# Техническая, экономическая и политическая эффективность мини-ТЭЦ

**В последнее время в СМИ стало модным восхищаться и пропагандировать стратегию распределенной энергетики – отказа от мощных энергетических блоков с ориентацией производства электрической (ЭЭ) и тепловой энергии (ТЭ) на небольших мини-ТЭЦ на месте потребления тепла, с ориентацией на крупные межгосударственные электросетевые комплексы.**

В СМИ появились предложения о создании концепции электроэнергетической и теплоснабжающей инфраструктуры на основе когенерации и распределенной энергетики, о внесении изменений в федеральные законы «Об электроэнергетике» и «О теплоснабжении» по гармонизации электро- и теплоснабжения, развитию распределенной энергетики, преференциям для когенерационных технологий и т. д. К примеру, в проекте «Схемы теплоснабжения города Омска» появились рекомендации проектных институтов вместо ТЭЦ с высокими параметрами газа установить несколько мини-ТЭЦ. Верно ли это? Да, имеется много прекрасных проектов внедрения мини-ТЭЦ с газопоршневыми агрегатами и газотурбинными установками в Башкирии, Татарстане (А. А. Салихов. Неоцененная и непризнанная «малая» энергетика// Новости теплоснабжения. – М., 2009, с. 176) и так далее.

Не рассматривая проекты конкретных мини-ТЭЦ, на практических примерах проведем конкретный анализ технологических и экономических показателей эффективности мини-ТЭЦ.

**Первое**. Анализ отчетных показателей за 2007 год наглядно показывает, что отечественные ГРЭС с коэффициентом полезного использования топлива (КПИТ) 33-39 процентов никогда не достигнут экономичности рядовых ТЭЦ и мини-ТЭЦ, работающих по комбинированному циклу с КПИТ 76-86 процентов (рис. 1). Столь же очевидно, что самые лучшие ГРЭС не достигнут плановых заданий по энергоемкости до 2020 года на уровне 300 г.у.т/кВт-ч (КПИТ 40,95 процента)! Все это безответственные, политические лозунги! Этого теоретически можно было бы достичь только путем продолжения скрытого перекрестного субсидирования топливом федеральной электроэнергетики за счет ТЭЦ, мини-ТЭЦ и ТЭЦ ПГУ.

Принимать решение по эффективности той или иной технологии только по КПИТ у производителя энергии недопустимо! Необходимо сравнивать КПИТ для условий равенства потребления электрической и тепловой энергии для конечного потребителя. Так, при одинаковых КПИТ комбинированного производства для традиционной ТЭЦ и мини-ТЭЦ, равных 88 процентам, техническая эффективность комбинированного производства для потребителя от традиционной ТЭЦ-130 в 1,32 раза (0,91/0,69 = 1,32) выше мини-ТЭЦ. Эффективность комбинированного производства ПГУ ТЭЦ выше мини-ТЭЦ в 1,57 раза! (0,91/0,58=1,57) (см. рис. 2).

**Второе**. Необходимо отметить, что мини-ТЭЦ с низкими параметрами рабочего тела (давлением газа ГТУ менее 6-12 атм., давлением пара 13 атм., с удельной выработкой электроэнергии на базе теплового потребления менее 0,15 МВт/Гкал, нагрузкой менее 65 процентов) вообще не могут быть эффективнее даже раздельного производства электроэнергии на ГРЭС и тепла на котельных! Только мини-ТЭЦ с комбинированным производством электрической и тепловой энергии, парогазовые установки с высокими начальными параметрами пара не менее 30 атм. по энергетической эффективности могут быть на уровне современных ТЭЦ.

**Третье**. В отличие от технической эффективности, экономическая и политическая эффективность не имеет однозначного показателя измерения, и для каждого участника рынка энергии она своя:

- для российских производителей энергии с регулируемой экономикой, с блокирующей долей госсобственности, в условиях технического дефолта один показатель – не допустить ликвидации предприятия;
- для эффективного собственника другой показатель – скорее всего прибыль. Хотя в некоторых случаях собственник допускает применение собственного понятия морали и нравственности в достижении прибыли;
- для политического регулятора третий показатель – число голосов избирателей за партию власти, определяющую цели и задачи политического регулятора, а также скрытые привилегии со стороны регулируемых монополий;
- для потребителя – необременительная доступность качественного энергообеспечения.

**Четвертое**. Именно по этим политическим, а не техническим показателям распределенная энергетика с мини-ТЭЦ приобретает неоспоримые преимущества перед федеральной регулируемой энергетикой. Именно внедрение частных мини-ТЭЦ как метод борьбы с неэффективным государственным регулированием естественных монополий может привести к очищению существующей тарифной политики от монопольного перекрестного субсидирования всего общества, огромных потерь электроэнергии при транспорте электроэнергии в электросетевом комплексе.

**Рис. 2. Зоны эффективности теплофикации различных технологий комбинированного производства энергии относительно раздельного производства электроэнергии с КПИТ =38% и котельных с КПИТ =88%**

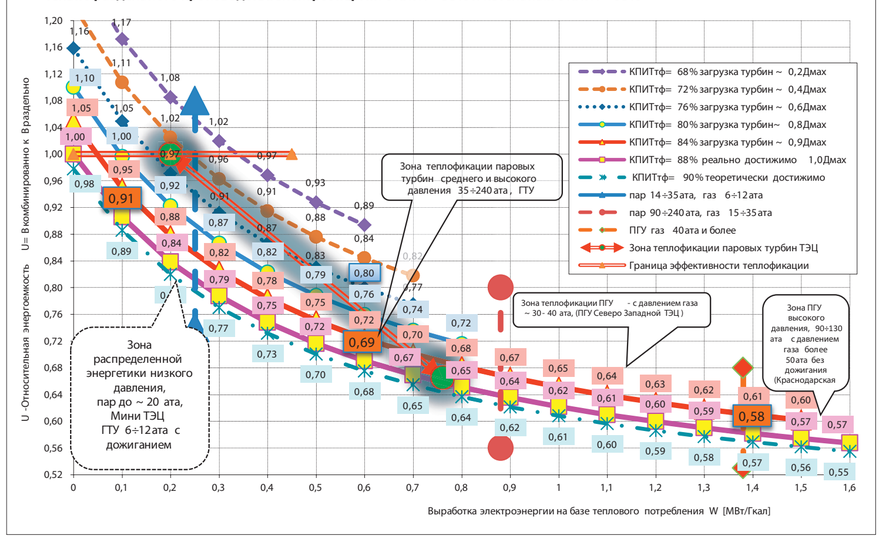
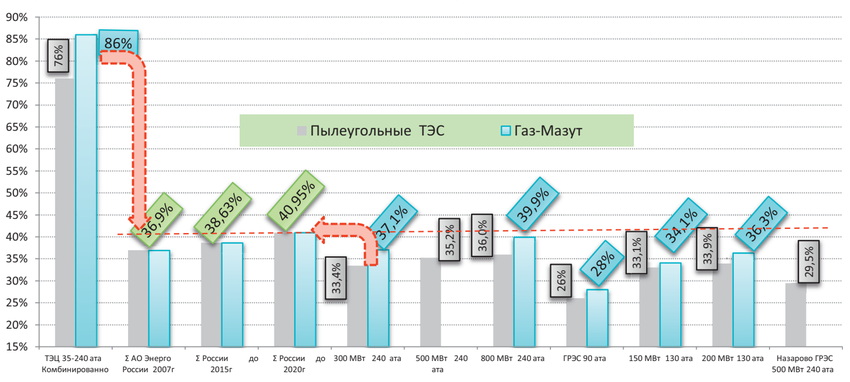



**Рис. 1. Коэффициент полезного использования топлива КПИТ при производства конденсационной электрической энергии на лучших ГРЭС и комбинированной электрической энергии на ТЭЦ [%] 2007г.**




**Пятое**. В качестве примера неэффективности государственного регулирования можно привести размеры реальных потерь электроэнергии электросетевого комплекса ОАО «МРСК Сибири» за 2010 год. Так, при существующей практике отчетов по потерям электроэнергии в целом по компании с учетом «последней мили» получается благонадежная цифра на уровне 7,6 процента. Однако, если исключить «последнюю милю», то потери, отнесенные «к поступлению в сеть», составляют менее 12,2 процента. Ну, а если отчитаться достоверно, как требует инструкция, «к полезному отпуску потребителям», то реальные потери уже составляют 13,9 процента (табл. 1). А по некоторым электросетевым хозяйствам реальные потери электроэнергии достигают 32 процентов (ОАО «Читаэнерго») и даже 55 процентов (ОАО «Тываэнерго»)! О какой конкурентной способности электросетевого комплекса можно говорить! Работаем сами на себя!

**Табл. 1. Политизированное регулирование тарифа и искажение анализа потерь электрической энергии на собственные и технологические нужды в электросетевом комплексе**

| Тариф на электрическую энергию и процент потерь электроэнергии на технологические потери и собственные нужды (СН) электросетевого комплекса | Тариф на электроэнергию с перекрестным субсидированием (руб./кВт.ч) для электроотопления, электроподогрева выключателей и СН электрических сетей | | Потери электрической энергии % (2010 г.) | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | К полезному отпуску потребителям | К поступлению в сеть | С учетом «последней мили» |
| | 2011 г. | 2012 г. | Как реально надо отчитываться | Как фактически отчитываться с перекрестным субсидированием | |
| Алтайэнерго | 1,165 | 1,294 | 12,2 | 10,9 | 9,9 |
| Бурятэнерго | 0,507 | 1,327 | 26,8 | 21,1 | 14,9 |
| Горный Алтай | 1,582 | 1,6 | 26,3 | 20,8 | – |
| Красноярскэнерго | 0,840 | 0,936 | 20,9 | 17,3 | 7,3 |
| Кузбассэнерго | 0,935 | 1,048 | 5,9 | 5,6 | 4,6 |
| Омскэнерго | 1,039 | 1,165 | 10,3 | 9,4 | 8,6 |
| Хакасэнерго | 0,860 | 0,964 | 18,9 | 15,9 | 4,0 |
| Читаэнерго | 1,184 | 1,339 | 32,4 | 24,5 | 13,8 |
| Тываэнерго | 0,36 | 0,62 | 55,5 | 35,7 | – |
| В целом МРСК Сибири | – | – | 13,9 | 12,2 | 7,6 |

**Табл. 2. Скрытое перекрестное субсидирование топливом электроэнергетики за счет потребителей сбросного тепла ТЭЦ и мини-ТЭЦ по форме 6-тп**

| Удельный расход топлива и коэффициент полезного использования топлива (КПИТ) | Единица измерения | Блоки 240 атм., работающие на газе, с удельной выработкой электроэнергии на базе теплового потребления Wтурб = 0,72 МВт/Гкал | | |
|---|---|---|---|---|
| | | Существующая статистическая отчетность с перекрестным субсидированием | Как надо пересчитать статистическую отчетность 6-тп с устранением перекрестного субсидирования | |
| | | Форма 6-тп за 2004 год | Комбинированная энергия ТЭЦ | Раздельная энергияТЭЦ |
| Удельный расход топлива на электрическую энергию КПИТ | г.у.т./ кВт-ч, % | 269<br>45,6 процента – техническая безграмотность | 157<br>78,2 процента | 308<br>39,9 процента |
| Удельный расход топлива на тепловую энергию КПИТ | кг.у.т./ Гкал, % | 131,8<br>108,4 процента – явный абсурд | 183<br>78,2 процента | 178<br>80,4 процента |
| КПИТ в целом ТЭЦ | % | 66,97 процента | 78,2 процента | 45,95 процента |

Вместо того чтобы строить ТЭЦ и мини-ТЭЦ в городе Кызыле, постоянно разрабатываются прожекты о строительстве новых линий электропередачи!

**Шестое**. Неоспоримое преимущество для собственника мини-ТЭЦ заключается в том, что он, не получая электроэнергию от распределительных сетей компании, автоматически исключается из субсидирования неэффективного электросетевого хозяйства. Являясь потребителями пиковой электрической энергии на обогрев масляных выключателей и отопление мещений распределительных устройств, сетевой комплекс реально потребляет самую дорогую, конденсационную, энергию с затратами не менее 10-15 рублей за кВт-ч. Являясь самым затратным по технологии транспорта, ОАО «Тываэнерго» имеет самые маленькие тарифы на электрическую энергию – 36-62 копейки. Политический регулятор, занижая тариф для электросетевого комплекса и для котельных ТГК в шесть-восемь раз, делает бессмысленным внедрение любых существующих и новейших топливосберегающих технологий: мини-ТЭЦ, тепловых насосов, сезонной аккумуляции тепла, тригенерации, солнечных нагревателей и так далее!

**Седьмое**. Следующим из наиболее ярких примеров подмены регулятором объективных первичных технологических показателей на субъективные вторичные показатели является политизированная статистическая отчетность о работе тепловых электростанций по форме 6-тп. Так, важнейший показатель – удельный расход топлива, определяющий развитие всех топливосберегающих технологий российской энергетики, включает в себя политическое субсидирование электроэнергетики за счет потребителей тепловой энергии сбросного пара. При этом монополиста не смущает то, что в существующие отчетности включены такие абсурдные показатели, как КПИТ тепловой энергии 108,4 процента вместо реального значения 80,4 процента и электрической энергии 45,6 процента вместо максимально достижимой величины не более 39,9 процента.

Именно недостоверная государственная статистическая отчетность по форме 6-тп, основанная на необъективных показателях вторичных документов, нарушающая объективные законы физики, искусственно завышающая эффективность производства электроэнергии за счет тепловых потребителей, в конечном итоге привела к отсутствию инвестиционной привлекательности для массового строительства ТЭЦ, мини-ТЭЦ.

**Восьмое**. Пример формального регулирования мини-ТЭС. В Ленинградской области есть небольшая мини-ТЭЦ группы предприятий «Энергомаш», не вырабатывающая электроэнергию, но имеющая доход от ее продажи. Только за 2007 год ей удалось заработать 56 миллионов рублей за счет перепродажи чужой электроэнергии. Согласно справке о полезном отпуске электроэнергии с ТЭЦ «ГТ ТЭЦ Энерго» за 2007 год она продала более 100 тысяч кВт-ч на сумму более 117 миллионов рублей. При этом в графе «выработка» у мини-ТЭЦ значится 0,0. Однако, согласно документам Федеральной службы по тарифам, Всеволожская станция уже больше года считается рабочей. Мини-ТЭЦ внесла мощность Всеволожской станции в энергобаланс на 2007 и 2008 годы и получила тариф на поставку электроэнергии на оптовый рынок – 1,08 рубля за кВт-ч.

В группе предприятий «Энергомаш» и в ФСТ не смогли пояснить, как неработающая станция попала в энергобаланс 2007 года.

Зато она уже принесла доходы.

**Директор Фонда энергетического развития Сергей Пикин** отмечает, что просто так попасть в баланс ФСТ и получить тариф невозможно: «Необходим целый ряд документов, доказывающих, что станция может работать и у нее есть договоры с потребителями, в противном случае она не может получить тариф», – отмечает он.

С этим согласен и **заместитель главы ПСК Александр Меркулов**, который полагает, что спекулировать чужой электроэнергией компаниям позволяют недостатки правил рынка электроэнергии. (Газета «Коммерсантъ», № 115 (3932) от 5 июля 2008 года).

**Девятое**. Рекомендации собственникам, принимающим решения по мини-ТЭЦ.

1. Самая распространенная ошибка технического анализа внедрения существующих (ТЭЦ, мини-ТЭЦ) и новейших топливосберегающих технологий (тепловые насосы, сезонная аккумуляция тепла, тригенерация и т. д.) – это анализ экономичности комбинированного производства электрической и тепловой энергии только по коэффициенту полезного использования топлива. Ошибка в оценке энергоемкости может достичь 3-4-кратного значения!
2. Проверяйте технологическую и экономическую эффективность мини-ТЭЦ по значению годовой удельной выработки электроэнергии на базе теплового потребления W = Этф/Qотпуск. Если это значение меньше 0,15-0,25 МВт/Гкал, даже при высоком КПИТ более ~ 85 процентов мини-ТЭЦ не будет конкурентоспособной на внешнем рынке! Ориентируйтесь на потребление электрической энергии только для собственных нужд! В качестве нетрадиционного решения по использованию энергии от мини-ТЭЦ организуйте сбыт электроэнергии для близлежащих потребителей, без транзита ЭЭ через федеральный электросетевой комплекс.
3. Не ориентируйтесь на применение «дешевых» водогрейных и паровых котлов низкого давления для утилизации тепла отработанных газов газовых турбин. Ставьте задачу по применению паровых котлов и паровых турбин среднего и высокого давления не ниже 35 атм.
4. Для повышения конкурентной способности мини-ТЭЦ боритесь с регулирующими органами (РЭК, ФСТ), которые путем скрытого перекрестного субсидирования необоснованно занижают цену на электрическую энергию от ТЭЦ и завышают в 3-4 раза цену для потребителей сбросного тепла ТЭЦ.
5. Ставьте задачу по возврату средств на субсидирование электросетевого комплекса за присоединение к электрическим сетям и тарифов по RAB регулированию в виде пакета акций электросетевого комплекса.

*Александр БОГДАНОВ,*
*эксперт СРО «Энергоаудиторы Сибири»*
*Ольга БОГДАНОВА,*
*инженер-теплоэнергетик НПП «Биотехпрогресс»*