

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., № 4-5, 2007 г.,
публикуется в сокращении, полную версию см. на сайте RosTeplo.py – www.rosteplo.ru)

**С признанием товарищу, оппоненту
и талантливому инженеру-теплоэнергетику –
Шлапакову Владимиру Ильичу**

Строить или не строить мини-ТЭЦ

Проезжая по столице, каждый мог обратить внимание, насколько сильно парят московские ТЭЦ. От каждой градирни ТЭЦ средней производительности сбрасывается в атмосферу порядка 200 ÷ 400 Гкал/ч. В то же время наряду с работой ТЭЦ и ГРЭС на атмосферу, в крупных городах работает и проектируется множество котельных и мини-ТЭЦ. Квалифицированный инженерный расчет показывает, что в случае, когда на любой ТЭЦ или ГРЭС региона работает хотя бы одна градирня, безвозвратная потеря топлива на любой котельной, за отопительный сезон, составляет порядка 75-80%. Надо себе только представить, что из-за нежелания или неспособности государственных органов планомерно управлять энергетической политикой страны, отсутствия адекватного политического и законодательного решения по энергосберегающей политике в России, каждые 3 из 4 вагонов с топливом на подавляющем большинстве крупных котельных бездарно выбрасываются в атмосферу.

На первый взгляд строительство мини-ТЭЦ, как и строительство квартальных котельных, работающих на газе, кажется отличным решением. Сразу решаются две политические задачи:

1. с одной стороны – политическая задача по обеспечению теплом и электричеством вновь вводимого жилья по программе проекта «Доступное жилье»;

2. с другой стороны – задача по борьбе с естественным монополистом, владеющим современными ТЭЦ; от действующих ТЭЦ отключаются целые микрорайоны и подключаются к вновь построенным котельным.

Но все эти политические решения являются классическими примерами скрытого перекрестного субсидирования национальных проектов за счет потребителей тепловой энергии (ТЭ) и электрической энергии (ЭЭ). Вложенные сегодня деньги, в якобы дешевый проект «Доступное жилье» с котельными и мини-ТЭЦ, завтра будут изъяты у населения через завышенные на 28% расходы топлива в тарифах на ТЭ и ЭЭ.

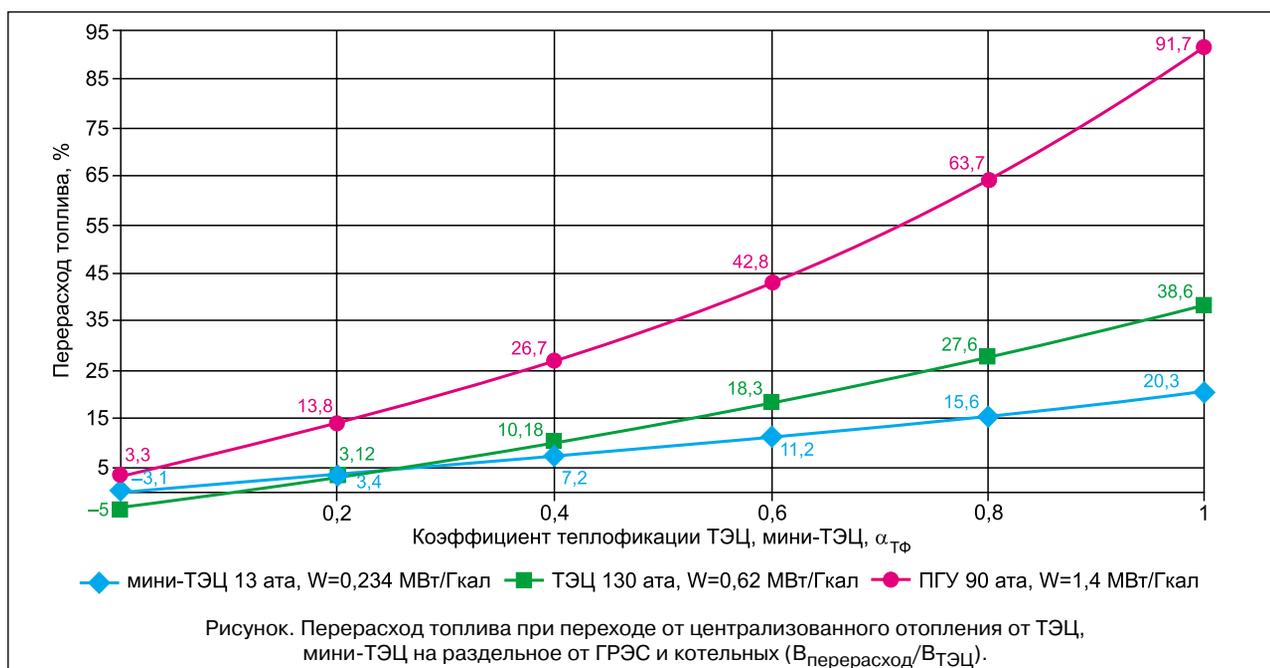
С монополизмом необходимо работать политическими законодательными методами, а не путем перекрестного субсидирования неэкономичных технологий. Квалифицированный инженерный анализ, выполненный на основе первоисточников – энергетических характеристик технологического оборудования, диаграмм режимов паровых и газовых турбин показывает реальную картину по степени экономичности и целесообразности применения мини-ТЭЦ. Везде есть свои особенности, надо думать и квалифицированно оценивать особенности топливно-энергетических балансов каждого региона!

Мини-ТЭЦ не имеет энергетических преимуществ перед современной ТЭЦ

С энергетической точки зрения мини-ТЭЦ с параметрами пара до 24 ата, давлением газа до 18 ата не имеют никакой экономической выгоды по сравнению с обычными ТЭЦ. Только ТЭЦ-ПГУ с высокими параметрами пара имеют безусловную выгоду по экономии топлива в сравнении с традиционными ТЭЦ с параметрами пара 90-130 ата. Чем выше параметры термодинамического цикла, тем выше экономичность в сравнении с конкурентным способом производства ЭЭ на ГРЭС и тепла на котельной. Так, при отказе от комбинированного производства ТЭ и ЭЭ с переходом на раздельное производство ТЭ на котельной и ЭЭ на ГРЭС максимально возможный перерасход топлива составляет:

- при отказе от ПГУ 90 ата – 91,7% – самое большое значение экономии топлива;
- при отказе от ТЭЦ 130 ата – 38,6% – традиционное значение экономии;
- при отказе от мини-ТЭЦ – 20,3% – низкий показатель, но лучше, чем ГРЭС и котельная.

При расчетах экономической эффективности мини-ТЭЦ недопустимо использовать такие показатели как удельный расход топлива на ЭЭ и ТЭ. Без постоянного взаимного согласования их значений при различных режимах невозможно квалифицированно производить анализ экономичности мини-ТЭЦ. Единственными и одно-



значными показателями, определяющими эффективность производства ЭЭ по комбинированному циклу на мини-ТЭЦ и ТЭЦ, являются: W – выработка электроэнергии на тепловом потреблении и $\alpha_{ТФ}$ – коэффициент теплофикации (рисунок):

- ТЭЦ-ПГУ и паровым циклом $P=100$ ата – $W=1,5-1,2$ МВт/Гкал;
- ТЭЦ-ПГУ и паровым циклом $P=40$ ата – $W=1,0-0,8$ МВт/Гкал;
- ТЭЦ с паровым циклом 240 ата, 560 °С – $W=0,75-0,6$ МВт/Гкал;
- мини-ТЭЦ с эффективной газопоршневой установкой – $W=0,7-0,5$ МВт/Гкал;
- ТЭЦ-ГТУ, без паровой турбины более 16 МВт – $W=0,7-0,4$ МВт/Гкал;
- ТЭЦ с паровым циклом 130 ата, 565 °С – $W=0,62-0,48$ МВт/Гкал;
- ТЭЦ с паровым циклом 90 ата, 500 °С – $W=0,5-0,36$ МВт/Гкал;
- мини-ТЭЦ ГТУ, ГПУ без паровой турбины до 8 МВт – $W=0,42-0,3$ МВт/Гкал;
- мини-ТЭЦ с паровым циклом 13 ата, 200 °С – $W=0,15-0,05$ МВт/Гкал.

Что необходимо учитывать в ТЭО при выборе мини-ТЭЦ

Особое непонимание и возмущение у будущих собственников мини-ТЭЦ вызывают кажущиеся дискриминационные требования при оформлении разрешения доступа на рынок электрической энергии. Именно при оформлении доступа на рынок электрической энергии возникают такие вопросы, о которых, как правило, ранее не приходилось задумываться. Именно переход на рыночные отношения вызвал необходимость квалифицированно считать затраты на обеспечение надежности и на резервирование,

которые обеспечиваются при работе в единой энергетической системе, и за которые надо платить.

1. Для обеспечения равной надежности при электроснабжении только от собственной ГТУ необходимо учитывать необходимость установки не одной, а двух или трех газовых турбин. При этом одна или две турбины остаются в работе, и одна в резерве или в ремонте.

2. В случае отсутствия резервной турбины, в ТЭО необходимо предусматривать затраты по договору на резервирование электрической мощности по двухставочному тарифу: одна ставка – плата за заявленный резерв, и вторая ставка – оплата за потребленную энергию.

3. При анализе стоимости производства ТЭ и ЭЭ на ГТУ в ТЭО необходимо учитывать двойную стоимость газовых турбин, включающей в себя полную замену газовой турбины за период работы 100 тыс. ч.

Вопрос, кому и сколько надо платить за надежность и резервирование электрической мощности, требует полного пересмотра существующих методов тарифообразования в электро- и теплоэнергетике региона. Существующие методики тарифообразования не отвечают технологии производства ТЭ и ЭЭ на ТЭЦ, монополизированы и закладывают социальное и технологическое перекрестное субсидирование потребителей, получающих ЭЭ от ГРЭС, за счет потребителей, получающих ТЭ от ТЭЦ и мини-ТЭЦ.

В условиях конкурентной борьбы за рынок тепловой и электрической энергии, для исключения (учета) объемов перекрестного субсидирования появляется острая необходимость в реальной оценке затрат на все виды энергетических товаров и услуг от ТЭЦ, мини-ТЭЦ. В предыдущей части статьи «Котельнизация России –

беда национального масштаба» (см. «НТ» № 4-5, 2007 г. – *прим. ред.*) приведена «Матрица видов энергетических товаров и услуг ТЭЦ, мини-ТЭЦ», предназначенная для последующего постатейного анализа и нормирования прямых расходов и накладных издержек энергетического производства.

Что еще надо учитывать в ТЭО при выборе мини-ТЭЦ.

1. С государственной точки зрения, направленной на максимальное снижение тарифов на ТЭ и ЭЭ, мини-ТЭЦ с низкими параметрами газа и пара занимает среднее положение по эффективности – лучше, чем на ГРЭС + котельная, но хуже чем ТЭЦ:

- по сравнению с отдельным способом производства ТЭ и ЭЭ мини-ТЭЦ обеспечивает экономию топлива около 15%;
- по сравнению с комбинированным способом производства на ТЭЦ (130 ата) недоиспользование экономии топлива от эффекта теплофикации на мини-ТЭЦ составляет около 13%;
- по сравнению с ТЭЦ-ПГУ (90 ата) недоиспользование экономии топлива на мини-ТЭЦ составляет до 33%.

2. С точки зрения эффективного собственника мини-ТЭЦ может обеспечить эффект при производстве ЭЭ только в объемах для обеспечения собственных нужд при цене покупной ЭЭ более 1,0-1,2 руб./кВт·ч.

3. Для выхода на конкурентный рынок электрической энергии себестоимость ЭЭ на мини-ТЭЦ, работающей на природном газе, должна быть ниже себестоимости ЭЭ современных ГРЭС и ТЭЦ, работающих на угле – 0,4-0,5 руб./кВт·ч.

4. С учетом того, что в соответствии с энергетической стратегией цены на газ будут в 1,6 раза выше цены твердого топлива, на конкурентный рынок ЭЭ могут выйти только самые современные ТЭЦ-ПГУ с удельной выработкой ЭЭ на тепловом потреблении выше 1,2-1,4 МВт/Гкал.

5. Для завоевания возможного конкурентного рынка ЭЭ без выхода на единые электрические сети и системы собственнику мини-ТЭЦ необходимо брать на себя заботы и затраты на обеспечение надежности резервирования, сбыта при изолированной работе на отдельно выделенного потребителя ЭЭ.

6. Попытка выйти на конкурентный рынок электроэнергии, производимой от мини-ТЭЦ, повлечет за собой, как и в «большой» энергетике, перекрестное субсидирование производимой ЭЭ за счет потребителей ТЭ.

Центры прибыли и убытков

Перекрестное субсидирование в тепло- и электроэнергетике не позволяет выявить центры прибыли и убытков и адекватно сформиро-

вать тарифную политику на комбинированную «теплоэлектроэнергию» от ТЭЦ и мини-ТЭЦ.

Можно выделить следующие центры прибыли:

- теплицы, потребляющее тепло отработанного пара с температурой 40-60 °С;
- население, потребители, обеспечивающие производство ТЭ и ЭЭ по комбинированному способу;
- промышленные предприятия, потребители, получающие тепло от ТЭЦ;
- потребители тепла от собственных ТЭЦ, мини-ТЭЦ, потребляющие ЭЭ только на собственные нужды, без выхода на внешний рынок ЭЭ.

Центры убытков – потребители, не обеспечивающие производство ТЭ и ЭЭ по комбинированному способу, в том числе:

- электрочувствительные для отопления, которые необоснованно пользуются льготными низкими тарифами;
- электротермические установки, электродные печи для производства алюминия и т.д., которые совершенно необоснованно получают низкие тарифы на ЭЭ от ГЭС;
- электротяга, электропривод;
- все потребители, получающие тепло от котельных, и электроэнергию, произведенную по конденсационному циклу, и т.д.

Выводы:

1. Население городов, дотирующее всех остальных потребителей, должно иметь самые низкие (в 1,5-2 раза ниже) тарифы на тепло, определенные по маргинальным издержкам производства и потребления.

2. Электротермия, электроотопление, электротяга должны иметь самые высокие тарифы на ЭЭ, определенные по максимальным издержкам производства и потребления.

Так строить или же не строить мини-ТЭЦ в России?

Мини-ТЭЦ не следует строить в следующих случаях:

- если имеется государственная политика, направленная на эффективное использование топливных ресурсов; в настоящее время такой политики нет;
- если имеется концентрированная тепловая нагрузка, которую можно передать на современные ТЭЦ, работающие на угле, на которых можно установить высокоэффективные установки с удельной выработкой выше $W=0,5-0,6$ МВт/Гкал как от базового источника тепла;
- если отсутствует выделенная электрическая нагрузка, которую можно взять на свои «собственные нужды», без выхода в электрические сети энергосистемы;
- если отсутствует квалифицированный персонал, обеспечивающий возможность работы на выделенную изолированную сеть;

■ если в РЭК, региональном Ростехнадзоре имеются квалифицированные, не политизированные специалисты – «регуляторы», которые способны по сути, а не по формальным лозунгам, ставить задачи и решать вопросы по снижению тарифов на ТЭ и ЭЭ в регионе;

■ если в регионе имеется квалифицированное общество защиты прав потребителей ТЭ и ЭЭ, которое способно квалифицированно потребовать от РЭК значительного снижения тарифов на комбинированную «теплоэлектроэнергию», получаемую от ТЭЦ.

Мини-ТЭЦ можно строить в следующих случаях:

■ там, где малая концентрация потребителей и нет возможности строительства современных ТЭЦ с высокой удельной выработкой ЭЭ на тепловом потреблении;

■ если находишься в составе АО-энерго или предприятия, уже имеющего выход на рынок ЭЭ, имеющего системы коммерческого учета мощности и энергии, имеющего опыт прогнозирования затрат на обеспечение мощности и энергии;

■ для обеспечения потребностей в ЭЭ только на собственные нужды;

■ когда производитель ЭЭ от мини-ТЭЦ готов взять на себя весь круг обязанностей по транспорту, распределению и реализации комбиэнергии – самое эффективное и перспективное решение, разрушающее монополию существующих структур;

■ там, где имеются целеустремленные руководители, которые понимают суть комбинированного производства ТЭ и ЭЭ, умеющие квалифицированно и конкретно ставить и решать задачи;

■ там, где нет государственной политики энергосбережения, где в виде перекрестного субсидирования можно удешевить стоимость строительства котельной и мини-ТЭЦ за счет увеличения тарифов на ТЭ и ЭЭ.

Итак, при принятии решения строить или не строить мини-ТЭЦ, надо квалифицировано считать не только капитальные затраты на строительство, но прежде всего реальную программу производства и реальные издержки при выработке ТЭ и ЭЭ. Дополнительную информацию по формированию энергетической политики о проблемах развития ТЭЦ и мини-ТЭЦ можно найти на сайте автора www.exergy.narod.ru.

Выводы

1. Отказ от комбинированного производства ТЭ и ЭЭ при строительстве котельной в зоне действия ТЭЦ, приводит к необоснованной потере 75-80% топлива от расхода топлива по котельной.

2. Строительство мини-ТЭЦ с низкими параметрами пара и природного газа по сравнению с современными ТЭЦ обходится потерей до 20% топлива от расхода топлива по мини-ТЭЦ.

3. В развитии энергетики России сложилась неуправляемая ситуация: с одной стороны РАО «ЕЭС России» объявляет собственную программу развития электроэнергетики путем строительства ГРЭС и ГЭС. С другой стороны региональные руководители, любыми путями выполняющие федеральную целевую программу «Доступное жилье», продвигают проекты строительства котельных или мини-ТЭЦ. И то и другое ведет к значительному, более 28% перерасходу топлива и бесконечному росту тарифов на ТЭ и ЭЭ.

4. Необходимо политическое решение, чтобы, не дожидаясь когда рыночные отношения смогут эффективно управлять энергетическими ресурсами России (более 50 лет), восстановить функции бывшего ГОСПЛАНА СССР, сформировать энергетическую стратегию в виде Государственной Концепции Теплофикации России – ГОТФРО. И только на основании Концепции Теплофикации необходимо разрабатывать программы дальнейшей электрификации России ГОЭЛРО-2, и программу строительства котельных.