



Александр Богданов

начальник департамента перспективного развития АК «Омскэнерго»

Проблемы энергосбережения в России

Введение

Прошло более 10 лет с момента перехода России от плановой экономики к рыночной. Можно было бы надеяться, что в теплоэнергетике будут активно внедряться высокоэффективные энергосберегающие технологии, такие как регуляторы температуры в помещениях, тепловые насосы, высокоэффективная изоляция тепловых сетей, трехтрубные системы теплоснабжения, тепловые аккумуляторы и т. д. Однако до настоящего момента в рыночной энергетике России не получили осмысления и широкого развития схемы организации последовательной и параллельной работы ТЭЦ и коммунальных котельных, обеспечивающих передачу базовой части суммарной нагрузки на отборы турбин ТЭЦ, а пиковой части нагрузок — на пиковые котельные, находящиеся в центре тепловых нагрузок.

Ожидаемого значимого изменения технологии производства тепла и электрической энергии также не произошло. Напротив, наблюдаются обратные процессы, отбрасывающие энергосберегающую экономику регионов на многие десятилетия назад. Так, например, из-за незнания экономической выгоды для конечных потребителей комбинирован-

ного производства тепловой и электрической энергии, в центре Омска, в зоне действия тепловых сетей от ТЭЦ, стали возникать котельные, стоимость капитальных вложений и эксплуатационных текущих затрат которых в полтора и более раз выше, чем при теплоснабжении от тепловых сетей АК «Омскэнерго».

За рубежом такие технологии, как тепловые аккумуляторы на ТЭЦ, локальные тепловые аккумуляторы, установленные в квартирах, абсорбционные насосы и т. д., работают более 10—20 лет, а в отечественной теплоэнергетике даже не ставятся задачи по внедрению этих высокоэффективных энергосберегающих технологий.

Аккумуляторы тепловой энергии в схемах теплофикации Дании

Рассмотрим конкретный пример. ТЭЦ, расположенная в Дании, оснащена двумя огромными баками горячей воды единичной емкостью до 22 тыс. куб. м, высотой до 65 м. В российской энергетике таких больших инженерных сооружений, предназначенных для хранения именно тепловой энергии, а не горячей воды, нет. Главное назначение существующих российских аккумуляторных баков в тепловых схемах ТЭЦ Рос-

сии — обеспечить надежность работы схемы теплоснабжения в целом при открытой схеме горячего водоснабжения потребителя. Усредненная среднесуточная нагрузка горячего водоснабжения составляет до 15% от суммарной тепловой нагрузки ТЭЦ. При отсутствии запаса воды в аккумуляторных баках и несвоевременном устранении причин повышенной подпитки тепловых сетей в схемах централизованного теплоснабжения возникает неуправляемая ситуация, ведущая к аварии с полной остановкой всей системы теплоснабжения города (100% тепловой нагрузки) и значительным (50—70%) снижением электрической нагрузки, а не только нагрузки горячего водоснабжения (15%). В Дании таких проблем, видимо, нет.

В России пока не применяются аккумуляторы тепловой энергии для повышения эффективности комбинированного производства электроэнергии и тепла.

Несмотря на сложность, высокую потенциальную опасность использования аккумуляторов тепловой энергии в Дании, в течение последних двух десятилетий практически все ТЭЦ, производящие тепло и электроэнергию, оснащаются аккумуляторными баками тепловой энергии¹. До 1992 г.

¹ Vjgens Kjoer Petersen, Jorgen Aagaard Senior. Heat accumulators. News from DBDH № 1/2004, p. 4—7.

только немногие ТЭЦ с теплофикационными турбинами оснащались аккумуляторами тепловой энергии. Это делается несмотря на то, что 100% нагрузки горячего водоснабжения в Дании обеспечивается только по закрытой схеме, т. е. потребитель никогда не берет сетевую воду ТЭЦ, а использует промежуточный теплообменник, установленный непосредственно у него.

Либерализация рынка электричества привела к необходимости более гибкого функционирования ТЭЦ для того, чтобы работать по наиболее экономически выгодной схеме, удовлетворяя как потребителей тепла, так и потребителей электричества. Поэтому в Дании в первые годы открытия рынка электричества наблюдался рост крупных систем накопления тепла, и сегодня практически все системы централизованного теплоснабжения ТЭЦ с теплофикационными турбинами оснащены одним и более аккумуляторами тепла.

Аккумулятор тепловой энергии используется для краткосрочного хранения энергии. При этом запас воды в баке по весу является постоянным, не зависящим от запаса тепловой энергии. При загрузке аккумулятора горячая вода подается в верхнюю часть резервуара одновременно с отбором такого же количества холодной воды с нижней. Из-за разницы плотности горячая и холодная вода разделяются неиспользуемым слоем воды высотой примерно в 1 м.

При разгрузке происходит отбор горячей воды из верхней части с одновременной подачей холодной сетевой воды в нижнюю. Аккумулятор тепловой энергии подключается между ТЭЦ и тепловой сетью централизованного теплоснабжения. Он заряжается, когда производство тепла выше, чем потребление, и разряжается в противном случае. Это свойство позволяет ТЭЦ запасать тепловую энергию для централизованного теплоснабжения в ночное время, когда цена на вырабатываемую элек-

троэнергию снижается втрое по отношению к дневной.

Выбор температуры зарядки и разрядки является важнейшим фактором, определяющим размер резервуара. Для резервуаров атмосферного давления перепад температур составляет 30—40 °С, а для сосудов высокого давления может увеличиться до 50—55 °С.

Пример использования аккумуляторов тепла в Дании

ТЭЦ в Аведоре имеет два турбогенератора. ТГ № 1 $N = 250$ МВт, $Q = 330$ МДж/с (283 Гкал/ч). ТГ № 2 $N = 560$ МВт, $Q = 520$ МДж/с (447 Гкал/ч). Емкость каждого бака — 22 тыс. куб. м. Суммарная тепловая емкость аккумуляторов тепла — 8000 ГДж (1915 Гкал), что составляет 28,6% от общей подключенной часовой нагрузки 28000 ГДж (6700 Гкал/ч). Мощность накопления тепловой энергии равна 330 МДж/с (284 Гкал/ч). Полное время зарядки или разрядки в зимний период двух баков составляет не менее 6,7 ч. Строительство обошлось в 5,5 млн евро (1992 г.).

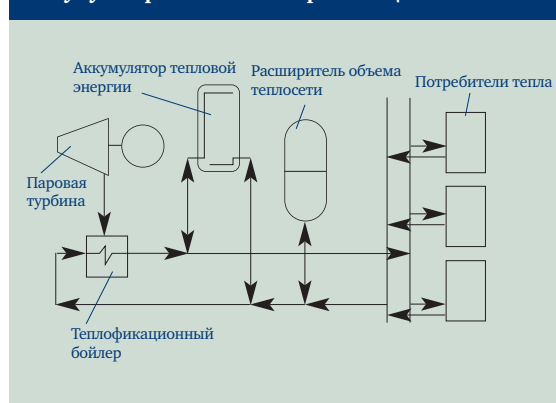
Для российских систем централизованного теплоснабжения приведенная на рис. 1 схема включения аккумулятора тепловой энергии оказывается совершенно новой и трудной для восприятия. Назначение датских аккумуляторов тепла и российских аккумуляторных баков не совпадает. В России основная задача — обеспечение надежности работы теплоэнергетической системы с открытым горячим водоразбором, а в Дании от открытого водоразбора отказались, обеспечивая максимально экономичное производство тепловой и электрической энергии на базе их комбинированного производства. Тепловые аккумуляторы в системах теплофикации Дании предназначены для краткосрочного (до одних суток) накопления тепловой энергии. Они позволяют в часы пиковых нагрузок за счет разгрузки паровых турбин по тепловой мощности выра-

батывать дополнительную электрическую мощность. При этом растет доля высокоэкономичной выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Применение аккумуляторов тепла позволяет повысить эффективность существующего энергетического оборудования, снизить затраты на строительство пиковых энергетических мощностей ТЭЦ. С точки зрения рыночной экономики тепловой аккумулятор является субститутутом — заменителем традиционной технологии по производству тепловой и электрической энергии. С применением этой новейшей технологии можно снизить затраты на приобретение и содержание основного энергетического оборудования (20—25% от мощности котлов и турбин) и направить средства на содержание аккумуляторов тепловой энергии.

В странах с рыночной энергетикой тепловое аккумулирование энергии используется с 1920-х гг.², а после энергетического кризиса в 1970-х гг. этот принцип стал применяться еще чаще. Возникает вопрос: почему в России до настоящего времени не разрабатывались перспективные схемы теплоснабжения с применением энергосберегающих технологий, в частности систем теплофикации, тепловых аккумуляторов и насосов? В Дании именно использование раз-

Рис. 1. Принципиальная схема включения аккумулятора тепловой энергии ТЭЦ



² Бекман Г., Гилли П. Тепловое аккумулирование энергии: Пер. с англ. / Под ред. В. М. Бродянского. — М.: Мир, 1987.

дельных видов тарифа на пиковую, полупиковую и базовую электрическую энергию обуславливает высокий экономический эффект от строительства аккумуляторов тепла, соотношение максимально высокой цены к минимально низкой составляет 3:1. Принципы датской ценовой системы были утверждены парламентом страны. Цена на энергию должна быть эквивалентна затратам на производство и транспортировку электричества. Производственные расходы определяются в качестве долгосрочных предельных издержек производства электричества на электростанции с комбинированным циклом.

«Лысенковщина» в энергетике

Главным препятствием внедрения в России энергосберегающих технологий является отсутствие метода распределения затрат топлива, адекватно отражающего технологию производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ и отвечающего рыночным условиям.

Существуют два метода разделения топлива на ТЭЦ:

- физический, узаконенный в 1950-х гг. и до настоящего времени являющийся основой нормативных документов для распределения затрат топлива и затрат ТЭЦ;

- эксергетический, закрытый для обсуждения и не допущенный для практического применения.

Начиная с 25 ноября 1924 г. — момента пуска первой в России ТЭЦ (3-я Петроградская ГЭС на Фонтанке) — экономисты ТЭЦ не могут решить, кому же отдать выгоду. При экономии топлива в 28—48% допустимо снизить тариф для потребите-

лей либо электрической, либо тепловой энергии.

Согласовав для применения в качестве нормативного не имеющий никакого научного обоснования физический метод, Министерство энергетики и Академия наук СССР в 1952 г. решили задачу перераспределения энергетических благ в пользу потребителей электрической энергии³, наглядно и убедительно (с точки зрения преподавания физики в школе) «доказало», что при социализме производство электроэнергии обходится в 1,5 раза дешевле, чем при капитализме.

Эксергетический метод отражает технологическую суть процесса производства энергии, но не укладывается в рамки школьной физики и пока не применяется. В соответствии с ним для производства низкопотенциального тепла, передаваемого отработанным паром, КПД может иметь значение, превышающее 200—400%, и это обстоятельство шокирует неспециалиста. Именно физический метод анализа и его аналоги, искусственно снижая стоимость высококачественной электроэнергии (за счет необоснованного повышения цены на сбросное тепло), приводят к тому, что экономический эффект от теплофикации уходит на отопление электричеством какого-либо хозяйственного склада или бытовки (пользующихся льготными тарифами). Население города, имеющего ТЭЦ, оплачивает как собственное отопление, так и электрическое отопление нежилых хозяйственных объектов. Из-за сокращения числа тепловых потребителей энергия от ТЭЦ становится еще дороже. Чем меньше мы пользуемся ТЭЦ, тем до-

роже в квадратичной зависимости она обходится обществу.

Известно об огромном уроне, нанесенном нашему обществу в 1930—1960-е гг. учением Т. Д. Лысенко. Отрицание научных подходов по внедрению концепции наследственности и изменчивости отбросило отечественную науку на многие годы назад. Длительное неприятие кибернетики как науки об управлении также не пошло на пользу стране. Демонстрируя преимущество советской электроэнергетики, мы нанесли серьезный ущерб региональной альтернативной энергосберегающей теплоэнергетике. Именно физический метод анализа и его модификации, искусственно занижающие затраты топлива и материальных средств на производство электроэнергии, уже в течение полувека мешают развитию энергосберегающих технологий в России.

Из-за массового отказа покупателей от тепла, получаемого на ТЭЦ, законодатель, утверждающий принципы и методы анализа технико-экономических показателей, вынужден разработать модификацию физического метода — действующую методику, введя поправочные коэффициенты ценности тепла к существующему физическому методу анализа. С 2002 г. обсуждается аналог эксергетического и в то же время модификация физического метода, также не отражающий технологию производства энергии на ТЭЦ. Суть ошибочности действующей методики и аналога эксергетического метода анализа иллюстрирует материал врезки.

До сих пор из-за применения неверной методики мы получаем абсурдный результат: себестоимость

Тройной тариф на продажу электрической энергии в Дании

Тип нагрузки	Часы	Дни недели	Месяц	Цена, евро/МВт·ч
Пиковая	800—1200	Понедельник-пятница	Январь-декабрь	72
	1700—1000	Понедельник-пятница	Октябрь-март	
Полупиковая	600—2100 за исключением пиковой нагрузки	Понедельник-пятница	Январь-декабрь	56
Базовая	Оставшиеся часы	Понедельник-воскресенье	Январь-декабрь	24

³ Материалы дискуссии «Вопросы определения КПД теплоэлектроцентралей» / Под ред. Винтера А. В. — М.: Госэнергоиздат, 1953.

тепловой энергии на самой лучшей и экономичной ТЭЦ — 161 руб./Гкал. Это выше, чем себестоимость тепловой энергии от котельной, работающей на газе (144 руб./Гкал). Почти весь эффект от экономии топлива на тепловом потреблении по действующей методике уходит на удешевление вырабатываемой электрической энергии, а не тепловой. Опираясь на эти показатели, сравнивая стоимость тепла от ТЭЦ и от газовой котельной, не зная истинной картины и не учитывая экономических ошибок, региональная власть принимает решение об отказе от использования существующих огромных резервов на Омских ТЭЦ и в строительстве альтернативных домовых, квартальных котельных.

Получается замкнутый круг. Не имея утвержденной методики, отражающей технологию производства, АО-энерго не могут защитить тарифы, основанные на расчете предельных издержек (маржинальные тарифы) в соответствии с технологией производства. Не владея истинным анализом затрат, показывающих технологию производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, невозможно разработать эффективную программу управления издержками (ПУИ).

Удельный расход топлива на электро- (Вээ) и тепловую энергию (Втэ) для ТЭЦ вообще не имеет строгого определения и толкования. Применение показателей Вээ и Втэ без их взаимного согласования недопустимо. Однако заводы-изготовители в рекламных проспектах по газотурбинным и парогазовым установкам часто приводят высокий показатель по удельному расходу топлива на электроэнергию, достигающий порой 150—210 г/кВт.ч. Для квалифицированной и однозначной оценки степени термодинамического совершенства ТЭЦ необходимо использовать не эти цифры, а такой показатель, как удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении. Например, для ТЭЦ с давлением 130 атм. он достигает 0,55 МВт/Гкал, а для совре-

менной парогазовой установки — 1,25 МВт/Гкал.

Российская теплоэнергетика находится в глубочайшем экономическом кризисе. Отсутствует орган, отвечающий за обеспечение энергетического коллективного оптиму-

ма, нет закона «О теплоэнергетике». Закон «Об энергосбережении» существует лишь формально. В реформированном Ростехнадзоре (бывшем Госэнергонадзоре) исчезли отделы, отвечающие за энергосбережение.

Пример

Энергетическая система, имея дефицит в средствах, закупила дорогую пенополиуретановую тепловую изоляцию. Где выгодней установить эту изоляцию — на трубопроводах прямой и обратной сетевой воды от котельной (а) или от ТЭЦ (б)?

Обычный экономист-теплоэнергетик будет считать эффективность вложения затрат на основании действующего метода по усредненным издержкам энергосистемы. В таком случае экономическая эффективность в обоих вариантах будет одинаковой — равной экономии топлива:

$$\Delta B_{ТЭЦ} = \Delta B_{кот.} = \Delta Q_{изол.} \cdot \Delta b_{усред. сист.} = \Delta Q_{изол.} \times 150 \text{ кг/Гкал},$$

где $\Delta Q_{изол.}$ — сокращение потерь тепла при установке тепловой изоляции (Гкал/год); $\Delta b_{усред. сист.} = 150 \text{ кг/Гкал}$ — удельный расход топлива на тепло, усредненный по энергосистеме.

Если же расчет эффективности вложения средств в тепловую изоляцию станет производить экономист-технолог по анализу прироста предельных издержек на производство тепловой и электрической энергии по ТЭЦ и котельной путем непосредственного измерения по диаграмме режимов турбин, то реальная экономия топлива будет зависеть от прироста топлива на прирост тепла.

От котельной по прямой и обратно:

$$\Delta B_{кот. прям.} = \Delta Q_{изол. прям.} \times \Delta b_{прирост. кот.} = \Delta Q_{изол.} \times 165 \text{ кг/Гкал},$$

$$\Delta B_{кот. обрат.} = \Delta Q_{изол. обр.} \times \Delta b_{прирост. кот.} = \Delta Q_{изол.} \times 165 \text{ кг/Гкал}.$$

От ТЭЦ по прямому трубопроводу:

$$\Delta B_{ТЭЦ, прям.} = \Delta Q_{изол.} \times \Delta b_{прирост. ТЭЦ} = \Delta Q_{изол.} \times 42 \text{ кг/Гкал}.$$

От ТЭЦ по обратному трубопроводу:

$$\Delta B_{ТЭЦ, обрат.} = \Delta Q_{обр. изол.} \times \Delta b_{прирост. ТЭЦ} = \Delta Q_{изол.} (0 + 42) \text{ кг/Гкал},$$

где $\Delta b_{прирост. ТЭЦ}$ — прирост удельного расхода топлива на прирост тепловой нагрузки при постоянной электрической нагрузке, определенный по диаграмме режимов турбин.

Вывод: для равных температурных режимов работы тепловая изоляция трубопроводов прямой и обратной сетевой воды от ТЭЦ принесет экономический эффект примерно в четыре раза меньше, чем дорогая тепловая изоляция трубопроводов сетевой воды от котельной. Мало того, при необходимости работы ТЭЦ в конденсационном режиме тепловая изоляция на обратном сетевом трубопроводе может не потребоваться: тепло все равно уйдет в атмосферу через градирни.

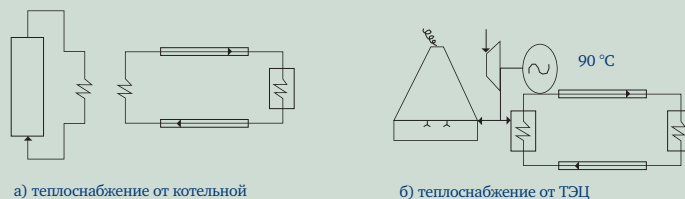
Для сравнения отметим, что анализ экономичности по аналогу эксергетического метода дает результат, в два раза искажающий суть производства энергии на ТЭЦ:

От ТЭЦ по прямому и по обратному трубопроводу:

$$\Delta B_{ТЭЦ, прям.} = \Delta B_{ТЭЦ, обрат.} = \Delta Q_{изол.} \times b_{ТЭЦ} = \Delta Q_{изол.} \times 94 \text{ кг/Гкал},$$

где $b_{ТЭЦ}$ — удельный расход топлива по аналогу эксергетического метода.

Рис. 2. Трубопроводы прямой и обратной сетевой воды



а) теплоснабжение от котельной

б) теплоснабжение от ТЭЦ

Следствием применения неверной методики в экономике энергетики является перекрестное субсидирование. Нет предпосылок для внедрения новейших энергосберегающих технологий, таких как теплофикация, тепловые насосы и аккумуляторы, вторичное использование энергетических ресурсов. Мало того, из-за регулируемой тарифной политики в России начались обратные процессы — например, отказ от теплофикации.

Из-за потери теплового потребителя, неявного (технологического) перекрестного субсидирования, регулируемой системы теплопотребления, необоснованно заниженных демпинговых цен на газ для муниципальных котельных ТЭЦ Омска разгружаются, значительно снижая свои технико-экономические показатели. В результате каждый потребитель тепловой и электрической энергии Омска, получающий тепло от ТЭЦ (именно от ТЭЦ, а не от котельной), в виде неявного (технологического и социального) перекрестного субсидирования оплачивает затраты собственников вновь вводимых муниципальных котельных, связанные с:

а) необоснованным строительством новых газовых котельных и локальных тепловых сетей к ним;

б) содержанием в резерве разгруженной магистральной тепловой сети;

в) повышенным в 1,9 раза расходом топлива на производство тепловой и электрической энергии по раздельному циклу против комбинированного производства энергии на ТЭЦ.

Таким образом, в России не внедряются энергосберегающие технологии, поскольку регулирующие органы не могут отказаться от скрытого (неявного технологического) и открытого (явного социального) перекрестного субсидирования.

Результаты технико-экономического исследования сложных теплоэнергетических систем с анализом по диаграмме режимов турбин с учетом выводов эксергетического анализа

показывают, что в настоящее время в энергетике существует перекрестное субсидирование между:

- тепловой и электрической энергией на ТЭЦ;
- тепловой и электрической энергией у потребителя;
- мощностью и энергией у производителя ТЭЦ, ГРЭС, котельной;

Цена на энергию должна быть эквивалентна затратам на производство и транспортировку электричества. Производственные расходы определяются в качестве долгосрочных предельных издержек производства электричества на электростанции с комбинированным циклом.

- мощностью и энергией у потребителя;

- базовой энергией ТЭЦ и пиковой энергией котельной;

- высоко- и низкопотенциальным теплом ТЭЦ;

- производством и транспортом электрической энергии;

- производством и транспортом тепловой энергии;

- близлежащими и удаленными потребителями энергии;

- различными категориями потребителей (население города, села, теплицы);

- электроэнергией, вырабатываемой по конденсационному и теплофикационному циклу на ТЭЦ;

- конденсационной энергией на федеральном рынке оптовой энергии и мощности и конденсационной энергией на ТЭЦ;

- затратами на содержание резерва 1-й, 2-й, 3-й категории и платой за мощность.

Для внедрения энергосберегающих технологий, сокращения явного и неявного перекрестного субсидирования при производстве тепловой и электрической энергии необходимо:

1. Отказаться от существующего в РАО «ЕЭС России» метода анализа экономических показателей, заменив его эксергетическим методом

анализа технико-экономических показателей работы ТЭЦ.

2. Включить в проект закона о теплоэнергетике раздел о запрете строительства котельных мощностью 10 Гкал и выше без выработки электроэнергии на тепловом потреблении (с рассрочкой обязательного исполнения до 2010 г.).

3. Разработать методические указания по определению величин неявного (технологического) и явного (социального) перекрестного субсидирования в теплоэнергетике.

4. Разработать раздел закона о порядке предоставления льгот в виде перекрестного субсидирования для энергозатратных производителей и потребителей и о порядке компенсации льгот.

5. Внедрить региональную, муниципальную систему оценки качества работы сложной теплоэнергетической системы крупного города.

6. Внедрить методику анализа расходов топлива на ТЭЦ, отражающую реальный удельный прирост расхода топлива на прирост тепловой нагрузки (от 25 до 170 кг условного топлива на 1 Гкал).

7. Вывести региональную энергетическую комиссию из прямого и косвенного подчинения губернатору региона.

8. Оценку деятельности РЭК осуществлять по комплексному показателю — коэффициенту топливоспользования (региона, города, предприятия).

9. Внедрять маржинальные тарифы на тепловую энергию с соотношением минимально дешевой цены к максимально дорогой не менее чем 1:8.