

# ТЕПЛОФИКАЦИЯ

## Котельнизация России – беда национального масштаба

А.Б. Богданов, заместитель начальника департамента перспективного развития, Омская ЭГК ТГК-11  
(продолжение, начало в № 10-12, 2006 г.; № 4, 2007 г.)

### Виды представляемой мощности

Одной из самых распространенных ошибок, основанных на «усреднении, ради простоты», влекущих к перекрестному субсидированию в энергетике, является отсутствие классификации видов мощности представляемых на рынок энергетической продукции. Основной методологической ошибкой является то, что на регулирование принимаются усредненные затраты для содержания 100% установленной мощности производителей и транспортировщиков энергии, хотя заявителю мощности часто требуется не больше 10-15% от пропускной способности существующих электрических (тепловых) сетей. Но существующие методы формирования тарифов пока не предусматривают систему разнесения затрат по различным видам мощности и резерва мощности.

$E_{1T}$  – «Заявленная мощность» – главная характеристика потребителя (см. табл. 1, «НТ» № 4 (80), 2007 г., с. 30 – прим. ред.). Мощность в часы максимума нагрузок является самой главной характеристикой потребителя. Именно заявленная, а не установленная или подключенная мощность является основой для определения договорных условий между производителем и потребителем энергетического товара. По своему содержанию заявленная мощность состоит из трех видов мощностей, которые производят соответствующие им виды энергии:  $E_{1T \text{ база}}$ ,  $E_{1T \text{ полубаза}}$ ,  $E_{1T \text{ пик}}$ . Эти виды мощностей обеспечиваются энергетическим оборудованием с совершенно разными характеристиками. Так, для обеспечения базовой и полубазовой мощности экономически выгодным является использование «высоких технологий» – ТЭЦ с большими капитальными вложениями, но низкими эксплуатационными затратами. Это паровые турбины с так называемыми «встроенными пучками», парогазовые турбины. Это котельные с паровыми котлами низкого давления. Для обеспечения пиковой мощности, которая производит очень мало энергии, становится выгодным использовать низкоэкономичное оборудование, даже и с дорогим топливом, но зато с низкой стоимостью капитальных вложений – это так называемые пиковые водогрейные котлы.

Непонимание экономической сути производства базовой и пиковой энергии за последние 20-30

лет привело к огромному экономическому ущербу не только для большой энергетики, но и для многих промышленных предприятий, имеющих собственные котельные. Стремление недостаточно компетентных заказчиков на снижение капитальных вложений при строительстве собственных котельных привело к тому, что вместо паровых котлов, предназначенных для работы круглый год, появилось огромное количество так называемых «дешевых» водогрейных малогабаритных котлов.

Малогабаритные водогрейные котлы потому и дешевые, что предназначены для кратковременной работы, работы только в пиковый период, составляющий не более 1500-2000 ч в год. Дешевизна водогрейных котлов, вызванная некоторым упрощением схемы котла, отказом от воздухоподогревателей, влечет за собой: высокую температуру уходящих газов, высокое гидравлическое сопротивление котлов, завышенные расходы электроэнергии на перекачку воды. Малые объемы топочной камеры вызывают значительные тепловые нагрузки, более жесткие требования к обеспечению водно-химического режима работы котлов.

Одним из самых больших недостатков в работе водогрейных котлов является их значительная уязвимость от наружной и внутренней коррозии металла. Водогрейные котлы типа КВГМ, ПТВМ предназначены для кратковременной работы с нагревом воды от 100 до 150 °С, где уровень коррозии значительно ниже, чем при работе в базовом режиме. В реальных условиях, при разрегулированных режимах работы тепловых сетей и стремлении к «экономии» топлива, температура сетевой воды снижается до 45-55 °С, что ниже чем температура «точки росы». Интенсивная конденсация влаги с образованием серной кислоты из дымовых газов ведет к неуправляемой лавинообразной ситуации – чем хуже обстоит положение с топливом, тем быстрее происходит коррозия металла. Так, например, из-за жесткого ограничения в топливе и необходимости работы с очень низкой температурой сетевой воды на входе в котел до 30-40 °С на котельной завода «Полет» были вынуждены производить капитальный ремонт с полной заменой поверхностей нагрева уже через 2-3 года! Аналогичная ситуация обстоит на котельных заводов «Гидропривод», «Омский Бекон» и т.д.

Если бы заказчик котельных квалифицированно владел пониманием сути различных видов энергии, то при выборе состава оборудования, он бы не гонялся за «дешевыми» водогрейными и малогабаритными котлами, а выбрал паровые котлы для базовой части графика нагрузок. Хотя они и несколько дороже «дешевых» водогрейных котлов, зато могут обеспечить надежную и бесперебойную работу котлов в течение 35 и более лет, без завышенных эксплуатационных затрат, замены поверхностей нагрева, как, например, на Кировской котельной города Омска. В результате кажущаяся дешевизна малогабаритных и водогрейных котлов при их покупке оборачивается значительной потерей средств при их эксплуатации.

**Е2 – «Горячий резерв» – плата за надежность и бесперебойность.** Мощность горячего резерва Е2 необходима для того, чтобы квалифицировать и калькулировать объем затрат на обеспечение надежности теплоснабжения соответствующей категории электроснабжения.

Например, согласно Правил устройства электроустановок, при определении возможности резервирования суммарная мощность двух трансформаторов выбирается заниженной, не выше 70% от заявленной потребителем. При этом в аварийном режиме, с учетом допустимого кратковременного перегруза до 40%, должно обеспечиваться надежное и бесперебойное электроснабжение потребителя от одного из оставшегося в работе трансформатора. В данном случае, плата за горячий электрический резерв Е2<sub>э</sub> определяется по величине постоянных и переменных издержек, связанных с содержанием дополнительных 40%, сверх заявленной потребителем мощности.

Для тепловых схем плата за горячий тепловой резерв Е2<sub>т</sub> предусматривается в тех случаях, когда необходимо резервировать работу предприятий, имеющих собственные источники тепла (котельные), и в работе которых нельзя допускать перерывы в теплоснабжении, например больницы и т.д. В этом случае размер платы за обеспечение теплового резерва определяется по величине аварийной брони теплоснабжения, предназначенной, например, для операционных и родильных отделений больниц, и может составлять 50-60% от расчетной мощности.

В расходы на обеспечение «горячего» резерва Е2 должны входить следующие статьи затрат и потерь: пропорциональная доля постоянных затрат на содержание резервной мощности, технологического оборудования, зданий, сооружений, постоянные затраты на топливо (именно в виде первичного топлива, а не энергии) для компенсации потерь тепла через тепловую изоляцию. В переменные затраты необходимо включать 10% топливных затрат на обеспечение

надежности, затраты на холостой ход трансформаторов, линий электропередач и т.д.

**Е3 – «Холодный резерв» – плата за краткосрочную бронь.** Вид энергетического продукта – мощность холодного резерва Е3, необходим для того, чтобы калькулировать затраты на обеспечение возможности тепло- и электроснабжения от существующего энергетического оборудования, тепловых и электрических сетей в краткосрочном периоде времени, в течение отопительного сезона, в течение года. В калькуляцию включаются затраты, связанные с обеспечением резерва мощности, который заказывает собственник заводской мини-ТЭЦ, на случай аварийного отключения заводских турбогенераторов, при параллельной работе мини-ТЭЦ в единой энергетической системе.

В этот вид резерва Е3, аналогично резерву Е2, включается пропорциональная доля постоянных затрат на содержание и работу оборудования и часть затрат в виде топлива как постоянных, так и переменных, необходимых для обеспечения надежности.

**Е4 – «Сезонный резерв» – плата за сезонную бронь.** Вид резерва мощности с затратами на содержание оборудования в резерве в режиме сезонной консервации энергетического оборудования, без учета затрат на топливо для обеспечения надежности и поддержание резерва.

**Е5 – «Внепиковая мощность» – недоступная для России мощность.** Так же, как и энергия Д<sub>т</sub>, внепиковая мощность Е5 предоставляет недоступную для Российской политики внебалансовую мощность, которую можно использовать для подключения дополнительных потребителей. При этом затраты, связанные только с содержанием схемы для отпуска внебалансового тепла, являются минимальными только от оборудования, ранее не включаемого в затраты на содержание мощности Е1, Е2, Е3, Е4. Это затраты на содержание дополнительного оборудования: индивидуальные низкотемпературные (до 100 °С) трубопроводы сетевой воды, циркуляционные трубопроводы, сетевые или циркуляционные насосы для обеспечения внепиковой мощности в теплицах, тепловые насосы, зарядные и разрядные насосы аккумуляторов тепла, содержание абсорбционных тепловых насосов, установленных в тепловых сетях и предназначенные для низкотемпературного отпуска тепла и т.д. По своему составу затраты на содержание дополнительной мощности «Е5» должны составлять настолько малое значение, что привлечет любых собственников котельных к останову своего оборудования, и, при первой же технологической возможности, переключению на использование сбросного тепла от ТЭЦ.

**Е6 – «Заявленный, перспективный резерв мощности будущих потребителей».** При строи-

тельстве новых объектов заказчику необходимо принять решение, каким образом он может обеспечить тепловой и электрической энергией объекты нового строительства. При этом существуют следующие варианты решения задачи:

1. при наличии технической возможности у энергоснабжающей организации, присоединение к существующим тепловым и электрическим сетям без необходимости развития генерирующих мощностей и транспортных сетей;

2. при отсутствии технической возможности у энергоснабжающей организации:

- присоединение к существующим сетям с необходимостью развития генерирующих тепловых, электрических мощностей и/или транспортных магистральных энергетических сетей;
- строительство индивидуальных собственных генерирующих мощностей и/или транспортных сетей.

Затраты на создание мощности Е6 – это и есть те затраты, которые необходимы для обеспечения технической возможности доступа вновь подключаемых заявителей к тепловым и электрическим сетям энергоснабжающей организации. В зависимости от конкретной ситуации, эти затраты могут очень сильно изменяться, но по своей сути они не должны быть выше суммарных затрат на обеспечение тепловой и электрической мощности в случае установки индивидуальных источников тепловой и электрической энергии.

**Е7 – «Незаявленный, бесхозный резерв» – главная причина субсидирования.** Анализ энергетических балансов большинства источников тепловой и электрической энергии показывает, что энергетическое оборудование ТЭЦ загружено не более 60-75% от установленной мощности, а промышленные и коммунальные котельные – не более 25-50%. Однако затраты на содержание «незаявленного, бесхозного» резерва мощности источников энергии ложатся тяжелым бременем на существующего потребителя. Чем меньше суммарная нагрузка ТЭЦ и котельной, тем дороже (в квадратичной зависимости) обходится энергия для оставшихся потребителей тепла и электроэнергии.

СНиП 41-02-2003 не предусматривает установки резервного оборудования. В аварийной ситуации при расчетной температуре наружного воздуха СНиП допускает снижение тепловой нагрузки для жилищно-коммунальных потребителей на 12% от заявленной мощности потребителей. Значительное завышение генерирующих и транспортирующих мощностей является одной из главных причин скрытого перекрестного субсидирования.

Пример: сельский потребитель, имеющий потребность не более 10-15% от пропускной способности линий электропередач и транс-

форматоров, несет затраты по содержанию 100% установленных мощностей. Он не хочет и не должен оплачивать затраты на содержание огромных резервов мощностей, которые ему не нужны. С другой стороны, собственник генерирующих и транспортных мощностей так же не хочет нести затраты, связанные с содержанием «незаявленных» резервов мощностей, в надежде, что когда-то, в неопределенном будущем, появится спрос. В итоге производитель энергии не ищет способов сокращения затрат, а оставшийся потребитель вынужден оплачивать все необоснованные затраты нерасторопного гиганта-монополиста.

Законодательное собрание региона, председатель региональной энергетической комиссии должны честно и квалифицированно разобраться в масштабах резерва, разработать мероприятия по сокращению перекрестного субсидирования, открыто принять решение, за чей счет будут содержаться 40-60% «незаявленного, бесхозного» резерва мощности – либо за счет оставшихся потребителей, либо за счет собственника «незаявленного» резерва.

#### **«Гордиев узел» теплоэнергетики России**

В статье «Тарифный и нагрузочный менеджмент: Французский опыт» [1] определен базовый принцип достижения всеобъемлющего коллективного оптимума энергообеспечения общества. Суть базового принципа по достижению всеобъемлющего оптимума энергообеспечения заключается в «...определении наиболее подходящих тарифов, графиков нагрузочного менеджмента путем сравнения стоимости и прибыли как для производителя энергии, так и для потребителя энергии...». С переходом на рыночные отношения решение задачи определения коллективного оптимума де-факто передано от ГОСПЛАНА в регионы. Но, видимо до настоящего времени регионы пока не способны квалифицированно ставить задачу по определению коллективного оптимума энергообеспечения. Согласно экономической теории, для того, чтобы способствовать всеобъемлющему коллективному оптимуму в рыночных условиях, коммунальный энергетический монополист должен придерживаться трех правил ценообразования:

- удовлетворение спроса;
- сведение к минимуму производственных затрат;
- продажа по маргинальным издержкам.

Если первые два правила широкому кругу энергетиков ясны и известны, то продажа по маргинальной цене в отечественной теплоэнергетике недоступна, т.к. такой методологический подход российской энергетике практически неизвестен.

Согласно экономической теории, предельные издержки – это издержки, связанные с производством дополнительной единицы продукции. Предельные издержки представляют собой прирост совокупности издержек, на который должна пойти фирма ради производства еще одной единицы продукции. Именно организация продажи тепловой и электрической энергии по маргинальным, а не по усредненным издержкам должна стать главным принципом при формировании тарифной политики для федеральной службы по тарифам и региональным энергетическим комиссиям. Анализ усредненных издержек в энергетике – это и есть «гордиев узел», разрубив который с помощью перехода на анализ маргинальных издержек, можно перейти на совершенно иной качественный уровень развития российской теплоэнергетики. Необходимо отметить, что маргинальные издержки не могут быть получены непосредственно из отчетных данных за какой-либо период. Необходимо знать, как изменятся издержки, если изменится объем выпуска продукции.

### **Зарубежный опыт применения маргинальных тарифов**

Существующая в отраслях коммунального обслуживания «экономия от масштаба» обуславливает желание иметь монопольного поставщика – но тогда возникает необходимость государственного вмешательства с тем, чтобы пресекать злоупотребления монопольной власти. С учетом этого в США и большинстве стран отрасли коммунального обслуживания являются регулируемыми, или находятся в государственной собственности, и управляются государством. Экономисты-электроэнергетики США после 30-х гг. XX в. стали утверждать, что цены на электроэнергию должны устанавливаться равными маргинальным, а не средним издержкам. Тарифы на электричество во многих штатах варьируются как по сезонам, так и по времени суток, отражая изменения предельных затрат на выработку электроэнергии.

В условиях отсутствия рыночных отношений в советской электроэнергетике применялся заменитель маргинальных затрат – относительный прирост расхода топлива (ОПРТ) на выработку электроэнергии. ОПРТ очень наглядно показывает, в какой последовательности и какое оборудование необходимо загружать, чтобы получить максимум экономии топлива. Расчет относительного прироста топлива – это сложная интеллектуальная задача, требующая понимания всех тонкостей технологии производства энергии на ГРЭС и, особенно, на ТЭЦ.

С переходом на рыночные отношения в 1995 г. требование по применению в практике этого высококвалифицированного качественно-

го показателя из «Правил технической эксплуатации ТЭЦ» было исключено. Оказалось, что его очень сложно рассчитывать в практических условиях рыночной энергетики. Отказавшись от применения «относительных приростов расхода топлива», российские менеджеры от энергетики должны были предложить адекватную замену – «Методику расчета маргинальных издержек». Однако, нормативные материалы, разрабатываемые с 1952 г. за период утверждения физического метода анализа наладочной организацией ОРГРЭС (Союзтехэнерго), не могут этого сделать. Политизированная инструкция по распределению расходов топлива на ТЭЦ, усреднение годовых затрат на производство тепловой и электрической энергии в принципе не позволяют разработать «Методические указания по определению маргинальных издержек на ТЭЦ».

Каждому хорошо известно, что температура тела человека является самым главным показателем, характеризующим здоровье человека. Однако, никому в голову не приходит оценить уровень состояния здравоохранения в регионе по средней температуре населения. Очевидная глупость такого предложения вызовет только недоуменную улыбку. Оценивать же состояние региональной энергетики, производить расчеты за тепло и свет в рыночной энергетике по усредненным тарифам – эта такая же глупость, как оказывать медицинские услуги, исходя из среднегодовой температуры населения. Однако, понять это могут только те, кто квалифицированно и честно считает затраты топлива, формирует программу управления издержками, пользуясь первоисточниками в виде диаграмм режимов турбин, а не политизированными инструкциями Минпромэнерго РФ.

Затраты на производство энергии могут быть совершенно разными. Вполне возможно, что стоимость на тепловую и электрическую энергию для жителя с одной стороны улицы, получающего комбинированную энергию от ТЭЦ, может и должна быть в 2-3 раза ниже, чем для жителей с другой стороны улицы и получающим тепло от котельной. Рынок и различные технологии это определяют!

Более 40 лет назад во Франции для того, чтобы обеспечить развитие атомной энергетики, работающей в базовом режиме, было принято решение о применении в электроэнергетике тарифной политики, основанной на маргинальной стоимости, отражающей фактическую технологию производства. Во Франции действует более 6 видов тарифных систем, разбитых на 5 зон потребления, в итоге электроэнергия отпускается по 20-30 различным ценам, оптимально отвечающим спросу и предложениям на энергию и мощность. В некоторых случаях маргинальная стоимость энергии в пиковом режиме может

быть в 20 раз дороже стоимости энергии в базовом режиме. Плата за заявленную мощность в зимний период в 2 раза выше, чем в летний.

Тарифная политика Дании на тепловую энергию предусматривает возможность применения 7 способов расчета с потребителями [2]. Это могут быть расчеты как по устаревшему методу с фиксированным тарифом [евро/м<sup>2</sup>], расчеты по переменным тарифам с теплосчетчиками [евро/(м<sup>3</sup>/ч)], так и расчеты по двух-, трехступенчатым тарифам с поощрением за эффективное охлаждение обратной сетевой воды. [+/- евро/ГДж тепло/°С]. Правильные тарифы на тепловую энергию очень важны для создания необходимых мотивационных факторов для нахождения наименее затратных решений со стороны потребителей. Тарифная политика Дании обеспечивает разделение общих затрат между потребителями разумным способом, при этом потребители должны покрывать расходы, связанные с установкой и обслуживанием систем регулирования потребления тепла, системы расчетов за потребляемую энергию.

Наиболее яркие примеры управления нагрузкой и формирования тарифов на зарубежном оптовом рынке электроэнергии приведены в [3].

### Заключение. Разрубить Гордиев узел

Наука «экономика теплоэнергетики рыночного хозяйства» в своем развитии безнадежно отстала от требований сегодняшнего дня, и является основным тормозом развития энергосберегающей теплоэнергетики России. Опыт западных стран и США, осмысленный еще в 30-х гг. прошлого столетия, об отказе от усредненных издержек и необходимости формирования тарифов на энергию на основе маржинальных издержек, в течение 60 лет экономистами советской энергетики, и 14 лет менеджерами российской энергетики до настоящего времени не был осмыслен и не получил практического применения.

Сложность технологических расчетов в теплоэнергетике, стремление регулирующих органов упростить расчеты под требования экономической, финансовой и статистической отчетности, привели к тому, что в существующей тарифной политике на тепловую и электрическую энергию возникли следующие противоречия:

- существующее ценообразование осуществляется не на основе определения маржинальных издержек, а на основе оценки усредненных издержек, что противоречит основным правилам регулирования естественного монополиста – производителя энергетических товаров и услуг;
- оценка эффективности использования топлива осуществляется не по конечному результату – затратам топлива для конечного потребителя, а по промежуточным результатам – затратам топлива у производителя энергии.

Исходя из климатических условий потребления и условий производства, на конкурентный рынок энергетической продукции представляются следующие виды товаров и услуг:

- **энергия:** базовая, полубазовая, пиковая, внепиковая внебалансовая, внепиковая внутрибалансовая;

- **мощность:** внутрибалансовая – заявленная; внепиковая;

- **резерв мощности:** горячий, холодный, сезонный, заявленный перспективный, незаявленный – бесхозный;

- **сопутствующие товары и услуги:** не возврат пара, конденсата, утечки сетевой воды из теплосети, техническая вода, зола, шлак, услуги по допуску потребителей к тепловым и электрическим сетям, услуги по метрологическому обеспечению и т.д.

Анализ затрат энергетического производства по видам энергетических товаров и услуг показывает, что реальные затраты на производство различных видов энергии и мощности изменяются как 1 к 20. При этом самая дешевая энергия – это внепиковая внебалансовая энергия сбросного тепла, составляющая 20% от усредненной цены, а самая дорогая – пиковая, составляющая 400%.

Усреднение технико-экономических расчетов в теплоэнергетике ради простоты экономической, статистической и бухгалтерской отчетности является первопричиной котельнизации России, вызывающей до 40% потерь энергосберегающего эффекта, массового отказа от теплофикации, отсутствия стимулов для внедрения энергосберегающих технологий. Усреднение не дает возможности применять передовой опыт США, Дании, Франции и других стран в формировании политики ценообразования для коммунального энергетического монополиста на основе продажи энергетических товаров по маржинальным издержкам.

Применение метода анализа затрат по различным видам товаров и услуг, по маржинальным издержкам позволяет квалифицированно определить центры прибыли и центры убытков энергетического производства, разработать адекватную Программу управления издержками в теплоэнергетике.

Переход на расчет маржинальных издержек – отправная точка, которая сможет «разрубить гордиев узел» парадоксов и противоречий существующей политизированной экономики энергетики.

### Литература

1. Lescoeur, J.B. Calland. Tariffs and load management: the French experience. *Electricite de France. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-2, No. 2, May 1987. P. 458-464.*
2. А. Дюрелунд. Правильная структура тарифов на тепловую энергию стимулирует энергосбережение у потребителей // *Новости Датского Совета по Централизованному Теплоснабжению (ДСЦТ). 2002. С. 13-17.*
3. Семенов В.А. *Оптовые рынки энергии за рубежом. Аналитический обзор. М.: ЭНАС, 1998.*