

Причины роста энергоемкости энергетики в России

А. Б. Богданов, аналитик энергетической отрасли России

О. А. Богданова, инженер-теплотехник ГУП «ТеплоЭнергоПроект № 1», Санкт-Петербург

С принятием в России ряда документов по энергосбережению¹ и наличием зарекомендовавших себя энергоэффективных технологий на первый взгляд кажется, что в энергетической отрасли все должно измениться к лучшему (рис. 1). Однако этого не происходит. Разберемся, каковы причины, мешающие достижению поставленных целей.



Технологии снижения энергоемкости ВВП известны давно, но для получения эффекта необходимо понять методологию данной проблемы. Например, если КПД котельных составляет 75–80% вместо реально достижимого значения 85–90%, то это, скорее всего, действительно техническая задача конкретной инженерной схемы. Но если КПД котельных всего 25–30%, то это уже не техническая, а политическая задача. Значит, собственнику таких установок проще решить вопрос по скрытому перекрестному субсидированию топливом неэффективных котельных за счет потребителей тепла эффективных котельных. В условиях, когда общество не может полностью перейти к рыночным отношениям, скрытое субсидирование топливом должно быть переведено в явное управляемое целевое субсидирование либо ваучеры.

Как в условиях перекрестного технологического субсидирования топливом на так называемом псевдорынке прекратить непрерывный рост энергоемкости? Согласно принципу Парето, **20% усилий дают 80% результата, а остальные 80% усилий – лишь 20% результата**. Исходя из этого, решать проблему снижения энергоемкости необходимо экономическими методами, методами формирования

¹ Указ Президента России от 4 июня 2008 года № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» ставит цель снизить к 2020 году энергоемкость валового внутреннего продукта страны не менее чем на 40 % по сравнению с 2007 годом. Принят Федеральный закон от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении...», благодаря которому развернута огромная работа по повышению энергетической эффективности производства и потребления. В 2009 году утверждена вторая редакция Государственной программы РФ от 27 декабря 2010 года № 2446-р «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года».

энергоресурсосберегающей рыночной тарифной политики, адекватно отражающей затраты первичного топлива, методами, исключая политизированное скрытое перекрестное субсидирование электроэнергетики за счет теплоэнергетики. Это и есть 20% усилий, которые дадут 80% результата.

В чем же коренная причина чрезвычайно высокой энергоёмкости российской электро- и теплоэнергетики? Ведь все технологии энергоресурсосбережения хорошо отработаны и апробированы не только за рубежом, но и непосредственно у нас в России. Дело в бездействии многочисленных регуляторов энергетики, в том, что политизированный регулятор не хочет видеть и ограничивает свою ответственность, как минимум до того момента, когда президент или председатель правительства РФ усомнится в их компетенции.

Главнейшими причинами высокой энергоёмкости энергетики в России являются:

- противоречивость политических решений и тарифного регулирования экономики электроэнергетики;
- оторванность политического регулирования от технологической сути производства, транспорта и распределения электрической и тепловой энергии.

Проводниками неэффективной, энергоёмкой энергетической политики являются чрезвычайно неэффективные энергетические регуляторы [1]: на федеральном уровне – Федеральная служба по тарифам (ФСТ); на региональном – региональная энергетическая комиссия (РЭК), а также организаторы оптового раздельного рынка электроэнергии, игнорирующие технологию производства и реализацию комбинированной тепловой энергии.

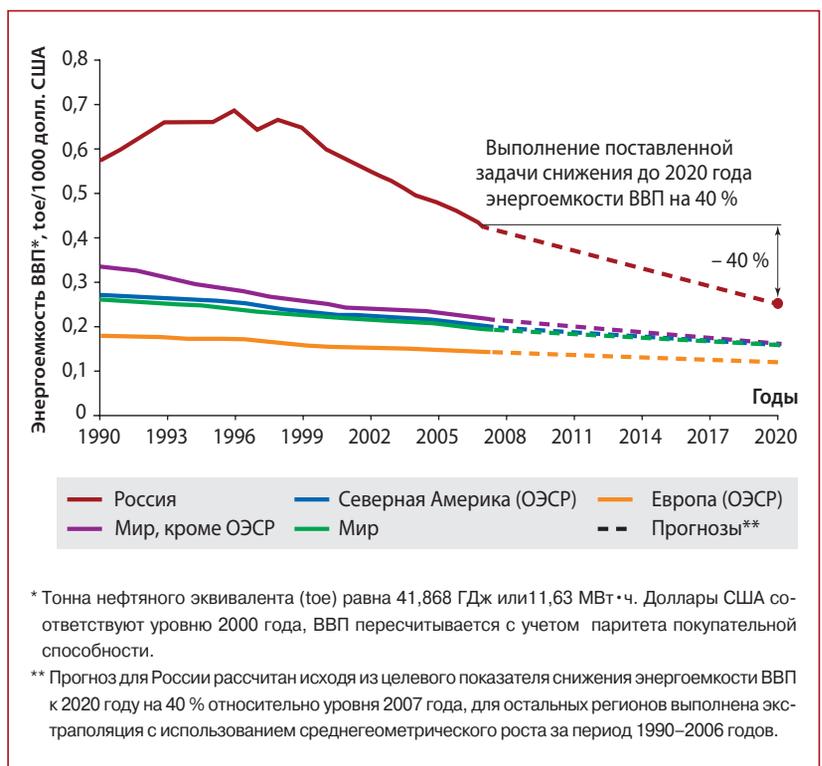


Рис. 1. Прогноз динамики снижения энергоёмкости различных стран к 2020 году

Виды энергии

С точки зрения энергоёмкости энергетического производства на рынок энергетической продукции представляется не два вида энергии: электрическая и тепловая, а три [2]:

- электрическая раздельная с КПД до 34–39%;
- тепловая раздельная с КПД до 88–90%;
- комбинированная (комплиментарная) с КПД до 84–88%.

Немного поясним.

Комбинированная энергия – это тепловая и электрическая энергия, полученная при неразрывном производстве в единой технологической установке без сброса отработанного тепла в окружающую среду на источнике энергии.

Комплиментарная энергия – это та же комбинированная, но уже распределенная и доставленная конечному потребителю энергии.

Сумма комбинированной энергии у производителя энергии всегда рав-

на сумме комплиментарной энергии у потребителя.

Вся остальная энергия, которая не входит в баланс комплиментарной энергии, является раздельной электрической и/или раздельной тепловой энергией.

Препятствия к снижению энергоёмкости производства электроэнергии

Для анализа энергоёмкости производства электрической энергии рассмотрим показатели эффективности на основе традиционных показателей электроэнергетики для лучших ГРЭС России: коэффициента полезного использования топлива (КПИТ) (рис. 2а) и удельного расхода топлива (рис. 2б). Анализируя рисунки, касательно перспективы повышения энергетической эффективности российской электроэнергетики мы можем отметить:

- **Невозможность снижения технологическим путем энергоёмкости**

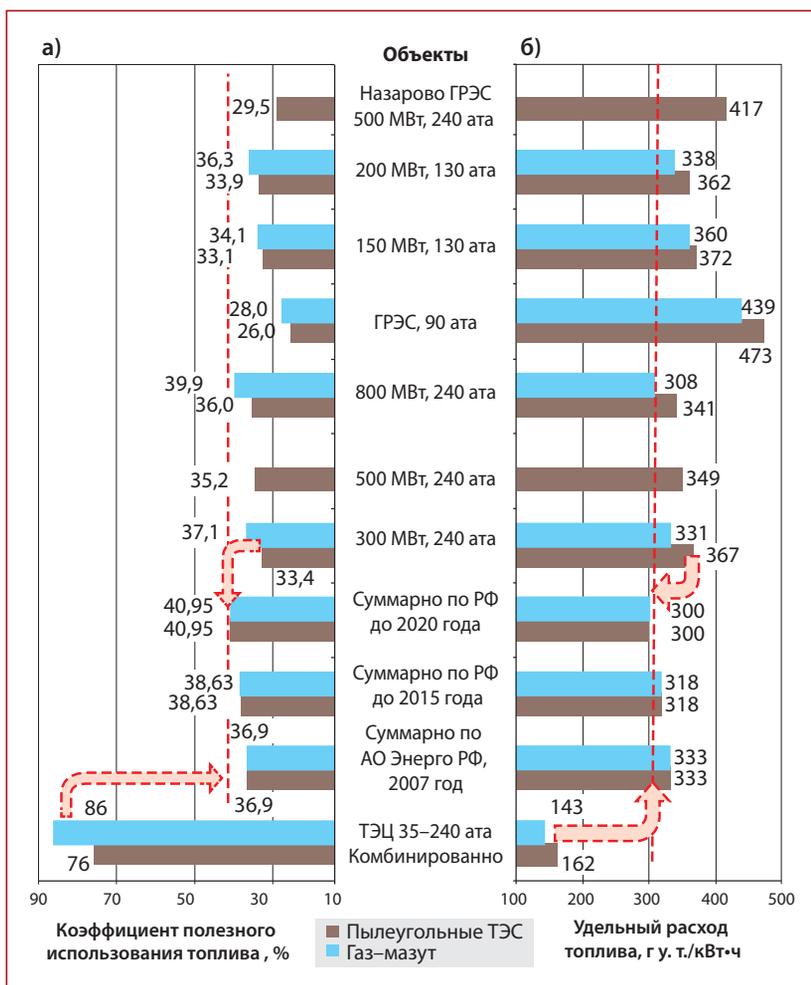


Рис. 2. Показатели энергоэффективности при производстве конденсационной электроэнергии на лучших ГРЭС России и комбинированной электроэнергии на ТЭЦ

производства электрической энергии на ГРЭС с имеющихся в 2007 году 333 г.у.т./кВт·ч (КПИТ = 36,9%) до 300 г.у.т./кВт·ч (КПИТ = 40,95%) в 2020 году.

Ни одна из самых лучших ГРЭС, даже работающих на газе, не имеет годовой КПД более 39,9%, а на угле – выше 36% (рис. 2а). Основной диапазон значений КПД ГРЭС изменяется от 33 до 37%. Мало того, некоторые энергоблоки ГРЭС, например Назаровской, которые должны иметь КПИТ не менее 37%, работали в 2007 году с КПИТ, равным 29,5%. Отсюда вывод: рост среднегодового КПД по ГРЭС

с 36,90 до 40,95%, заложенный во второй редакции Государственной программы РФ от 27 декабря 2010 года № 2446-р «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года», технологически невыполним.

Да, по отдельным пилотным проектам значение КПД, равного 40,95% в течение 72 ч испытаний, может быть, и можно достичь, но не более того.

■ **Наличие устойчивой системы скрытого перекрестного технологического субсидирования топливом электроэнергетики за счет потреби-**

телей сбросного тепла ТЭЦ теплоэнергетики.

Комбинированное производство электрической энергии даже на самых рядовых и стареньких ТЭЦ осуществляется с удельным расходом условного топлива 142–163 г.у.т./кВт·ч (КПИТ = 76–86%), что в 2,3 раза лучше передовых ГРЭС с удельным расходом 338–360 г.у.т./кВт·ч (КПИТ = 36–34%).

Именно отраслевые методические указания Минэнерго России² по определению удельного расхода топлива на ТЭЦ искусственно улучшают технико-экономические показатели работы российской электроэнергетики за счет коммунальной теплоэнергетики города, региона [3]. Если в условиях плановой экономики снижение стоимости электроэнергии за счет субсидирования топливом от коммунальной теплоэнергетики ТЭЦ в какой-то степени было объяснимо признанием «народнохозяйственного эффекта», то с переходом к рыночным отношениям именно субсидирование топливом электроэнергетики влечет к размыванию конкретной ответственности регуляторов энергетики (ФСТ, РЭК) и непрерывному росту энергоёмкости российской энергетики.

■ **Недопустимость оценки энергоёмкости ТЭЦ по удельному расходу топлива только для двух видов продукции: электрической и тепловой энергии.**

Самая распространенная ошибка в том, что вывод об эффективности строительства котельных делается только на основании их высокого КПИТ. Любая котельная, даже с КПИТ, достигающим 90–95%, по сравнению с теплоснабжением отработанным паром от турбин приносит перерасход топлива не менее 75–80% годового расхода. Необходимо оценивать КПИТ

² Приказ Минэнерго России от 30 декабря 2008 года № 323 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных».

в целом по городу (региону, предприятию) при равенстве потребления тепловой и электрической энергии конечными потребителями.

ТЭЦ, производящие комбинированную (комплиментарную) тепловую и электрическую энергию, как с низкими, так и с высокими параметрами пара (газа), могут иметь равные значения КПИТ. Оценка снижения энергоемкости должна производиться с учетом удельной выработки электроэнергии на базе теплового потребления W . Так, несмотря на кажущееся равенство эффективности при сжигании газа с КПИТ, равным 85%, для мини-ТЭЦ с давлением газа до 6 ата и W , равным 0,2 МВт/Гкал, и для ПГУ с давлением газа 50 ата и W , равным 1,6 МВт/Гкал, реальная разница в энергоемкости составляет 1,48 раза (рис. 3).

Предложения по снижению энергоемкости

■ Только производство комбинированной (комплиментарной) энергии обеспечит адекватное снижение

энергоемкости производства тепловой и электрической энергии в России.

■ Необходимо отменить Приказ Минэнерго России от 30 декабря 2008 года № 323, утверждающий организацию в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную тепловую и электрическую энергию от тепловых электростанций и котельных.

■ В профильные нормативные документы надо внести раздел о предоставлении на рынке трех видов энергии от ТЭЦ: раздельной электрической, раздельной тепловой и комбинированной (комплиментарной).

■ Для снижения энергоемкости производства тепловой и электрической энергии необходимо прекратить перекрестное субсидирование топливом безмянных потребителей электрической энергии, не имеющих никакого отношения к технологии энергосбережения. Весь технологический эффект от использования отработанного тепла ТЭЦ передать



конкретным потребителям отработанного тепла от паровых турбин ТЭЦ, для чего необходимы удельные затраты топлива на производство:

- комбинированной (комплиментарной) электроэнергии от ТЭЦ (143–162 гу.т./кВт•ч) поднять до уровня лучших российских ГРЭС (на газе – 308–331 гу.т./кВт•ч, на угле – 349–367 гу.т./кВт•ч);
- комбинированной (комплиментарной) тепловой энергии от ТЭЦ снизить в 2–5 раза против уровня котельных (до уровня 70–30 кг у.т./Гкал), тем самым обеспечив постоянный спрос на отработанное тепло от паровых турбин.

Литература

1. Богданов А. Б. Как снизить энергоемкость экономики страны // Коммунальный комплекс России. – 2011. – № 3–5.
2. Богданов А. Б. О принципах анализа маржинальных издержек // Энергорынок. – 2009. – № 10. (Продолжение статьи на сайте <http://exergy.ru/er2009-10.pdf>.)
3. Богданов А. Б. История взлетов и падений теплофикации России // Энергосбережение. – 2009. – № 3. ■

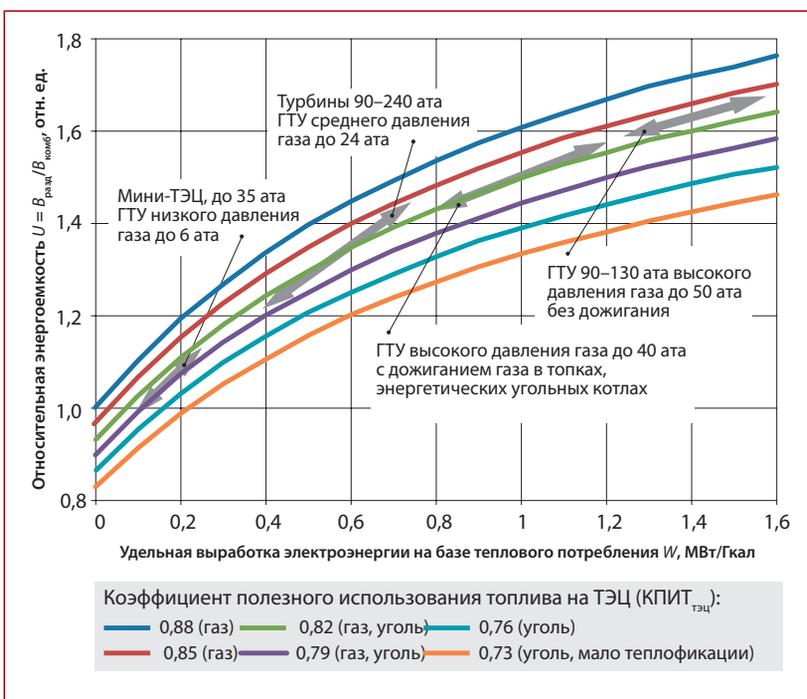


Рис. 3. Отношение энергоемкости раздельного производства энергии $V_{\text{разд}}$ и комбинированного производства $V_{\text{комб}}$ для различных технологий

Продолжение читайте в следующем номере