

СПЕЦИАЛЬНАЯ ТЕМА

Теплораспределение

Чудо-статья!

① Различие между
эксергией и анергией

② Аккумуляция тепла у потребителя
③ Цены тепловой энергии.

Дополнительный доход от неиспользуемой тепловой энергии

Температура обратной воды: сокровище, не используемое поставщиками и потребителями тепловой энергии

В централизованном теплоснабжении желательно использовать низкотемпературную теплоту, подобно тому, как используется теплота конденсации отходящих газов.

Более эффективное использование топлива позволит использовать существующие сетевые структуры для передачи более высоких тепловых мощностей. В отрасли централизованного теплоснабжения, кроме того, использование технологий комбинированного производства тепловой и электрической энергии обеспечивает лучшее использование топлива, повышенный выход электроэнергии и, таким образом, повышенную прибыль.

До сих пор еще не было столь благоприятных общественно-политических и рыночных условий для предприятий централизованного теплоснабжения, как в настоящее время. Отрасли централизованного теплоснабжения следовало бы выгодно отличаться от электроэнергетической, газовой и нефтяной отраслей, репутация которых у потребителей в настоящее время неудовлетворительна. Ресурсосберегающая энергетика централизованного теплоснабжения предоставляет многоотраслевому предприятию шанс снова завоевать доверие потребителей, утерянное отраслями электро- и газоснабжения.

В прессе, радио, телевидении и интернете ежедневно обсуждаются темы энергетической политики. Потребитель замечает, что темами повестки дня являются вопросы использования возобновляемых энер-

гоносителей, комбинированного производства тепловой и электрической энергии, применения блочных теплоэлектростанций, местных и централизованных систем отопления. Он уже знает, что необходимо рациональное обращение с энергией, и ощущает соответствующие финансовые воздействия. Проекты в области инновационного преобразования энергии реализуются кругом лиц, который уже давно не отвечает распространенному в прошлом представлению о нем, как об альтернативной периферийной группе нашего общества. Между тем потребитель получает от своего банка глянцевые проспекты, — естественно, на бумаге, полученной из макулатуры, — в которых ему предлагают вкладывать средства в фонды установок, работающих на возобновляемых энергоносителях, с хорошими перспективами на проценты. Однако, в настоящее время для оптимизации собственного энергоснабжения он может прибегнуть только к конденсационным котлам, сжиганию щепы и солнечным коллекторам — средствам, пользовавшимся широкой популярностью в прошлом году. Потребитель, следовательно, готов инвестировать. Отрасль централизованного теплоснабжения должна предоставить ему выгодную альтернативу.

Отрасль централизованного теплоснабжения уже в течение ряда деся-

тилетий показала свою компетентность в области эффективного и экологичного преобразования энергии. Но в современной общественно-политической ситуации предприятиям централизованного теплоснабжения уделяют слишком мало внимания в публичных дискуссиях. Почему?

Автор попытается показать, что в современном централизованном теплоснабжении таятся еще не используемые «энергетические сокровища», которые могут быть вскрыты инновационными и ориентированными на повышение доходности предприятиями теплоснабжения.

Вопросы к руководству предприятий централизованного теплоснабжения

Напрашиваются следующие вопросы. Хотели бы вы:

- ① повысить пропускную способность существующей тепловой сети на величину до 35 % без инвестиций в реконструкцию?
- ② сократить объемы циркуляции горячей воды и ежегодные расходы на энергию, потребляемую насосами?
- ③ достичь более полного использования теплоты сгорания топлива и повышения выхода по электроэнергии в режиме когенерации?
- ④ улучшить коэффициент использования первичной энергии вашей системой теплофикации?
- ⑤ снизить расходы на прокладку сетей в проектах новостроек за счет применения труб меньшего диаметра?
- ⑥ эффективно контролировать и фактически обеспечивать договорную температуру обратной воды?
- реализовать эти цели в хорошем взаимопонимании со всеми участниками процесса, особенно с потребителями теплоты?

Тогда вам нужно понизить температуру обратной воды в сети централизованного теплоснабжения!

Детальное описание взаимозависимостей по всем сбалансированным гидравлическим кольцам системы теплофикации должно показать работникам всех участков предприятия теплофикации, каким отрицательным последствиям приводит высокая температура обратной воды в отношении экономичности и качества централизованного теплоснабжения. В статье предложены конкретные решения по снижению температуры обратной воды и описаны разработанные для этого компоненты установок.

Однако вначале необходимо описать исходную ситуацию и оценить отрицательное воздействие высокой температуры обратной воды.



Дипл. инж.
Рудольф Книirim,
EFI Energietechnik und
Fernwärme Ingenieurbüro
Kniirim, Нуслох

Исходная ситуация

Каждый, кто работает в области теплофикации, знает о существенном и решающем различии между централизованным теплоснабжением и другими формами канализируемой передачи энергии. В системах централизованного теплоснабжения некоторое количество теплоты возвращается обратно, а именно: остаточная теплота обратной воды. В то время как, например, в газоснабжении речь идет об «улице с односторонним движением», централизованное теплоснабжение является циркуляционной системой. Решающее значение для экономичности системы имеет качество возвращаемой остаточной тепловой энергии. Однако в сетях теплоснабжения это пока не учитывалось.

В электроснабжении регистрируется связанный с частотой тока реактивная энергия (например, при запуске двигателей), которая учитывается специальными счетчиками. В электроэнергетике это применяется с давних времен.

Для циркуляционной системы теплоснабжения решающее значение имеет уровень температуры возвращаемого теплоносителя (зависящий, в частности, и от времени суток). Чем ниже температура обратной воды, тем больше перепад температур относительно температуры воды в подающей линии и тем большее количество тепловой энергии отбирает потребитель из того же количества сетевой воды. Эта термодинамическая зависимость общезвестна. Поэтому в интересах всех предприятий теплофикации стремиться к максимальному снижению температуры обратной воды (теоретически до температуры окружающего воздуха), — в той мере, в какой это экономически целесообразно.

Но предприятие теплоснабжения не может влиять на температуру обратной воды, она зависит от характеристик оборудования потребителя и режима его работы. Хотя предприятие теплоснабжения оговаривает в своих технических условиях на подключение максимальную температуру обратной воды, например, 50 °C, оно может лишь в слабой степени влиять на соблюдение этого требования и не в состоянии непрерывно контролировать температуру воды.

Применявшиеся до сих пор решения предусматривали применение ограничителей и регуляторов температуры обратной воды. В то время как ограничители температуры при слишком высокой температуре обратной воды полностью перекрывают



Рис. 1. Полезное теплосодержание 1 т воды в тепловой сети при различном перепаде температур подаваемой и обратной воды

ют подачу греющей воды, регуляторы при повышении температуры обратной воды пошагово дросселируют подачу греющей воды (например, регулирующим клапаном с электроприводом и ограничителем расхода, как это имеет место на ТЭЦ в Лейпциге) до договорного максимального уровня. Применение ограничителей температуры из-за ошибок схемного решения и монтажа нередко приводит к сбоям в теплоснабжении, которые усложняют отношения поставщика с потребителями. Кроме того, ограничители температуры часто требуют вмешательства дежурного персонала предприятия теплоснабжения. Регулирование температуры обратной воды с дросселированием расхода (количество-качествоное регулирование) является решением, позволяющим вести партнерский диалог между потребителем и поставщиком. Если обусловленный договором расход греющей воды из-за слишком высокой температуры обратной воды не достаточно для покрытия тепловой потребности потребителя на протяжении круглого года, регулятор теплового пункта повышает расход греющей воды, и потребителю предъявляются повышенные счета за дополнительное количество тепловой энергии и готовность к обеспечению ее поставки. Теперь потребитель получает мощный стимул, побуждающий его к действиям. Он начинает обдумывать, какие мероприятия

следует провести для оптимизации и реконструкции установки, чтобы избежать такого повышения расходов. Его инвестиции будут покрыты экономией на стоимости энергии.

Чтобы заинтересовать потребителя в оптимальном использовании поставляемой ему тепловой энергии, предприятие теплоснабжения должно прозрачным и понятным способом отобразить, как на практике используется теплота потребителем. Тепломеры, применяемые сегодня для определения количества поставленного тепла, для этой цели не пригодны. Централизованному теплоснабжению для этого требуется новый инструмент. Этот инструмент должен быть счетчиком, который может заменить сегодняшние тепломеры без переналадки систем и значительных дополнительных расходов в каждом домовом тепловом пункте.

Эти новые счетчики теплоты должны дать предприятию теплоснабжения представление о том, какое количество теплоты в пределах договорных условий возвращено потребителем. На языке транспортников это называется холостым пробегом, который приносит не доход, а только убытки. К таким убыткам относится стоимость электроэнергии, расходуемой насосами, потери теплоты и неиспользуемые инвестиции в сеть. Кроме того, высокие температуры обратной воды приводят к более высоким издержкам производства теплоты.

СПЕЦИАЛЬНАЯ ТЕМА

Теплораспределение

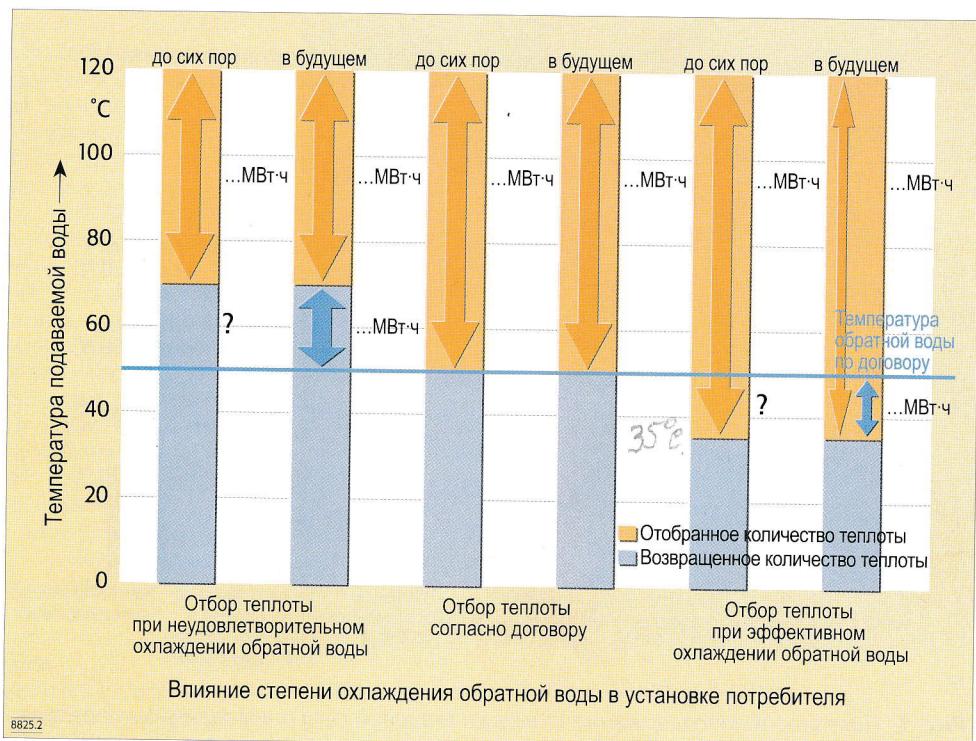


Рис. 2. Изменение требований при учете отбранной тепловой энергии

Термодинамические зависимости и техническая реализация

Для реализации поставленной задачи «Снижение температуры обратной воды» имеют значение следующие обстоятельства.

Различие между эксергией и анерией

Эксергию называют ту часть общей энергии системы или потока вещества, которая может совершить работу при переходе в термодинамическое (тепловое, механическое или химическое) равновесие с окружающей средой. Анергия — это технически неприводная, «непреобразуемая» часть энергии.

В области централизованного теплоснабжения таким же образом следует различать «еще работоспособную» и «более не работоспособную» энергию. Это различие представлено на рис. 1.

До сих пор стандартная форма договоров между поставщиком и потребителем теплоты предусматривала интервал температур от 120 до 50 °C для отбора теплоты потребителем, причем температура воды в подающей линии тепловой сети сокращалась летом в зависимости от наружной температуры согласно согласованной в договоре температурной кривой. Во многих случаях потребитель не обеспечивает снижение температуры обратной воды до 50 °C в

течение круглого года, но предприятие теплоснабжения не имеет возможности документировать этот процесс и предъявлять юридически обоснованные претензии.

При подсоединении новостроек можно уже сегодня исходить из того, что температура обратной воды будет ниже договорной, что желательно с точки зрения предприятия теплоснабжения. Понижение этой температуры в диапазоне от 50 до 35 °C в будущем может быть достигнуто за счет более широкого использования низкотемпературной теплоты для отопления жилых помещений. Для наших конкурентов — природного газа, жидкого топлива и солнечной энергии — уже существуют технические средства, позволяющие использовать низкотемпературную теплоту.

Использование тепловой энергии обратной воды температурой ниже 35 °C в настоящее время нецелесообразно по экономическим соображениям. Однако, в перспективе для этого мог бы использоваться тепловой насос. Прежде чем потребитель пробурит требуемые для отопительной установки с тепловым насосом дорогостоящие скважины или проложит в своем саду трубопроводы, теплофикационному предприятию следовало бы продумать, не может ли оно в качестве альтернативы предложить тепловую энергию обратной воды и дополнительно электроэнергию для теплового насоса.

Расширенные требования учены поставленной тепловой энергии

До сих пор тепломерами определялось только количество теплоты, отобранное потребителем. При этом не учитывалось, охлаждена ли вода при отборе теплоты до температуры выше или ниже согласованного в договоре уровня.

На рис. 2 показано, какое воздействие на расчеты оказывает принятое сегодня измерение количества теплоты без учета различия между отбором теплоты при охлаждении обратной воды до температуры выше или ниже согласованного в договоре значения. Потребитель, который в нарушение договора все еще возвращает обратную воду температурой выше 50 °C, платит сегодня такому же тарифу (евро/МВт·ч), как и потребитель, у которого температура обратной воды частично ниже этого граничного значения. Таким образом, у потребителя, действующего в нарушение договора, никаких причин что-то изменять не поскольку теплофикационное предприятие не может предъявить юридически обоснованную претензию. Здесь требуется другой подход.

В будущем следовало бы различать:

- 1. отбранную тепловую энергию при температуре обратной воды выше согласованного в договоре максимального значения (например, 50 °C)
- 2. возвращаемую тепловую энергию при температуре обратной воды выше 50 °C;
- 3. отбранную тепловую энергию при температуре обратной воды ниже 50 °C.

В статье «Новые механизмы учета в теплосчетчиках», которая будет опубликована в следующем номере журнала, подробно освещена концепция этого механизма и опыт его практического применения фирмой Mainova AG, Франкфурт-на-Майне. Описанный там пример пригоден для создания новой модели тарифов централизованного теплоснабжения. При новых тарифах потребитель получит стимул оптимизировать свою установку. Кроме того, будут вскрыты резервы тепловой мощности системы теплоснабжения.

Связь между перепадом температур подаваемой и обратной воды и объемным расходом

Из уравнения теплопроизводительности можно найти связь между разностью температур подаваемой и обратной воды и массовым расходом:

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_w \cdot (V_{HV} - V_{HR}),$$

где
 \dot{Q} : теплопроизводительность, МВт или кВт,
 \dot{m} : объемный расход, кг/с,
 c_w : удельная теплоемкость воды, кДж/(кг·К) или Вт·ч/(кг·К).
 V_{HV} : температура в подающей линии, °C
 V_{HR} : температура в обратной линии, °C

Если при постоянной производительности системы по теплоте перепад температур между подающей и обратной линиями уменьшается (например, из-за повышения температуры обратной воды), то массовый расход необходимо увеличивать. Это справедливо также и для централизованного теплоснабжения, что приводит к повышенным расходам в контуре циркуляции и высоким потерям давления в трубопроводах, преодолеваемым за счет большего потребления электроэнергии насосами. При увеличении разности температур подаваемой и обратной воды (например, вследствие уменьшения температуры обратной воды) можно понизить расход циркулирующей в сети воды, а вместе с тем потери давления и расход энергии, потребляемой насосами. Это позволит уменьшить диаметры трубопроводов сети теплоснабжения (рис. 3 и 4).

В существующих теплофикационных сетях за счет понижения температуры обратной воды можно увеличить передачу тепловой энергии на величину до 35 %. При строительстве новых тепловых сетей это позволяет прокладывать трубопроводы меньшего диаметра, что сократит капитальные затраты.

Влияние понижения температуры обратной воды на производство электроэнергии

При преобразовании энергии для производства электроэнергии и теплоты различают технологии конденсационных электростанций (рис. 5), электростанций с турбинами противодавления (рис. 6) и конденсационных электростанций с отбором пара (рис. 7).

В конденсационной электростанции в качестве полезной энергии вырабатывается только электричество. Отходящая теплота не используется и отводится при низком уровне температуры (25 °C) через градиарии.

В электростанции с турбинами противодавления в зависимости от требуемой тепловой нагрузки вначале пар используется для выработки электричества, а затем с частично

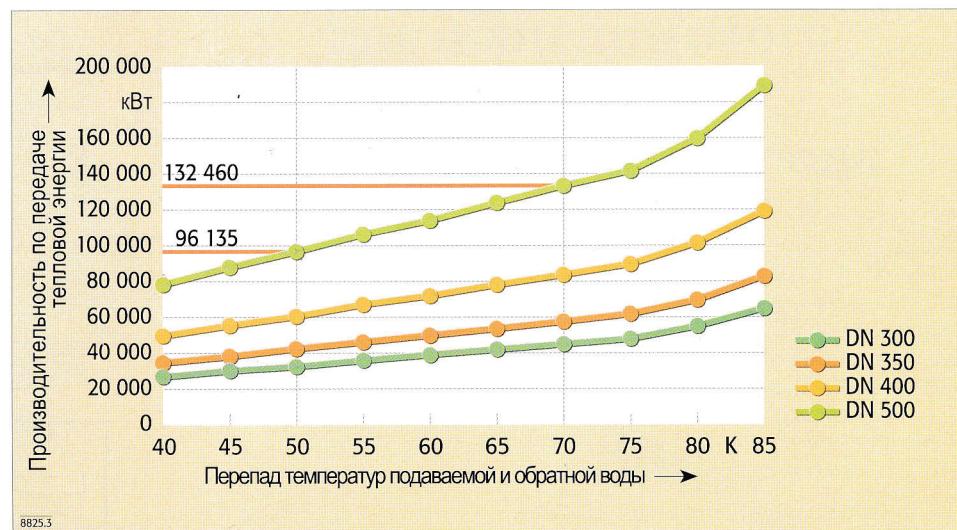


Рис. 3. Передаваемая тепловая мощность в зависимости от перепада температур при разных значениях номинального диаметра магистралей тепловой сети

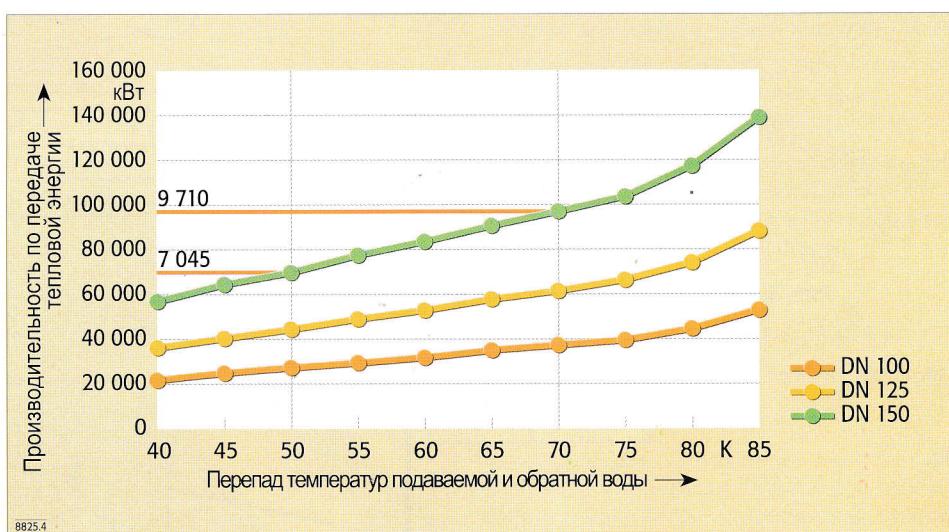


Рис. 4. Передаваемая тепловая мощность в зависимости от перепада температур при разных значениях номинального диаметра главных распределительных трубопроводов

ствренным давлением подается потребителем как источник теплоты. Недостатком этой технологии является прямая зависимость выработки электроэнергии от требуемой отдачи тепловой мощности и температурного уровня полезной теплоты.

В случае конденсационных электростанций с отбором пара производство электрической и тепловой энергии не зависит от требуемой отдачи тепловой мощности. Пар при этой технологии может использоваться как для выработки электричества по схеме конденсационной электростанции, так и для комбинированного производства электрической и тепловой энергии (для централизованного теплоснабжения). Полезную теплоту получают из отбираемого от турбины пара. В соответствии с потребностями в тепло-

вой энергии отбор производится на разных энергетических уровнях.

Выработка электроэнергии уменьшается в зависимости от энергоемкости отбираемого пара, так как этот пар не поступает в турбину. Как показано на рис. 8, при отборе пара в точке 2.3 для выработки электричества используется пар с электроэнергетическим потенциалом 167 кВт (эл.)/т (пара) (1 до 2.3), подаваемый затем для производства теплоты. При этом электроэнергетический потенциал пара 123 кВт (эл.)/т (пара) (2.3 до 2) теряется для выработки электричества (потеря электроэнергии).

Если отбираемое полезное количество энергии при выработке только электроэнергии на конденсационной электростанции сравнить с комбинированным производством электро- и тепловой энергии, то станет ясно, что

СПЕЦИАЛЬНАЯ ТЕМА

Теплораспределение

Очень старые технологии 2200 и 5000

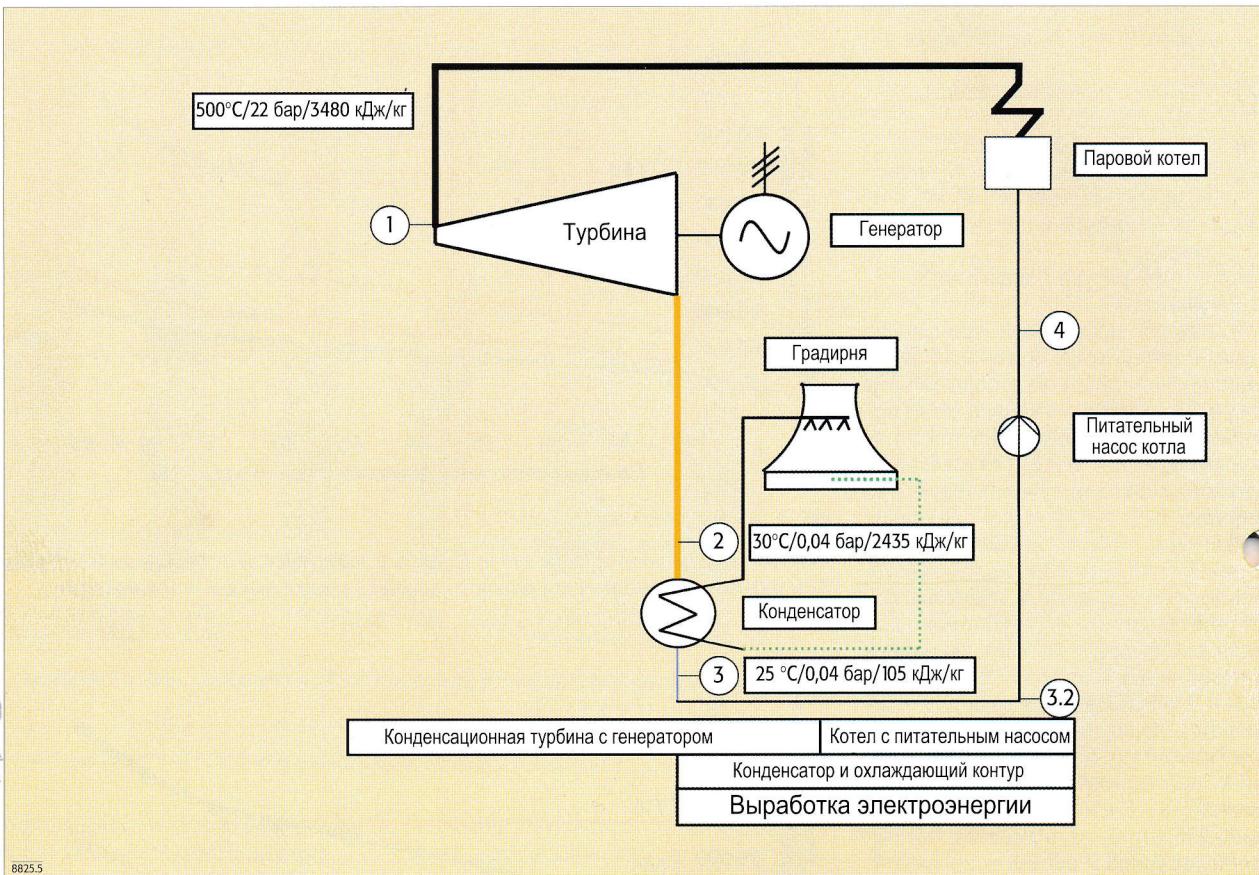


Рис. 5. Технологическая блок-схема конденсационной электростанции

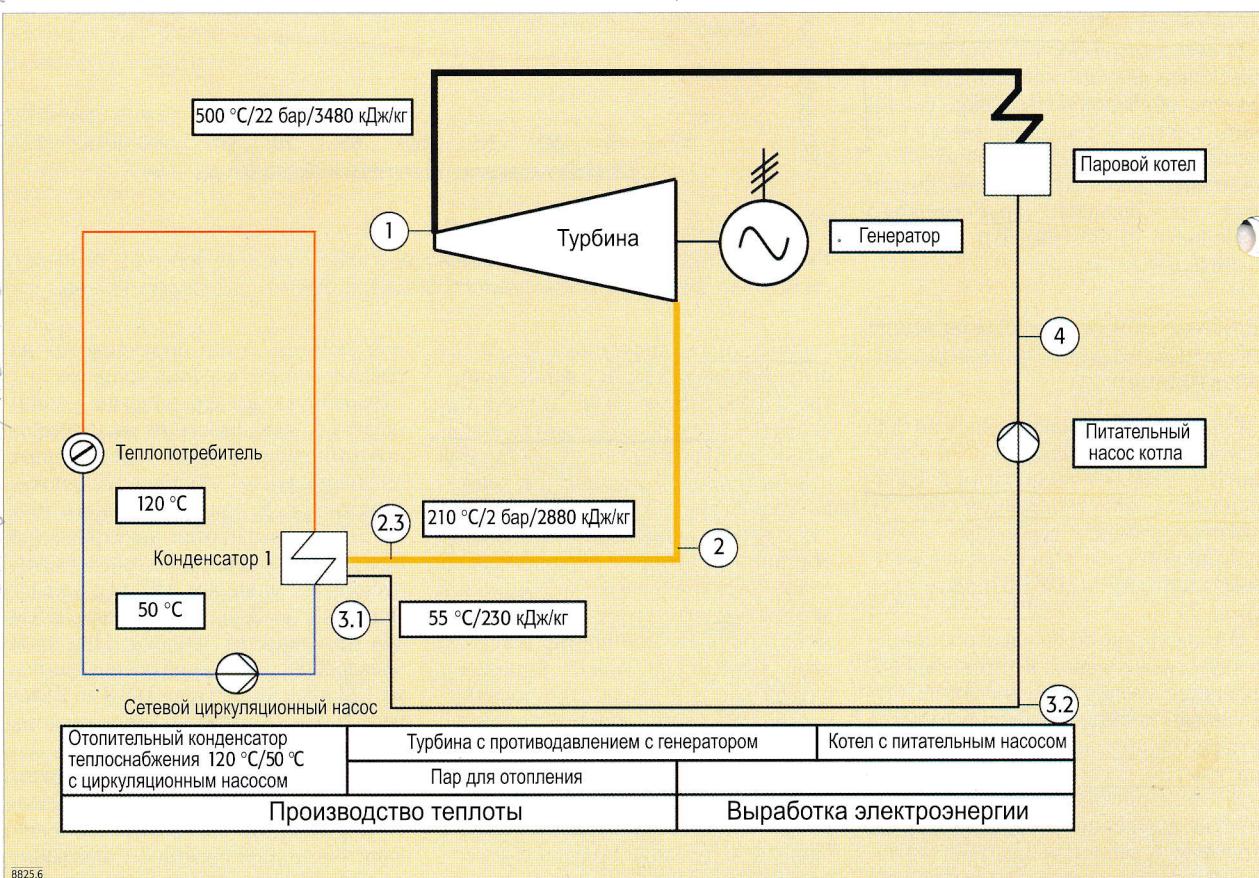


Рис. 6. Технологическая блок-схема электростанции с турбинами противодавления (Не эффективно в схеме пар 210°C → Tc 120°C)

СПЕЦИАЛЬНАЯ ТЕМА

Теплораспределение

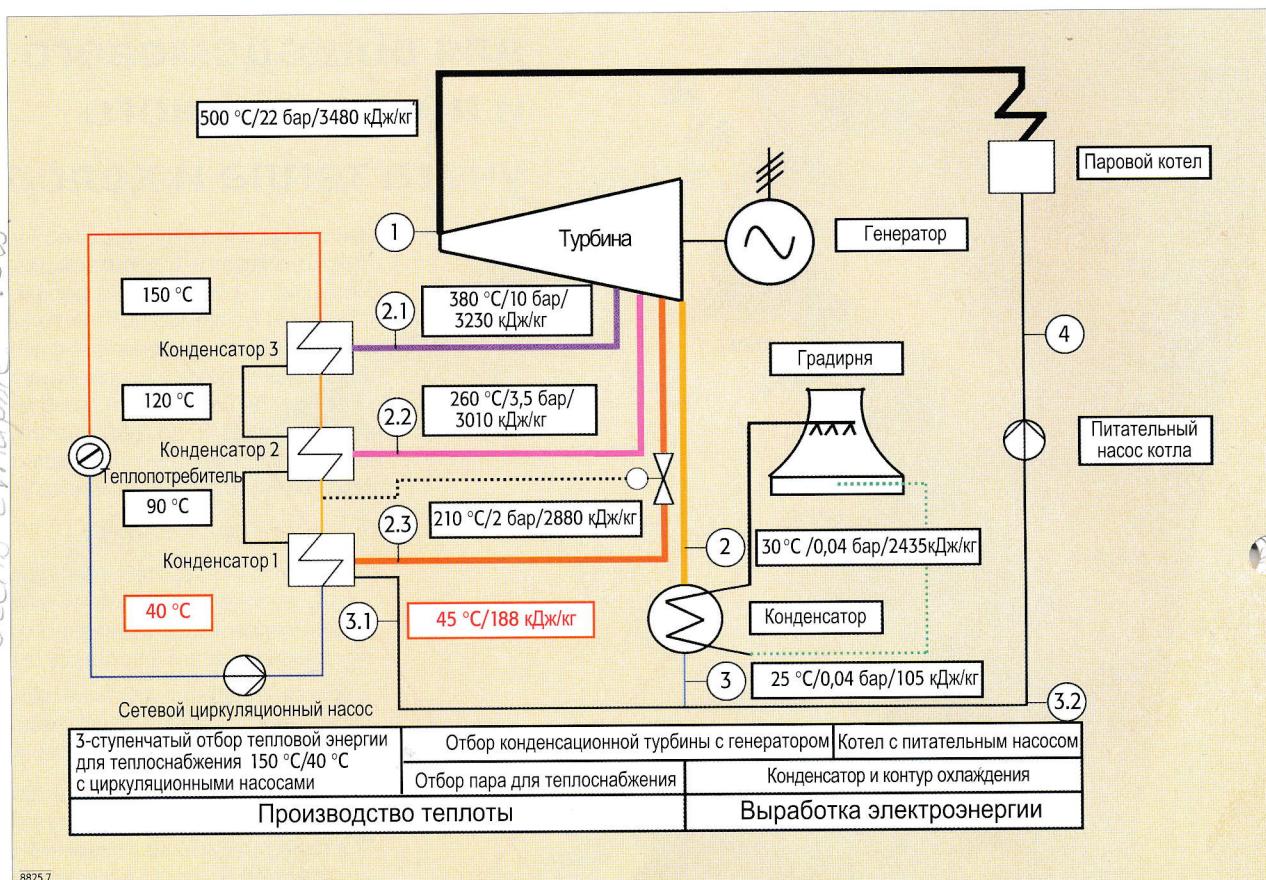


Рис. 7. Технологическая блок-схема конденсационной электростанции с отбором пара

в последнем случае выход энергии значительно выше. Для условий примера, (см. рис. 7), получены значения, представленные в табл. 1.

Эти цифры со всей определенностью подтверждают преимущество комбинированного производства электроэнергии и тепловой энергии. Выход полезной энергии (электроэнергии и теплоты) при одном и том же расходе топлива намного выше, чем при выработке только электроэнергии.

В дальнейшем примере (см. рис. 8) конденсат отобранного пара охлаждается до 45°C . Для этого требуется, чтобы у сетевого подогревателя НК1 температура обратной воды сети теплоснабжения составляла 40°C . Если эта температура выше (например, 70°C), выход энергии уменьшается (табл. 2).

Чтобы при одной и той же тепловой нагрузке компенсировать уменьшение выхода полезной тепловой энергии на $29 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{т}$ (пара), необходимо увеличить отбор пара от турбины. При этом дополнительное количество пара теряется для производства электроэнергии, выход электроэнергии уменьшается. Во избежание таких потерь электрической мощности необходимо стремиться к возможно более низкой температуре обратной воды, сопоставимой с уровнем ее охлаждения в градирне (рис. 9).

Воздействие пониженной температуры обратной воды на стоимость централизованного теплоснабжения

Повышенная температура обратной воды требует увеличения отбора пара. Для получения дополнительного количества пара требуется расходовать больше топлива. Это вызывает дополнительные расходы и приводит к удешевлению производства теплоты. Одновременно из-за увеличенного отбора пара уменьшается выработка электроэнергии и, соответственно, доход от продажи электроэнергии. Оба эти обстоятельства приводят к удешевлению производства полезной энергии. Стоимость централизованного теплоснабжения повышается.

Воздействие пониженной температуры обратной воды на коэффициент использования первичной энергии

Коэффициент использования первичной энергии f_p ($\text{кВт} \cdot \text{ч}_{\text{перв}} / \text{кВт} \cdot \text{ч}_{\text{конеч}}$) для производства теплоты для отопления и горячего водоснабжения характеризует расход первичной энергии на поставку энергоносителя (например, подаваемой воды системы централизованного теплоснабжения) потребите-

лям. Он учитывает как энергоемкость первичного энергоносителя, так и энергию, затрачиваемую на его транспортировку и подготовку (предшествующая технологическая цепочка) вплоть до поставки потребителю (коэффициент использования первичной энергии = первичная энергия / конечная энергия).

Как показано выше, при более высокой температуре обратной воды в системах централизованного теплоснабжения необходимо увеличивать расход топлива на теплоэлектростанции при одном и том же выходе тепловой энергии. Это означает, например, для угольной или газовой теплоэлектроцентрали, повышенную потребность в первичной энергии, что ухудшает и коэффициент использования первичной энергии.

Коэффициент использования первичной энергии для местных и районных систем централизованного теплоснабжения может быть в пределах от 0,0 до 1,3. Его значение подлежит определению для каждой отдельной установки и должно быть доведено теплоцентралью до сведения застройщиков. Чтобы успешно конкурировать с газовыми и мазутными отопительными установками ($f_p = 1,1$), системы централизованного теплоснабжения должны иметь коэффициент $f_p \leq 0,7$.

Требования к домовым тепловым пунктам

Температура обратной воды в сети централизованного теплоснабжения зависит от домовых тепловых пунктов и оборудования потребителей. Как уже отмечалось выше, существующие домовые тепловые пункты не решают или не вполне решают проблему повышенной температуры обратной воды. Домовые тепловые пункты в любом случае не устраняют недостатки теплопотребляющих систем (например, неправильный выбор параметров, отсутствие гидравлической балансировки, неудовлетворительное регулирование внутренних потребителей). Для новостроек промышленность уже предлагает модульные домовые тепловые пункты, позволяющие снизить температуру обратной воды. Но и такие новые установки не всегда могут компенсировать недостатки домового оборудования или циркуляционной системы горячего водоснабжения.

Следовательно, потребитель должен иметь стимул к оптимизации своей установки. Мы уже показали, как может возникнуть такой стимул. Но наряду с экономическими стимулами предприятие теплоснабжения должно предложить также технические решения по снижению температуры обратной воды в домовом тепловом пункте и домовом оборудовании. Потребителю требуется консультация специалистов предприятия теплоснабжения.

В новых разработках наблюдается тенденция к аккумулированию централизованно поставленной теплоты с стороны вторичного контура для отопительных целей и к подогреву воды для горячего водоснабжения по проточной схеме. Аккумулирование теплоносителя происходит в баке-аккумуляторе с температурной стратификацией воды, заимствованном из технологии солнечных коллекторов. Это решение обладает многими достоинствами.

В солнечных коллекторах используется очень чувствительный теплогенератор — солнце, тепловое качество которого постоянно изменяется. Для оптимального использования этой энергии промышленность предлагает эффективные теплоаккумуляторы со стратификацией слоев воды различной температуры и логическими контроллерами (ПЛК). Эти устройства позволяют оптимизировать работу домовых тепловых вводов в сети централизованного теплоснабжения (рис. 10). В баке-аккумуляторе с тепловым расслоением воды можно сохранять сетевую

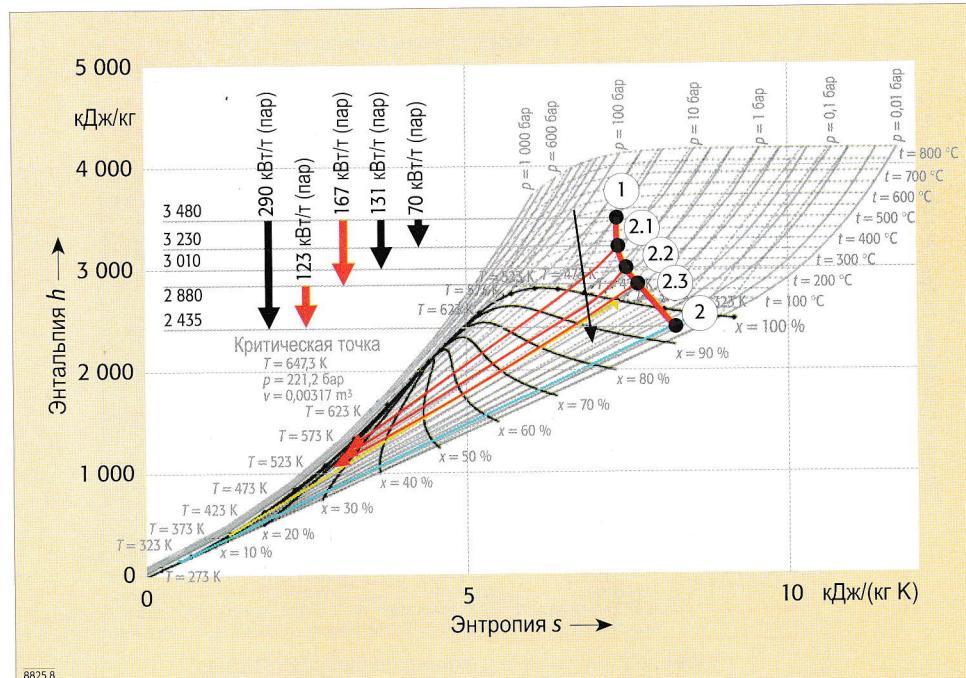


Рис. 8. Термодинамическая h,s -диаграмма для водяного пара, количество киловатт-часов на тонну расходуемого пара в турбине

Таблица 1. Выход энергии конденсационной электростанции и при комбинированном производстве электрической и тепловой энергии в соответствии с примером на рис. 8 (температура обратной воды в сети: 40 °C)

1 – 2	Выработка электроэнергии	290 кВт·ч (эл)/т (пар)
1 – 2.3 – 3.1	Выработка электроэнергии	167 кВт·ч (эл)/т (пар)
	Производство полезной теплоты	748 кВт·ч/т (пар)
	Общая полезная энергия	915 кВт·ч/т (пар)

Таблица 2. Выход энергии при комбинированном производстве электрической и тепловой энергии в соответствии с примером на рис. 8 (температура обратной воды в сети: 70 °C)

1 – 2.3 – 3.1	Выработка электроэнергии	167 кВт·ч (эл)/т (пар)
	Производство полезной теплоты	719 кВт·ч/т (пар)
	Общая полезная энергия	886 кВт·ч/т (пар)

воду с различными уровнями температуры. Но в соответствующие температурные зоны теплоаккумулятора можно вводить также и остаточную теплоту из отопительного контура, и воду для горячего водоснабжения. Благодаря соответствующей конструкции бака-аккумулятора при его правильном расчете отсутствует перемешивание воды температурных зон. Это всегда позволяет для охлаждения обратной воды централизованного теплоснабжения использовать самую низкую температуру домовой системы. Этот процесс сопоставим с технологией конденсационных газовых котлов.

Однако нередко причиной высокой температуры обратной воды является циркуляция в системе горячего водоснабжения. Чтобы исключить это явление, подогрев воды горячего

водоснабжения ведется по проточной схеме с отдельным подогревом циркулирующей воды (см. рис. 10). Благодаря этому почти полностью исключено негигиеническое накопление горячей питьевой воды, угрожающее опасностью размножения бактерий легионеллы. Бак-аккумулятор позволяет избежать неблагоприятного воздействия систем потребителя на тепловую сеть при пиковых нагрузках.

Наличие бака-аккумулятора, кроме того, создает у потребителя центральную многофункциональную систему. Бак-аккумулятор позволяет ему, как при газовом отоплении, подключить солнечные коллекторы, если это экономически оправдано.

Предприятиям теплоснабжения такая возможность не нравится, поскольку именно летом тепловая на-

СПЕЦИАЛЬНАЯ ТЕМА

Теплораспределение

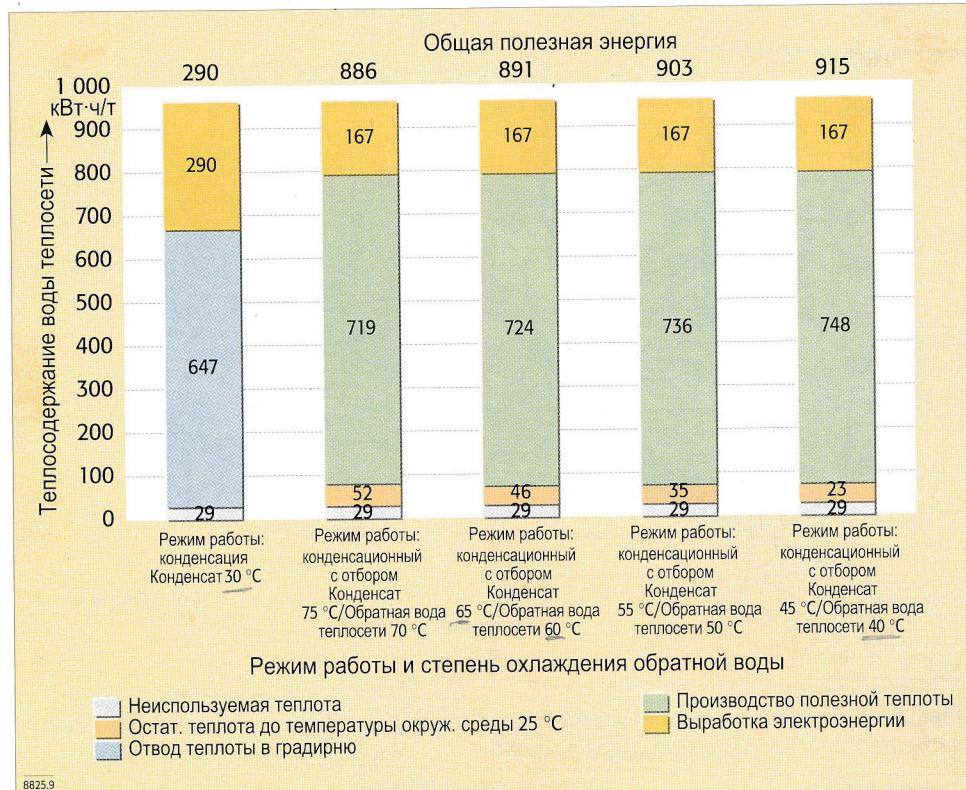


Рис. 9. Сопоставление конденсационной электростанции и теплофикационной конденсационной электростанции с отбором пара

грузка сети уменьшается. Конструкция бака-аккумулятора предоставляет, кроме того, возможность подключения других генераторов теплоты (например, конденсационного котла для газа/мазута, котла для древесной щепы, теплового насоса). С точки

зрения потребителя бак-аккумулятор может стать как бы »торговой площадкой« для выбора наиболее выгодного вида энергии.

Предприятие централизованного теплоснабжения не должно бояться таких конкурентов. При сегодняш-

них ценах на энергию потребителю не нравится полагаться только на единственную форму энергии. Практика показывает, что предложение гибкой системы с несколькими вариантами выбора облегчает заключение договора, хотя впоследствии потребитель этими опциями часто не пользуется.

Постановление об экономии энергии (EnEV) вводит своего рода запрет на ухудшение коэффициента использования первичной энергии в установке потребителя (§10, п. 2). Следовательно, если потребитель своим отбором из сети уже ухудшил коэффициент использования первичной энергии, то выбор других форм энергии для него ограничен.

Поскольку предприятия теплоснабжения в своей системе генерирования энергии используют несколько наиболее выгодных по цене видов первичной энергии и в будущем намерены расширить применение возобновляемых видов энергии, абонент централизованной сети теплоснабжения только выигрывает от благоприятной и стабильной цены на энергию. Потребитель централизованного теплоснабжения остается защищенным от экстремального роста цен на такие энергоносители, как газ и мазут.

Воздействие Закона об энергетике

Благодаря предписанной Законом об энергетике (EnWG) декартелизации предприятий энергетики воз-

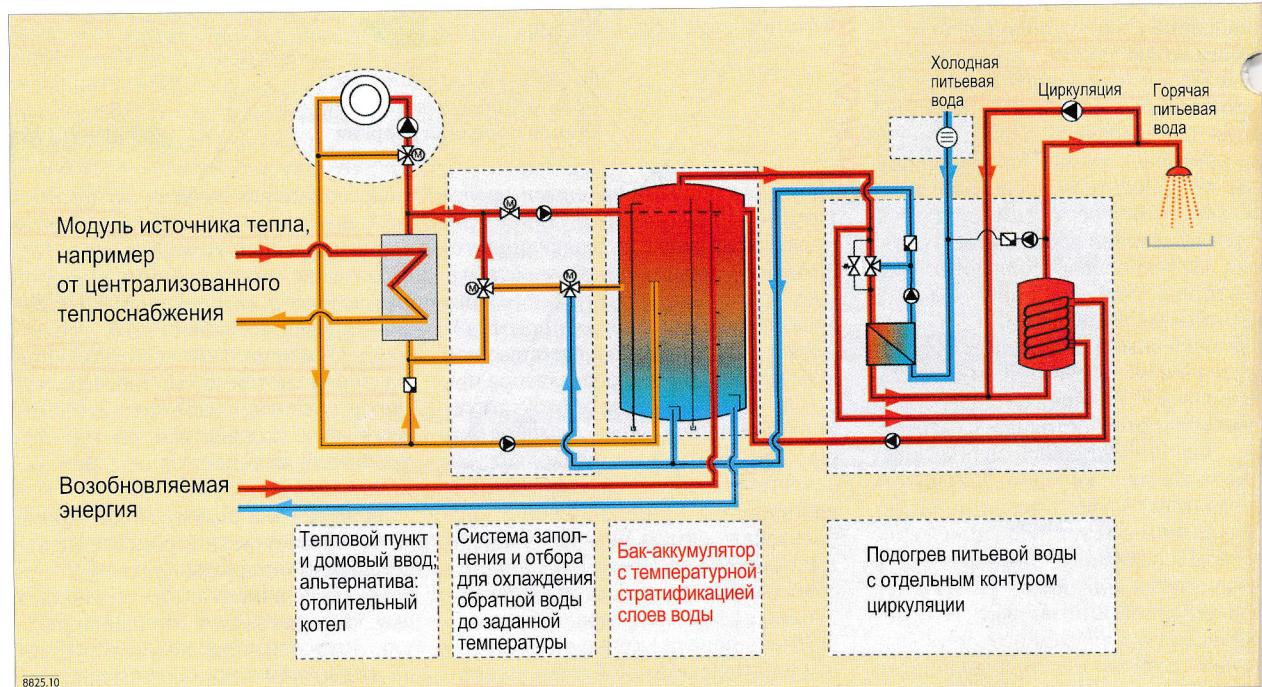


Рис. 10. Абонентский тепловой пункт с баком-аккумулятором и подогревом питьевой воды

Источник: Solvis Energiesysteme GmbH & Co. KG

стек

снижение себестоимости производства тепла.

никли новые структуры. Выполняя поставленные политиками цели, эти новые структуры пока не содействуют повышению эффективности энергетики. Описанная стратегия уменьшения температуры обратной воды привлекает возможность снижения отпускных цен на тепловую энергию и убеждает каждое предприятие в цепочке создания стоимости в том, что повышение эффективности энергетики позволяет получить дополнительные доходы.

Как указывалось выше, температура обратной воды оказывает разностороннее воздействие на все компоненты структуры централизованного теплоснабжения (генерирование, распределение, сбыт, передача, потребитель). Каждое предприятие внутри новых структур теплоснабжения преследует собственные коммерческие цели. Согласование целей взаимосвязанных предприятий стало затруднительным. Однако новые структуры сделали систему снабжения более прозрачной. Речь идет о том, чтобы все участники системы со своими индивидуальными целями были вовлечены в общую цель повышения эффективности энергетики (в данном контексте — снижение температуры обратной воды). При этом дополнительные

доходы, но также и расходы, связанные с понижением температуры обратной воды, должны быть корректно распределены с учетом причин и последствий. Так, повышение производства электроэнергии благодаря снижению температуры обратной воды должно получить отражение в снижении себестоимости производства теплоты. Экономия сетевых и транспортных расходов должна отразиться в ценах на производство и поставку тепловой энергии и быть выгодной для пользователя, чья установка, в конечном счете, определяет температуру обратной воды. Перспектива сокращения цены производства и рабочей составляющей стоимости дает потребителю весомый инвестиционный стимул.

Предприятиям теплоснабжения необходимо переосмыслить стратегию своей деятельности. Должна быть проведена большая разъяснительная работа в соответствующих структурах. Начните и не падайте духом!

Выводы

Предприятия теплоснабжения должны принять решение о применении описанной выше техники, особенно новых теплосчетчиков, и путем пересмотра структуры своих

тарифов создать соответствующие стимулы для потребителей. Терпеливые абоненты централизованных тепловых сетей при новой тарифной структуре получат экономический стимул к оптимизации, реконструкции или модернизации своих установок. Необходимым условием является возможность рефинансирования в обозримые сроки требуемых для этого инвестиций за счет экономии расходов на энергию и активной государственной поддержки. Пересмотренные тарифы создадут, таким образом, стимулы для новых потребителей, которые наряду с благоприятными и долгосрочно стабильными ценами на энергию будут ценить также и низкий коэффициент использования первичной энергии ($f_p \leq 0,7$) для своих объектов. Предприятие теплоснабжения сможет увеличить (в пределах до 35 %) тепловую нагрузку на существующую тепловую сеть без дополнительных капиталовложений и сократить расход топлива.

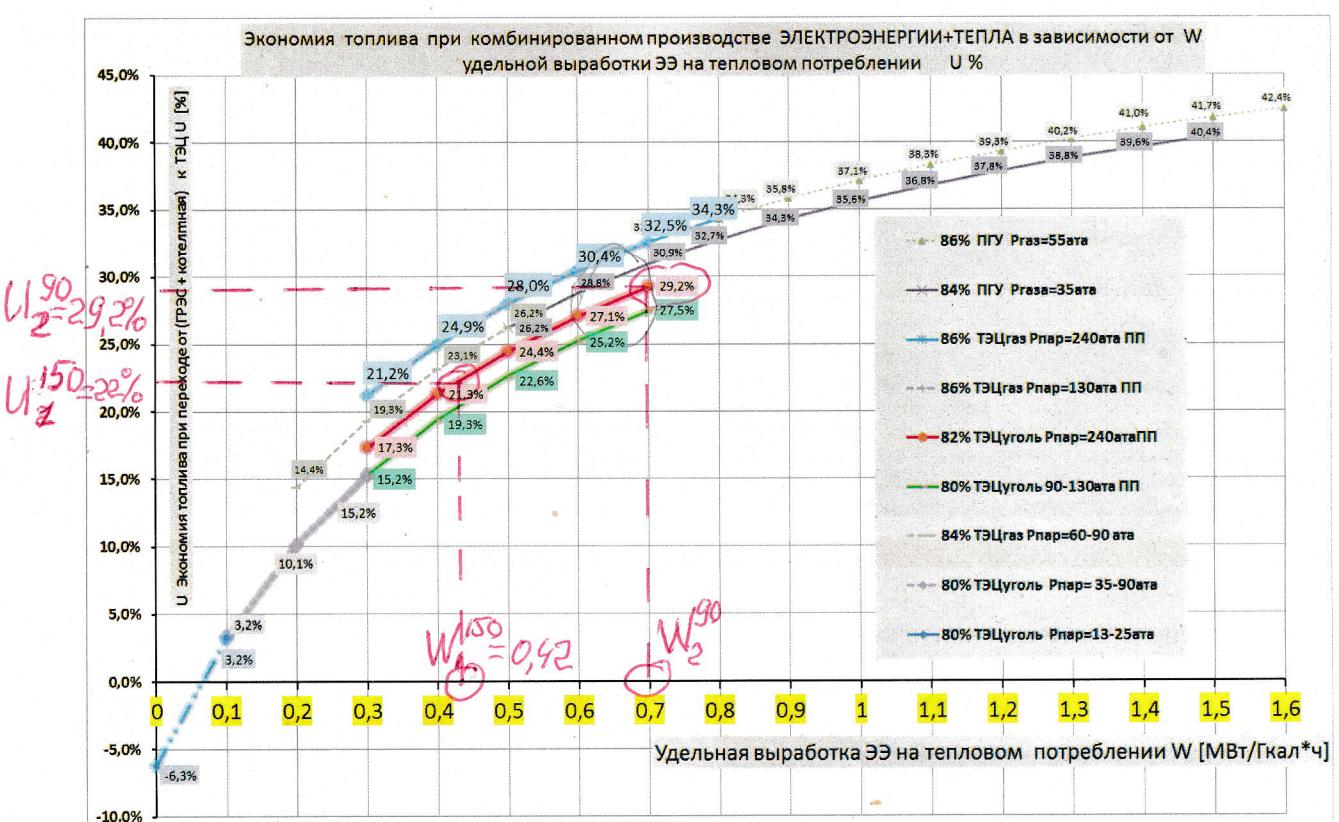
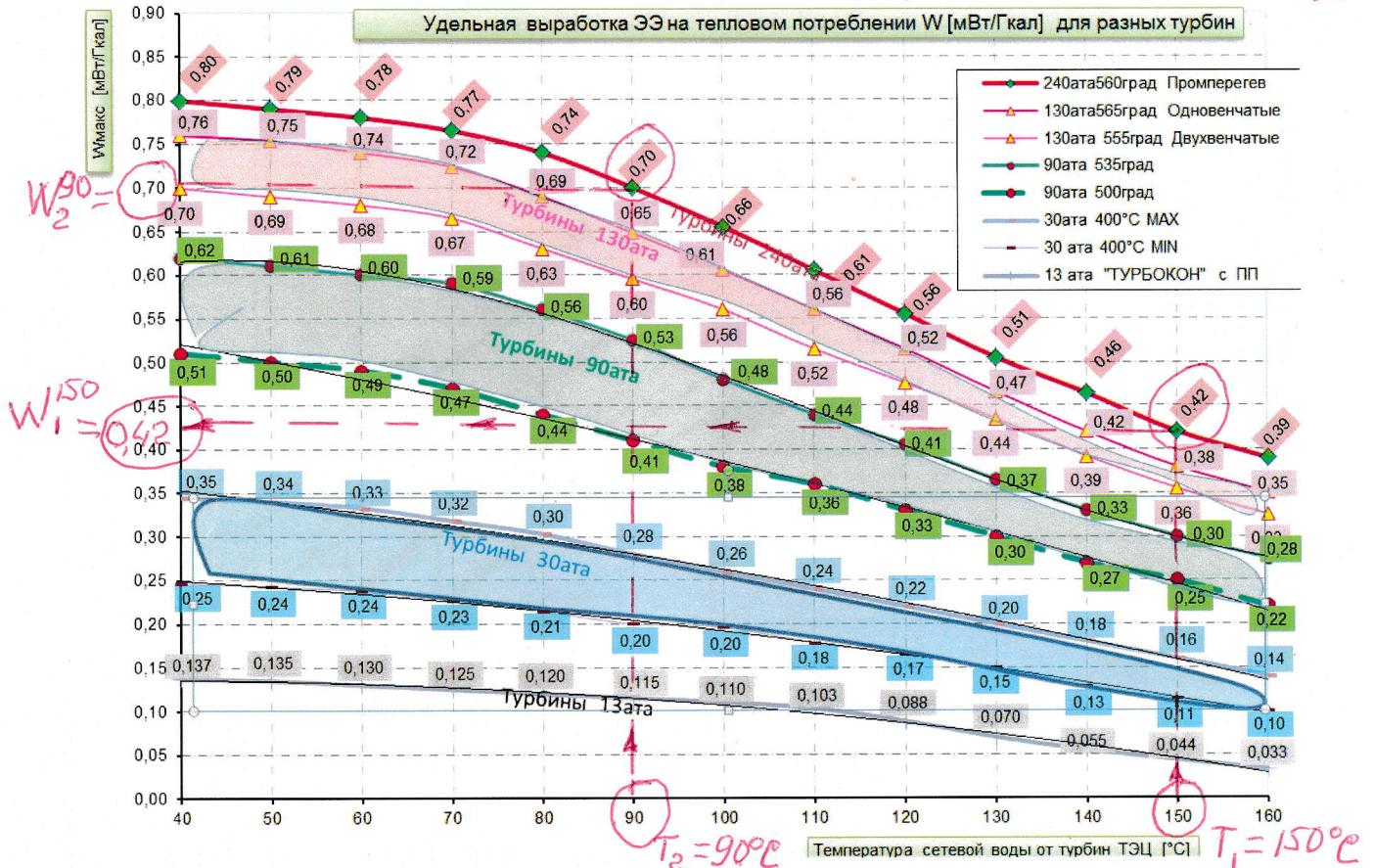
Когда будет вскрыт этот клад на ваших предприятиях?

www.knierimweb.de

rudolf@knierimweb.de

9

Экономия от низкотемпературного отопления



Чистая экономия топлива от перехода температурного зондрика 150-70°C на зондрик 90°-30° равняется:

$$U_1^{150} - U_2^{90} = 29,2\% - 22\% = 7,2\%$$

8-923-681-53-33

Яндекс источник „Эксергия-Богданов“ www.exergy.ru

Председателю Общественной палаты
Калининградской области
Чмыхову Г.Д.

Уважаемый Геннадий Дмитриевич!

Сложившаяся у Вас ситуация, является конкретным и ярким примером кризиса развития теплоэнергетики России и конкретно Вашего региона. Данный конфликтная ситуация представляет со-общественности.

Глубинная суть перехода с графика 150/70°C на график 110/70°C – 95/70 заключается не просто в технических показателях графика. Температурный график 150/70°C или 110/70°C является комплексным показателем эффективности технической политики в целом в электро и теплоэнергетики города. Однако если для применения графика 95/70°C достаточно знаний «церковно приходской школы», то для графика 150/70°C уже необходимо понимание не просто технических знаний этим знаниями, мало кто владеет и тем более, мало кто регулирует и управляет на уровне города.

Как не печально, в конечном итоге необходимость применения того или иного температурного графика для тепловых сетей определяется не экономическим оптимумом общества, а известным выражением «кто платит деньги, тот заказывает музыку».

Кто за что платит при различных графиках теплоснабжения?

А) Плата за присоединение к тепловым сетям.

- 1) При графике 150/70°C пропускная способность тепловых сетей в 2 раза выше, чем при графике 110/70°C и 3,2 раза выше, чем при графике 95/70°C. Соответственно в 2 раза (3,2 раза для графика 95/70°C) увеличится расход сетевой воды, число сетевых насосов и соответственно расходы электроэнергии связанные с перекачкой сетевой воды. При утверждении графика 110/70°C и 95/70°C потребитель на законных основаниях оплачивает 2-3,2 раза перерасход электроэнергии. А при графике 150/70°C производитель и транспортировщик обязаны нести прямые издержки
- 2) Для подключения новых потребителей по графику 110/70°C требуется: а) либо строительство новых теплотрасс равного диаметра, либо б) перекладка существующих трубопроводов на новые трубопроводы с ростом диаметра в 1,5 раза. (для графика 95/70°C соответственно рост числа трубопроводов в 3,2 раза, либо перекладка теплотрасс с ростом диаметров теплотрасс в 1,8 раза)
- 3) При графике 150/70°C, который был заложен при проектировании системы теплоснабжения дополнительных капиталовложений в развитие магистральных теплотрасс не требуется, так как тепловые сети, компенсаторы, насосы, тепловые узлы ЦТП были выбраны исходя из минимальных расчетных расходов сетевой воды, обеспечивающих работу при расчетной температуре наружного воздуха.
- 4) При графике 110/70°C (95/70°C) требуется дополнительные капитальные вложения для обеспечения пропускной способности магистральных теплотрасс в 2-3,2 раза больше чем по графику 150/70. Плату за развитие тепловых сетей в этом случае должен вносить либо а) вновь подключаемый потребитель, либо б) муниципалитет.

Б) Плата за эксплуатационные затраты на производство тепловой энергии.

- 5) Кроме того, что применение температурного графика 150/70°C не дает юридического права на взыскание дополнительной платы на развитие магистральных тепловых сетей температурный график 150/70°C требует дополнительной платы от потребителя за квалифицированное и качественное обслуживание. В условиях когда в течение 15÷20 лет не обеспечивалась качественная эксплуатация: а) соблюдение водно-химического режима, б)

кислород в подпиточной и сетевой воде, с) температурные испытания на 150°C, д) работа компенсирующих устройств, е) автоматика защиты от гидроударов при внезапном останове сетевых насосов ж) автоматизация и наладка гидравлических режимов потребителей и т.д. переход с графика 110/70 и 95/70 безусловно требует гораздо более высокой организационной и технической подготовки на ТЭЦ и в тепловых сетях. Необходимо внедрять систему оценки качества работы теплоэнергетической системы (см статью в журнале Новости теплоснабжения № 3 2005год). Все эти затраты безусловно включаются в тариф и потребитель их оплачивает, но качество работ систем теплоснабжения не обеспечивалось и поэтому требуется переход на график 110/70°C и даже на 95/70°C

С) Плата за перерасход топлива.

- 6) График 150/70°C позволяет развивать конкурентные рыночные отношения между источниками теплоснабжения различных ведомств и собственников. Так «базовый» нагрев сетевой воды с температурой сетевой воды до 60÷110°C выгоднее всего осуществлять **отработанным паром на ТЭЦ** с удельным расходом топлива **не выше 30÷70 кг.у.т/Гкал**. «Пиковый» нагрев сетевой воды с температурой от 110 до 150°C на пиковых котельных с удельным расходом 165÷175кг.у.т/Гкал. График
- 7) Применение новых энергосберегающих технологий теплоснабжения с применением **низкотемпературного отопления 110/30°C** (обращаю внимание 110 на 30°C, а не 70°C), тепловых насосов, грунтовых сезонных аккумуляторов тепловой энергии, полиэтиленовых трубопроводов, является технологическим продолжением развития температурного графика 150/70°C. **Но для России это график далекого будущего**. Несмотря на то, что в странах западной Европы это технологии внедрены более 10÷20 лет для условий России, с неэффективным регулированием тарифной политики энергетики, применение новых технологий до настоящего времени является инвестиционно не привлекательными. Именно бездарное монопольное субсидирование федеральной электроэнергетики на оптовом рынке электроэнергии, за счет потребителей тепла муниципальной теплоэнергетики, является главным тормозом для внедрения новейшей энергосберегающей политики в России. **Плату за бездарный перерасход топлива в виде перекрестного субсидирования осуществляют коммунальные потребители тепловой энергии от ТЭЦ**. Собственники ГРЭС и электроЭнергетики будут яростно отстаивать свои позиции на якобы дешевую электрическую энергию.

Д) Применение графиков 110/70°C и тем более 95/70°C не обеспечивает выполнение требований федерального закона 261-фз от 26 ноября 2009г и других законодательных актов «о энергосбережении»

- 1) Указа Президента №889 от 4 июня 2008года №889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» устанавливающей задачу по снижению к 2020году энергоемкости ВВП не менее чем на 40% по отношению к уровню 2007года
- 2) Распоряжение Правительство Российской Федерации от 27 декабря 2010года № 2446-р «Государственная программа РФ «энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020года»
- 3) Приложение № 6 «График реализации технических мероприятий» Раздел 3 «Энергосбережение и повышение эффективности при производстве и передаче тепловой энергии» Пункт 19 «Внедрение когенерации на котельных ГТУ-ТЭЦ, ПГУ-ТЭЦ»
 - a. Приложение №7 «Экономия первичной энергии за счет реализации государственной программы» Раздел 2 «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в теплоснабжении и системах коммунальной инфраструктуры» Пункт 4 Снижение потерь в тепловых сетях до 10,7% Пункт 5 Внедрение когенерации путем совместная выработка тепловой и электрической энергии на котельных...»

- b. Приложение №13 подпрограмма 3 пункт 18 Снижение удельного расхода электроэнергии на отпуск тепловой энергии от котельных до 12 кВт/Гкал! Подпрограмма 8 пункт 83 «средний удельный расход энергии на жилые дома до 31,2 кг.у.т/м²/год

Только переход с температурного графика 150/70°C на график 110/30°C отвечает задачам снижения энергоемкости валового внутреннего продукта РФ.

Вывод.

1. График 110/70°C и 95/70°C с температурой обратной сетевой воды 70°C является самым неэффективным графиком «позавчерашнего дня» и применяется в либо мелких разобщенных системах, либо с низким уровнем эксплуатации.
2. График 150/70°C является графиком «вчерашиего и сегодняшнего дня»
3. График 110/30°C который является графиком «завтрашнего дня», отвечает технологии производства комбинированной энергии.
4. Переход на график 110/30 возможно только в случае квалифицированного обращения в Арбитраж и отмены на федеральном уровне основ перекрестного субсидирования.
5. Специалистов владеющих перекрестным субсидированием практически нет. Нужно привлекать комплексных специалистов теоретиков МЭИ (школа Бродянского Московского энергетического института) и наладочных организаций – «турбинистов» владеющих диаграммой режимов турбин и прошедших **специальную переподготовку** методам анализа энергоемкости.
6. Нужны экономисты-энергетиками способные понимать вред «котлового метода» регулирования и «воровского метода» РАБ –регулирования, способные формировать тарифную политику на основе анализа «маржинальные издержек в энергетике»

Голодовка против роста цен на энергию.

Поселки - Ключи и Ростовка города Омска 29.08.2008,

..Одно время местные СМИ захлебывались от восторга, что заживем мы скоро, как и Европа еще не жила. Дело еще и в том, что почти полтора десятилетия область трубят об успехах газификации, которая, дескать, удашевит тепло в квартирах, а оно всё дорожает....

•Раньше, до 2004года п. Ростовка отапливалась от Омской ТЭЦ-5. По программе газификация в Ростовке построили котельную «Октан» и отключили от действующей современной ТЭЦ-5

•Ранее Ключи отапливались от Омской ТЭЦ 4. В 2006 по программе газификации была построена очередная котельная «Октан» с отключением от ТЭЦ

•По программе газификация построили газовые котельные «Октан»: в поселке Входная, Областная больница и потребители были отключены от Омских ТЭЦ.

•Всего по программе газификация города Омска построено порядка ~10 котельных и

•ТЭЦ г. Омска потеряли до 500Гкал/час тепловых

потребителей.

Главная причина –

1) Полная формальность и безграмотность регулирующих органов ФСТ и РЭК;

2) Скрытое Перекрестное субсидирование



Главный технолог, начальник сектора аудита ТЭС и ЭС

Богданов А.Б. 18 октября 2011г

www. exergy. naugd. ru

8-923-681-53-33