

Температура холодной воды и теплосчетчики

Строящаяся в настоящее время система учета и оплаты тепловой энергии должна как минимум быть достоверной, справедливой и стимулировать экономию тепловой энергии и развитие ее производства. В этом смысле актуальным становится вопрос о том, как пользоваться таким параметром как температура холодной воды. Настоящая статья посвящена рассмотрению необходимости измерения (учета) температуры холодной воды теплосчетчиками при измерении тепловой энергии на узлах учета. Необходимость измерения (учета) температуры холодной воды (далее Тхв) теплосчетчиком при организации узла учета, по-видимому, не вызывает серьезных возражений у участников рынка тепловой энергии, по крайней мере автор не встретил в беседах и литературе высказываний, подвергающих сомнению (за исключением (1) и (2)) присутствие указанного параметра в уравнениях измерений, приведенных в Рекомендациях МИ 2412 и МИ2553. В связи с подобными устоявшимися представлениями достаточно трудно убедить общество производителей и потребителей тепловой энергии и приборов учета отказаться от измерения (учета) Тхв теплосчетчиком при измерении тепловой энергии, подлежащей оплате. Тем не менее, цель данной статьи — убедить коллег в правомерности отказа от измерения (учета) Тхв теплосчетчиком, при том, что параметр этот следует измерять и учитывать при определении тарифов на тепловую энергию. Для этого рассмотрим ряд факторов, которые в своей совокупности могут послужить основанием для отказа от измерения (учета) Тхв в коммерческих узлах.

Общеизвестно, что в подавляющем большинстве случаев Тхв непосредственно теплосчетчиком не измеряется (в силу невозможности обеспечить присутствие этого параметра в месте установки теплосчетчика), а учитывается в дальнейшем при перерасчетах. Следствием этого является появление существенной методической погрешности (1), (4), возможность манипулирования результатами измерений, дополнительные трудозатраты по обработке данных (2). Если же измерение Тхв все же возможно выполнить с помощью теплосчетчика, подключив к нему соответствующие измерительные преобразователи, появляется существенная инструментальная погрешность измерения (3).

В нормативной документации на измерение тепловой энергии мы не найдем обоснованных указаний на причины, по которым необходимо измерять Тхв теплосчетчиком. Как правило, это данность, не подлежащая сомнению. Тем не менее, Тхв является одним из множества факторов, определяющих себестоимость вырабатываемой тепловой энергии. При этом нет прямой зависимости между конкретным значением Тхв и себестоимостью (или ценой) тепловой энергии. Между тем, если поставить мысленный эксперимент, представив что весь теплоноситель и тепловая энергия, продаваемая теплостанцией, полностью утилизируется потребителем, а Тхв соответствует T_1 (например, если станция берет подпитку из гейзера на Камчатке), то по формулам (2.8) и (2.12) Рекомендаций МИ2553 получим: за тепловую энергию теплостанция не должна получить ни копейки, с чем трудно согласиться. Этот пример приведен для того, чтобы показать, что холодная вода, получаемая тепловой станцией из внешних источников, является сырьем, которое подвергается на станции переработке (перекачка, хранение, обработка, сохранение полученной из источника тепловой энергии и т. д.) и проданная потребителю является уже товаром, произведенным из этого сырья. Исключение $Q_{хв}$ из взаиморасчетов поставщика тепловой энергии и потребителя методом вычитания, на наш взгляд, некорректно. Тепловые станции представляют собой комплекс энергетических объектов, связанных между собой пароводяными, воздушными и газовыми трактами. По общему мнению экспертов, ТЭЦ являются крайне неэффективными предприятиями. Исторически электроэнергетика в СССР строилась, в первую очередь, для обеспечения людей теплом и светом. Для решения этого вопроса была выстроена технологическая цепочка, в основание которой был положен термодинамический комбинированный цикл, когда энергия вырабатывается параллельно с выработкой тепла. Сам по себе этот цикл усложняет возможность работы на рынке, потому что отпуск тепла носит сезонный характер. Летом теплофикационные машины ТЭЦ работают «в холостую» (в конденсационном режиме выработки электроэнергии) с крайне низким коэффициентом полезного действия. Построенная недавно под Санкт-Петербургом Северо-Западная ТЭЦ (не имеющая, по словам разработчиков, аналогов в России) использует уникальную для страны технологию — парогазовый цикл с КПД на уровне 52%, в то время как на обычных паросиловых станциях КПД не превышает 40% (5). КПД существующих в настоящее время индивидуальных котельных мощностью до 20,0 Мвт и температурой теплоносителя 70/95 градусов ориентировочно составляет 60-65 процентов (5). Таким образом, мы имеем на тепловых станциях технологический процесс, обеспечивающий определенный КПД. КПД, в свою очередь зависит от достаточно большого количества факторов. Как всякий технический объект, тепловая станция обеспечивает максимальную эффективность в номинальных условиях эксплуатации и при отклонениях от номинальных условий снижается эффективность и соответственно затраты на поддержание технологического процесса. Сказанное позволяет представить следующую ситуацию: в связи с повышением температуры окружающего воздуха,

тепловая станция должна снизить объемы продаваемой тепловой энергии. Это влечет за собой переходные процессы и соответственно дополнительные затраты. В то же время, доля не оплачиваемой $Q_{хв}$ в поставляемой тепловой энергии увеличивается. Налицо увеличение затрат при одновременном уменьшении оплаты. Вопрос: кто, и каким образом компенсирует эти затраты?

Логично отказаться от учета $T_{хв}$ ($Q_{хв}$) теплосчетчиком, а учитывать этот технологический параметр (один из многих) при определении тарифов на тепловую энергию. Некоторые специалисты, опираясь на опросы, считают, что это нецелесообразно. В частности, в (6) это изложено следующим образом: «Производители приборов в настоящее время имеют полное основание утверждать, что современная измерительная техника в состоянии реализовать любые алгоритмы и формулы. В соответствии с этим они требуют от специалистов-теплоснабженцев алгоритм, который позволил бы определить непосредственно по показаниям прибора полное количество тепловой энергии, поставленное потребителю в открытой системе теплоснабжения. Возможность реализации такого подхода осложняется тем, что в теплосчетчик потребителя должна непрерывно вводиться информация о температуре холодной подпиточной воды тепловых сетей (t_x), измеренной на источнике. Некоторые специалисты считают, что техническое решение этой задачи слишком сложно, хотя у потребителей в России уже работают приборы, использующие информацию об измеренной температуре холодной воды на источнике, переданную по линии диспетчерской связи. Другие ищут приближенное решение, более или менее близкое к приведенному в Правилах. Существует также точка зрения, что для учета теплоснабжения величину t_x не следует определять вообще, так как плата за тепловую энергию, переданную воде, затраченной в системе ГВС, должна входить в тариф на горячую воду, а тепловая энергия для других нужд, не связанных с водоразбором, оплачивается по своему тарифу. Поэтому следует по показаниям теплосчетчика определять только последнюю составляющую.

Однако, несмотря на имеющиеся объективные трудности, многократное преобладание положительных ответов на вопрос 4 над отрицательными свидетельствует о том, что рассматриваемая часть Правил поддерживается специалистами и успешно используется. Трудно согласиться с приведенной аргументацией, учитывая, что далее в этом же материале на вопрос: «Какое значение энтальпии (температуры) холодной воды, используемой для подпитки системы теплоснабжения, применяют в Вашем регионе энергоснабжающие организации при взаиморасчетах с потребителями: договорное, среднее за расчетный месяц по данным измерений на источнике или среднемесячное по данным многолетних климатологических наблюдений?» приводятся следующие данные опроса: «Особо важное значение имеет решение этого вопроса в открытых системах. Как показала более чем половина ответов, при взаимных расчетах используется среднее значение этой величины, определенной по температуре холодной подпиточной воды, измеренной на источнике, как и предписывается Правилами. Однако почти половина ответов засвидетельствовала использование при взаимных расчетах среднемесячной температуры холодной воды по данным многолетних наблюдений или договорной величины, что противоречит Правилам. При этом потребитель платит не за фактически поставленную ему тепловую энергию, а за отличную от нее некоторую расчетную величину». Т. е. в 50% случаев измерения отсутствуют вообще. Одним из аргументов невозможности отказаться от прямого учета $Q_{хв}$ при определении отпущенной потребителю тепловой энергии является наличие этого параметра в формулах и требованиях «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя». Но правила не догма и могут корректироваться, а все вышесказанное показывает, как надеется автор, что $Q_{хв}$ напрямую не является частью отпущенной тепловой энергии. При определении тарифов параметр $T_{хв}$ можно корректно учесть при определении себестоимости и цены тепловой энергии. Существующие» Федеральный закон от 14 апреля 1995 г. N 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», «Федеральный Закон об энергосбережении от 3 апреля 1996 года N 28-ФЗ», «Об основах ценообразования и порядке Государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию. Основные положения ценообразования на электрическую и тепловую энергию на территории Российской Федерации. Постановление от 4 февраля 1997 г. N 121», позволяют обеспечить решение этого вопроса. Любопытные соображения по вопросу о тарифах содержатся в (7).

В основе работы по определению тарифов на тепловую энергию должны обязательно лежать корректные измерительные процедуры и методики. Это достаточно большая и сложная работа. В частности, она может включать энергетический аудит поставщиков тепловой энергии, для определения технических характеристик тепловых станций, расчет на основании этих данных себестоимости производства по каждой станции, определение приемлемой цены, с учетом необходимых мероприятий по снижению себестоимости производства на устаревших станциях. Кроме прочего, на станциях должны быть созданы системы непрерывного технического контроля в узловых точках для оценки изменения режимов (условий) работы станции с точки зрения влияния этих изменений на себестоимость продукции. Такой подход обеспечил бы большую достоверность

и убедительность в вопросе определения тарифов, своевременность их изменения, а возвращаясь к теме статьи, превратил Тхв из коммерческого параметра в технологический, каковым эта температура и является.

Кузовков В. М.,

Главный метролог ЗАО «ВЗЛЕТ»

Литература

1. А. И. Лисенков. Об установлении уравнений измерений тепловой энергии в теплосчетчиках при апробации ГОСТ Р 51649-2000. (Материалы 13-й Международной научно-практической конференции 24-26 апреля 2001г.) Борей-Арт, С-Пб, 2001.

2. Ю. С. Милейковский. О принципах расчета МХ теплосчетчиков для открытых систем теплоснабжения. (Материалы 13-й Международной научно-практической конференции 24-26 апреля 2001г.) Борей-Арт, С-Пб, 2001.

3. Рекомендация МИ 2553-99 «ГСИ. Энергия тепловая и теплоноситель в системах теплоснабжения. Методика оценивания погрешности измерений. Основные положения». Москва, ВНИИМС, 1999.

4. И. В. Кузник, М. Ю. Тиунов, В. А. Брюханов. Последствия неучета фактической температуры холодной воды при измерениях потребленной тепловой энергии в открытых водяных системах теплоснабжения. (Материалы 13-й Международной научно-практической конференции 24-26 апреля 2001г.) Борей-Арт, С-Пб, 2001.

5. Теплоэнергетика Санкт-Петербурга находится в кризисном состоянии (ТК№ 1). Из интервью заместителя начальника Госгортехнадзора Северо-Западного федерального округа Юрия Привалова. Беседовал Лев Румянцев.

6. А. В. Извеков, эксперт Госэнергонадзора РФ. Некоторые результаты опроса специалистов об использовании действующих правил учета тепловой энергии и теплоносителя. Teplopunkt Site.

7. М. Фенске (InnoТес, Германия). Двухставочный тариф на тепло как инструмент создания благоприятного инвестиционного климата. <http://www.tacis.murman.ru/web/tariffing.htm>