инженер, к.т.н.,
(НПУ «ЗНОК и ППД», г. Бугульма),

В.В. Кунеевский, начальник отдела инженерных систем и оборудования,
(Институт ТатНИПИнефть, г. Бугульма)

Р.М. Шаммасов, зав. лабораторией,
(НПУ «ЗНОК и ППД», г. Бугульма),

В.Н. Блохин, инженер
(Институт ТатНИПИнефть, г. Бугульма)

В настоящее время в России находится в эксплуатации 30 тыс. км магистральных теплопроводов и более 190 тыс. км остальных теплосетей, которые обеспечивают теплотребление в объеме 2171 млн. Гкал/год, что примерно соответствует годовому теплотреблению всех стран Западной Европы [1]. Большая часть тепловых сетей построена в 60-е годы, когда страна одна из первых начала широко осваивать системы централизованного теплоснабжения. Наиболее широко применяемая в тот период технология прокладки трубопроводов в непроходных каналах с теплоизоляцией преимущественно из минеральной ваты сохранилась и по сей день. Вследствие интенсивных термовлажностных и термохимических воздействий окружающей среды свойства заложенной теплоизоляционной конструкции снижаются, тем самым теплотери превосходят нормативные в 2-3 раза. Из-за высокой интенсивности коррозионных повреждений срок службы существующих трубопроводов не превышает 12-15 лет, что в 1,5-2 раза ниже показателя Западных стран.

Развитие в России рыночных отношений и наметившаяся мировая тенденция энергетического дефицита требует разработки технических решений по снижению тепловых потерь в системах теплоснабжения. В НПО «ЗНОК и ППД» (защита нефтепромыслового оборудования от коррозии и поддержание пластового давления) ОАО «Татнефть» с начала 90-х годов ведется интенсивная работа по изучению данной проблемы. Проведен анализ новейших зарубежных и отечественных технологий по антикоррозионной и тепловой изоляции трубопроводов. Наибольший интерес вызвала широко применяемая в западных странах конструкция теплогидроизоляции теплопроводов типа «труба в трубе» с использованием пенополиурета-нового теплоизолятора. Пенополиуретан обладает наименьшей теплопроводностью по сравнению с традиционными теплоизоляционными материалами. Закрыто-пористая структура (не менее 88% закрытых пор) препятствует увлажнению материала при контакте

с влажной средой, тогда как увлажнение широко применяемой минеральной ваты ведет к снижению ее теплоизоляционных свойств в 2 раза. Низкая плотность пенополиуретана (60-80 кг/м³) и достаточно высокая механическая прочность (прочность на сжатие 0,4-0,6 Н/мм²) позволяют проводить теплоизоляцию труб в цеховых условиях, осуществлять их транспортировку, монтаж и эксплуатацию без повреждений.

На базе опытно-экспериментального производства НПУ «ЗНОК и ППД» разработана технология и введен в эксплуатацию цех по выпуску труб с монолитной теплогидроизоляцией. В качестве теплоизоляционного материала принята безфреоновая пенополиуретановая композиция марки «Изолан-345» ТУ 2254-229-10480596-97 отечественного производства. Данный материал позволяет эксплуатировать трубы с температурой теплоносителя до 150 °С, которая соответствует проектному значению пиковых нагрузок российских тепловых сетей.

Технологический процесс формирования гидротеплоизоляции типа «труба в трубе» включает следующие операции:

- дробеметная очистка наружной поверхности стальных труб (первая степень очистки по ГОСТ 9402-80);
- установка на трубу центраторов и размещение ее в оболочке по принципу «труба в трубе»;
- заполнение межтрубного пространства теплоизолятором.

Благодаря высокой адгезионной способности пенополиуретан защищает очищенную стальную трубу от коррозии, пассивируя активные центры на металле. Для трубопроводов подземной бесканальной прокладки в качестве гидроизоляции используют оболочку из полиэтилена высокой плотности. Для надземной прокладки используют оболочку из оцинкованной жести.

Параллельно с технологией гидротеплоизоляции труб была освоена технология гидротеплоизоляции сварных соединений и фитингов (отводов, тройников, задвижек и т.д.). Диапазон диаметров выпускаемых труб и трубопроводных элементов составляет от 57 мм до 530 мм. Номенклатура серийно выпускаемой продукции на производственной площади, равной 1790 м², составляет более 50 единиц.

Расчет толщины изоляционного слоя для каждого типоразмера труб проведен по нормированному значению линейного теплового потока [2].

На рисунке представлены графики зависимости толщины теплоизоляции из пенополиуретана от линейной плотности теплового потока с поверхности 1 м длины трубы для каждого типоразмера. Точки пересечения кривой с графиками соответствуют выбранным значениям толщины изоляции для нормированного значения тепловых потерь. Выпускаемые трубы классифицируются по двум типам: с нормальной

изоляция и с усиленной, в зависимости от средней температуры окружающей среды за отопительный сезон в районе эксплуатации труб.

Экспериментальный трубопровод диаметром 159 мм с установленным узлом учета потребления тепла подтвердил расчетные значения экономической эффективности использования предложенной гидротеплоизоляции. Годовая экономия тепла с одного километра трубопровода составила 237 Гкал, что соответствует экономии 41 т условного топлива. Бесканальный метод прокладки трубопровода позволил сэкономить более 30% капитальных вложений при строительстве (см. таблицу). Надежная антикоррозионная защита трубопровода увеличивает его срок службы до 25 лет. Экономический эффект за расчетный период работы трубопровода составляет 1745 тыс. рублей на 1 км за счет экономии капитальных вложений, снижения теплотерь, сокращения числа повторных замен трубопровода и его ремонтов. Срок окупаемости вложенных средств не более одного года.

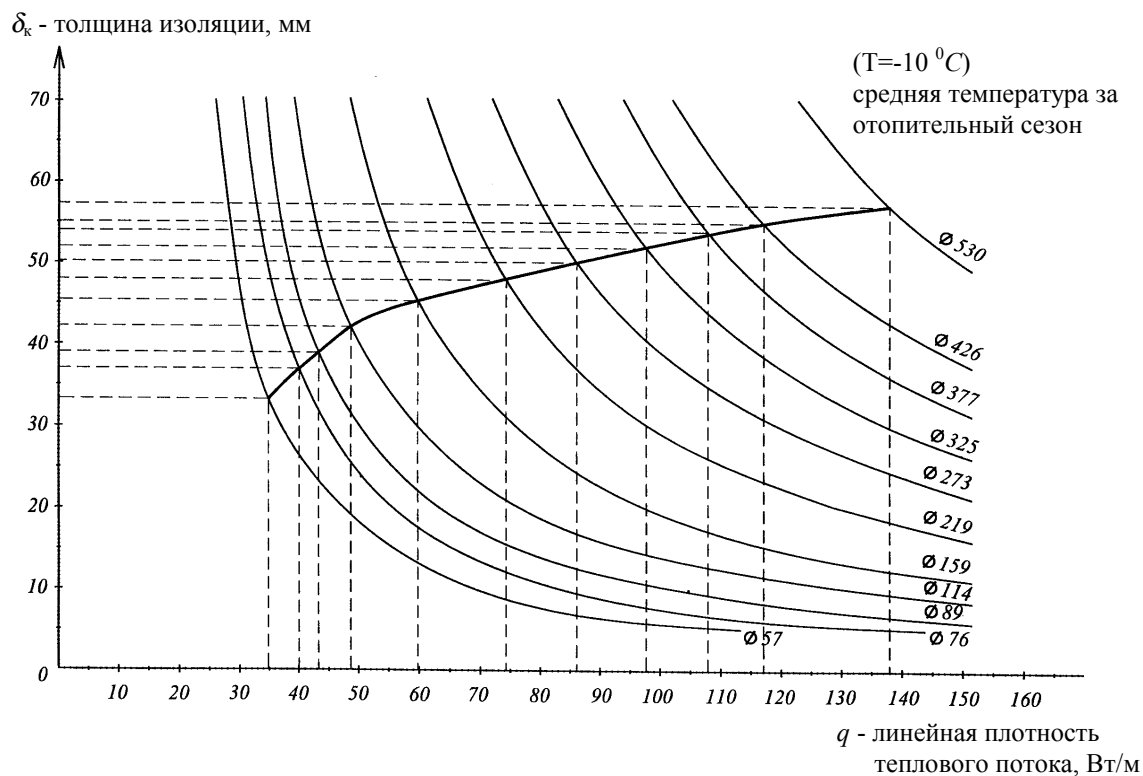


Рис. Расчетная толщина теплоизоляции труб в зависимости от нормированного значения линейной плотности теплового потока

Начиная с 1996 года смонтировано более 100 км труб с пенополиуретановой теплоизоляцией, изготовленных в НПУ «ЗНОК и ППД». Такое количество сопоставимо с общей длиной тепловых сетей города с населением 100 тыс. человек. Заказчиками теплоизолированных труб являются городские хозяйства Республики Татарстан, Оренбургской

области и северных районов. За последние 2 года производилась реконструкция магистральных теплотрасс в г. Альметьевске (Республика Татарстан) и г. Покачи (Ханты-Мансийский АО) с использованием теплоизолированных пенополиуретановых труб с внутренним термостойким антикоррозионным покрытием, технология нанесения которого разработана специалистами НПУ «ЗНОК и ППД» и освоена на Бугульминском механическом заводе ОАО «Татнефть».

Таблица

Оценка стоимости прокладки 1 км теплотрассы Ø 159 мм

Вид работы	Пенополиуретановая теплоизоляция		Теплоизоляция минераловатная	
	Объем работ	Стоимость, тыс. руб.	Объем работ	Стоимость, тыс. руб.
Строительно-монтажные работы, в том числе:	1 км	362,06	1 км	1073,5
Земляные работы	1000 м ³	197,34	2940 м ³	305,57
Прокладка трубопроводов	1 км	164,72	1 км	45,61
Устройство непроходных каналов	-	-	1 км	438,34
Железобетонные лотки	-	-	250 м ³	283,98

Выпускаемые в НПУ «ЗНОК и ППД» теплоизолированные трубы по своим техническим характеристикам соответствуют европейским стандартам EN253 и EN448.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Корсунский В.Х., Стрижевский И.В. Бесканальная прокладка теплопроводов с пенополиуретановой изоляцией как наиболее надежный способ энергосбережения. Известия Жилищно-коммунальной академии. Городское хозяйство и экология, 1995-№ 4. с. 22-32.

2. СНиП 2.04.14-88. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ И В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

УДК 696.34

ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧНОСТИ, НАДЕЖНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ СИСТЕМ ТЕПЛОФИКАЦИИ ГОРОДОВ

А.И. Андриющенко, профессор, д.т.н.,

Ю.Е. Николаев, доцент, к.т.н.

(Саратовский государственный технический университет)

Действующие в большинстве городов России традиционные теплофикационные системы, основанные на районных ТЭЦ, в настоящих экологических условиях не обеспечивают ни должной экономии топлива, ни необходимой надежности теплоснабжения. Более того, работа таких ТЭЦ приводит к повышенной загазованности городов. Главными причинами этого являются:

- громадные тепловые потери в сетях и большой расход электроэнергии на транспорт теплоносителей от ТЭЦ до потребителей, что требует выработки намного большего количества тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, чем поступает к потребителям;
- применение на ТЭЦ устаревших теплофикационных установок, имеющих недостаточно высокие параметры острого пара, малую удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении, а также значительный перерасход топлива от конденсационной выработки электроэнергии теплофикационными турбинами;
- неоптимальное участие районных ТЭЦ в покрытии суммарного графика тепловой нагрузки;
- несовершенная система транспорта теплоты, требующая больших капиталовложений в тепловые сети и перекачивающие подстанции;
- высокая коррозионность стальных труб, вызывающая частую их замену и большие утечки сетевой воды;
- наличие в зимний период высоких температур и давления «перегретой» воды в сетях, приводящее часто к авариям большой разрушительной силы;

- несовершенство термодинамических циклов и тепловых схем действующих паротурбинных ТЭЦ, ограничивающее использование в них теплоты сожженного топлива не более чем на 60-65%. В тоже время современные ПТУ-ТЭЦ ее используют на 85-90%, а выработку электроэнергии на базе отпускаемой теплоты имеют в два раза большую, чем на паротурбинных ТЭЦ.

Кроме того, поскольку экономия топлива на ТЭЦ определяется по сравнению с отдельной выработкой таких же количеств электроэнергии на современной КЭС, а теплоты – современными котельными, то достигнутый ими прогресс также снижает эту относительную экономию. В результате действия всех указанных причин, а также несовершенства тарификации и отсутствия должного учета фактически получаемой потребителями теплоты, им часто оказывается более выгодным создавать собственные котельные.

В зарубежных же странах строят так называемые мини-ТЭЦ, сочетая их работу с имеющимися городскими ТЭЦ, создавая для последних наиболее благоприятные режимы работы. Для этого, в частности, снижается максимальная температура нагрева на ТЭЦ сетевой воды в расчетный период до 80-85 °С, а ее дальнейший догрев переносится на мини-ТЭЦ потребителей. Таким образом сохраняется почти полная комбинированная выработка электрической энергии на базе отдаваемой потребителям теплоты и значительно уменьшаются ее потери.

Этому способствует и применение новых высококачественных, защищенных от коррозии труб магистральных теплопроводов, их тепловой изоляции, а также перевод турбин ТЭЦ на противодавленческий режим с понижением давления отборного пара.

Таким образом зарубежный опыт показывает, что и в современных условиях теплофикация может обеспечить еще значительную экономию топлива. Можно рассчитывать на это и в обозримом будущем, поскольку на самых лучших ПТУ-КЭС коэффициент использования теплоты топлива ($K_{ИТ}$) в ближайшие десятилетия не может превышать 60%, а на противодавленческих ПТУ-ТЭЦ он уже достигает 90%. В нынешних же условиях, когда КПД КЭС не превышает 45%, а КПД местных котельных достигает 49% - теплофикация может обеспечивать до 30% экономии топлива.

Имеются также реальные возможности дальнейшего повышения надежности работы всей системы теплоснабжения городов, уменьшения ее капиталоемкости и количества сжигаемого в городах углеводородного топлива. Наиболее простыми для их

реализации при значительной эффективности являются следующие мероприятия.

1. Отказ от применения в магистральных тепловых сетях высоких температур и давлений сетевой воды, при ее догреве в тепловых центрах потребителей. Как показывает зарубежный опыт, тепловые потери в магистральных сетях при соответствующей теплоизоляции таким образом могут быть снижены в городских сетях до 2-3 %. Однако главным эффектом такой комбинированной схемы теплоснабжения является исключение опасности вскипания сетевой воды в верхних точках теплотрассы и снижение потребного давления воды в сети почти в 2 раза по сравнению с подачей ее в сеть в «перегретом» состоянии. Соответственно уменьшается расход электроэнергии на привод сетевых насосов. Кроме того, в таких системах магистральные сети можно строить из недорогих пластмассовых или чугунных труб, не подвергающихся коррозии и способных работать до 50-60 лет без замены.

2. Перевод городских паротурбинных ТЭЦ на круглогодичный нагрев только воды, используемой для горячего водоснабжения и компенсации ее утечек в сетях. При этом на ТЭЦ вода нагревается от ее температуры в открытых водоемах до 60-70 °С, что позволяет осуществлять ее двухступенчатый нагрев при давлениях отработавшего пара 10 и 30 кПа, т.е. достигнуть наибольшей удельной выработки электроэнергии на этой части теплоснабжения города. Если учесть, что на горячее водоснабжение в европейской части РФ расходуется 40-50% годового теплоснабжения, то годовая экономия топлива будет весьма значительной. Естественно, что при этом ТЭЦ необходимо догрузить, подключив к ней дополнительных потребителей горячей воды. Это можно сделать путем ее подачи в течение всего года в квартальные котельные, которые будут только использоваться для покрытия отопительной нагрузки. На летний период такие котельные должны останавливаться. Обеспечив таким образом почти постоянную тепловую нагрузку ТЭЦ в течение всего года, необходимо произвести надстройку паротурбинных блоков ТЭЦ газовыми турбинами, что позволит не только увеличить экономию топлива в системе, но и повысить маневренные свойства ТЭЦ.

3. Использование тепловых выбросов предприятий города в общей системе его теплоснабжения. Во многих городах работают круглогодично или сезонно производственные предприятия, имеющие промышленные печи или котельные для выработки технологического пара, а также различные технологические

установки с большими тепловыми выбросами. Обычно теплота высокотемпературных выбросов частично используется на самих предприятиях, а низкотемпературные выбросы (при $t = 50-60$ °С) использовать там, как правило, не удается. Вместе с тем можно использовать эти выбросы для нагрева воды, направляя последнюю в городскую сеть в качестве подпитки открытой тепловой сети. Таким же образом можно использовать в течение всего года теплоту уходящих газов промышленных газотурбинных ТЭЦ, вырабатывающих технологический пар высокого давления. В этом случае ГТУ-ТЭЦ подключается к существующей двухтрубной городской сети параллельно городской ТЭЦ или подключается к ее обратной линии. Соответственно уменьшается количество сжигаемого на ТЭЦ топлива. При этом в значительной степени повышается надежность теплоснабжения города и уменьшается количество вредных выбросов.

4. Частичное низкотемпературное теплоснабжение от загородных КЭС и ЭС при работе городских ТЭЦ только в отопительный период. Значительную экономию углеводородного топлива и уменьшение вредных выбросов в городах можно получить, если всю круглогодичную нагрузку горячего водоснабжения покрывать от загородных КЭС, работающих на твердом топливе или от удаленных АЭС. При этом сохраняется вся существующая городская сеть теплоснабжения, подпитка которой теперь будет производиться горячей водой от загородных теплоисточников. Сжигание топлива на ТЭЦ будет осуществляться только в отопительный период и только для покрытия отопительной нагрузки. Таким образом, загородные КЭС частично или полностью превращаются в теплоэлектроцентрали с большой удельной выработкой электроэнергии на тепловом потреблении. Поскольку подача горячей воды в город будет производиться по однострунной сети при температуре, не превышающей 70 °С, тепловые потери в сетях и расход электроэнергии на сетевые насосы будут невелики.

ХРОНИКА, ИНФОРМАЦИЯ, ОБЪЯВЛЕНИЯ

ПЛАН ИЗДАНИЯ ЖУРНАЛА

«Научно-технический калейдоскоп» на 2001 год

Выпуск 1 – Серия «Приборостроение, радиотехника и информационные технологии»
(Ответственный за выпуск Волгин Л.И.)

Выпуск 2 – Серия «Метрология, сертификация и управление качеством»
(Ответственный за выпуск Федотов Л.В.)

Выпуск 3 – Серия «Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности»
(Ответственный за выпуск Шарапов В.И.)

Выпуск 4 – Серия «Архитектура, строительство и строительное производство»
(Ответственный за выпуск Тур В.И.)

По вопросам подготовки и публикации статей в журнале обращаться

по телефонам: ☎ 35-39-07 Климовский Андрей Борисович

ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ СТАТЕЙ

1. Объем статьи не должен превышать 6 страниц, включая рисунки, таблицы, список литературы. Текст статьи должен быть тщательно выверен, отредактирован и готов к размножению без дополнительной обработки.

2. Текст набирается в редакторе Microsoft Word 97. Формат листа – А4. Поля (верхнее, нижнее, правое и левое) – 2,5 см. Шрифт обычный, гарнитура – Times New Roman, размер шрифта – 14 пт, межстрочный интервал – 1, абзацный отступ – 1 см. Выравнивание текста по ширине страницы.

3. Формулы выравниваются по абзацному отступу, их номера в круглых скобках – по правому краю.

4. Рисунки размещаются после их упоминания в тексте и нумеруются снизу (например, Рис. 2); таблицы нумеруются сверху (например, Табл. 4). Рисунки и таблицы могут быть снабжены содержательными подписями и названиями, расположенными вслед за соответствующим номером.

5. Номера страниц на распечатке указываются карандашом в правом верхнем углу листа; номера страниц в электронном варианте статьи не проставляются.

6. Ссылки на литературу указываются в квадратных скобках. Список литературы приводится в конце статьи и должен быть озаглавлен «СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ». Заголовок от текста статьи и от списка литературы отделяется дополнительными интервалами (пустой строкой).

7. Структура статьи:

УДК (14 пт., заглавные, выравнивание по левому краю страницы)
(пустая строка)

НАЗВАНИЕ СТАТЬИ

(14 пт., заглавные, полужирный, по центру страницы)

(пустая строка)

И.О. Фамилия (12 пт., полужирный), должность, ученая степень, ученое звание автора
(12 пт) (все по центру страницы)

(Организация)

(12 пт., в круглых скобках, по центру страницы)

(пустая строка)

Аннотация статьи (12 пт., выравнивание по ширине страницы)

(пустая строка)

Текст статьи

(пустая строка)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

(14 пт., заглавные, по центру страницы)

(пустая строка)

Список литературы (14 пт., каждый источник с абзаца, выравнивание по ширине страницы)

О четвертой Российской научно-технической конференции «Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности»

Четвертая Российская научно-техническая конференция «Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности» будет проведена 24-25 апреля 2003 г. в Ульяновском государственном техническом университете.

Организаторы конференции: Ульяновский государственный технический университет, Поволжское отделение Международной энергетической академии, Союз научных и инженерных общественных объединений Ульяновской области.

Оргкомитет конференции приглашает специалистов предприятий городского хозяйства, предприятий энергетики и промышленности, высших учебных заведений, научно-исследовательских и проектных организаций принять участие в работе конференции и заранее подготовить материалы для докладов и (или) для выставки, которая будет проводиться во время конференции.

Заявки и тезисы докладов или сообщений (3-4 страницы машинописного текста), которые Вы хотели бы сделать на конференции просим направлять в адрес оргкомитета конференции до 1 декабря 2002 г. Материалы конференции будут опубликованы. Наиболее актуальные доклады будут рекомендованы к публикации в журналах «Научно-технический калейдоскоп» и «Энергосбережение в Поволжье». Участники конференции, желающие опубликовать доклады полностью в журналах, представляют одновременно с тезисами тексты докладов объемом до 8 страниц машинописного текста.

Финансирование конференции и издание материалов предполагается за счет оргвзносов предприятий-участников и индивидуальных участников.

Предприятия и организации – участники конференции могут представить во время конференции образцы продукции и разработки по тематике энергосбережения.

Адрес Оргкомитета: 432027, Россия, г. Ульяновск, ул. Северный Венец, 32, УлГТУ, кафедра «Теплогазоснабжение и вентиляция», e-mail tg@ulstu.ru

Председатель Оргкомитета: доктор техн. наук, профессор
Шарапов Владимир Иванович ☎ (8422) 43-90-91,
43-90-81.

Отв. секретарь: *Пазушкин Павел Борисович* ☎ (8422) 43-90-84.