## **ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ**

## **Термодинамический и статистический методы анализа энергоемкости ТЭЦ**

А.Б. Богданов, аналитик-технолог, эксперт СРО «Энергоаудиторы Сибири», г. Омск, О.А. Богданова, инженер-теплоэнергетик, НПП «Биотехпрогресс», г. Санкт-Петербург (окончание, начало см. «НТ» № 7, 2013)

# Выработка электроэнергии на базе теплового потребления – самый главный показатель эффективности энергетики в целом

До настоящего времени анализу показателя «удельная выработка ЭЭ на базе теплового потребления» - W [МВт/Гкал] уделено совершенно недостаточно внимания. Именно применение этого показателя, совместно с коэффициентом полезного использования топлива КПИТ ТЭЦ, позволяет делать однозначные выводы не только о термодинамической и технологической, но и конкурентной эффективности теплофикационных турбин на рынке энергии. Еще в далеком 1953 г. председатель комиссии НТС В.В. Лукниций [3] записал: «...Использование только одного показателя КПД использования топлива не характеризует ни совершенство агрегатов станции, ни начальных параметров, ни параметров отпускаемого тепла потребителями. В качестве такого, весьма нужного показателя пользуются «удельной выработкой электроэнергии на тепловом потреблении».

Выработка электроэнергии на тепловом потреблении существенно изменяется от принятого уровня технических решений. Так, для ми-

ни-ТЭЦ W=0,05-0,1 МВт/Гкал, для современных ТЭЦ высокого давления W=0,4-0,7 МВт/Гкал, для самых современных парогазовых установок она достигает значения 1,3-1,9 МВт/Гкал. Вопросам определения выработки на тепловом потреблении посвящены статьи [8-9].

Продолжим изучение результатов анализа диаграммы режимов турбины T-185/215 (рис. 5) и рассмотрим результаты расчета удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении в зависимости от температуры сетевой воды после теплофикационной турбины (рис. 6).

На рис. 6 наглядно видно, что удельная выработка электрической энергии на базе теплового потребления может меняться от 0,38 до 0,67 МВт-ч/Гкал. Чем ниже температура сетевой воды, и чем выше степень загрузки турбины, тем больше можно получить комбинированной электроэнергии с КПИТ до 70-84%, вместо 29-37% на альтернативной ГРЭС. Именно выработка электроэнергии на базе теплового потребления Wтф является главнейшим показателем, характеризующим конкурентные свойства теплофикационных турбин. Важнее, чем даже КПД брутто комбинированной энергии теплофикационной турбины (рис. 5).

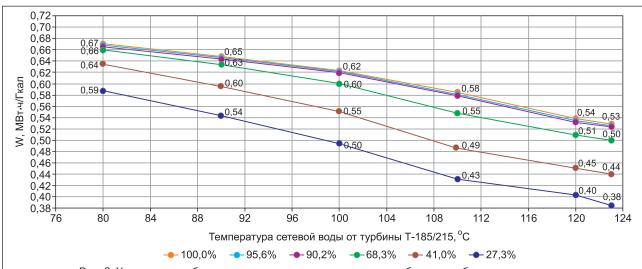


Рис. 6. Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении турбины в зависимости от температуры сетевой воды и степени электрической загрузки теплофикационной турбины Т-185/215 УТМЗ.

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. Для обеспечения условий равенства потребления энергии введем новое понятие – «U – относительная энергоемкость» потребления (производства) комбинированной энергии от ТЭЦ по отношению к энергоемкости потребления (производства) раздельной энергии от «ГРЭС+Котельная».

 $\begin{array}{c} U=B_{\text{тэц}}/B_{\text{ГРЭС+KoT}}=(1/\eta_{\text{тэц}}+=W_{\text{тэц}}\cdot 0,86/\eta_{\text{тэц}})/\\ /(1/\eta_{\text{кот}}+W_{\text{тэц}}\cdot 0,86/\eta_{\text{ГРЭС}}), \end{array} \tag{4} \\ \text{где расход топлива для ТЭЦ и для ГРЭС определяется:} \end{array}$ 

$$B_{T \ni L} = Q(1/\eta_{T \ni L} + W_{T \ni L} \cdot 0.86/\eta_{T \ni L})/7,$$
 (5)

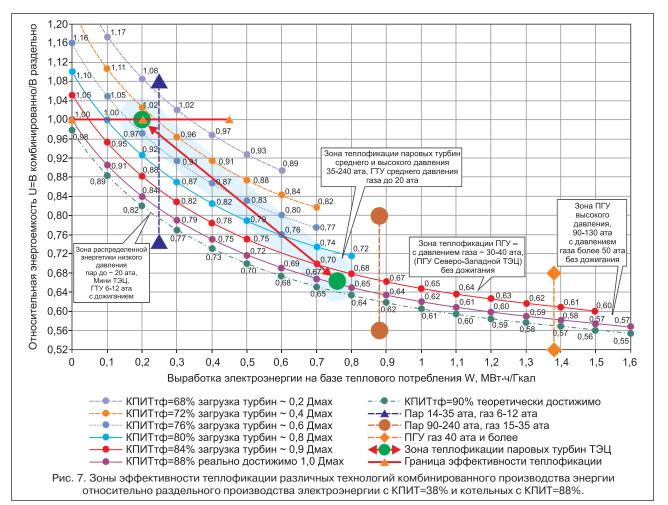
В<sub>ГРЭС+Кот</sub>=Q(1/η<sub>кот</sub>+W<sub>тэц</sub>·0,86/η<sub>ГРЭС</sub>)/7. (6) Равенство потребляемой продукции как для комбинированного, так и для раздельного производства электроэнергии и тепловой энергии обеспечивается принятием равенства удельной выработки электроэнергии W<sub>ТЭЦ</sub> в сравниваемых вариантах. В качестве реперной точки в сравниваемых вариантах принято:

 для замещающих котельной η<sub>кот</sub>=88% или 162,3 кг у.т./Гкал; для замещающей ГРЭС η<sub>ГРЭС</sub>=38% или 323,3 кг у.т./МВт.

Так, при равных КПИТ комбинированного производства для традиционной ТЭЦ и мини-ТЭЦ, равном 88%, техническая эффективность комбинированного производства разных технологий будет различная, и отличатся до 1,75 раза для ПГУ с W=1,4 против раздельного производства (1/0,58=1,75, см. рис. 7).

С введением понятия «U – относительная энергоемкость» комбинированного производства против раздельного производства мгновенно определяется высокая эффективность ПГУ высокими параметрами и невысокая эффективность мини-ТЭЦ с низкими параметрами газового и паросилового цикла:

- для потребителя комбинированной энергии от традиционной ТЭЦ с параметрами пара 130 ата и 560 °C и удельной выработкой ЭЭ на базе теплового потребления W=0,6 МВт·ч/Гкал эффективность потребления комбинированной энергии в 1,32 раза выше, чем для миниТЭЦ с W=0,1 МВт·ч/Гкал (0,91/0,69=1,32 см. рис. 7.)
- для потребителя комбинированной энергии от ПГУ ТЭЦ с W=1,4 МВт·ч/Гкал эффективность потребления энергии выше энергии от мини-ТЭЦ в 1,57 раза! (0,91/0,58=1,57 см. рис. 7).



## **Нормируемые и ненормируемые** виды энергетических товаров

Рассмотрим схему энергетических потоков теплоэнергетической системы производства и потребления различных видов тепловой и электрической энергии от ТЭЦ, ГРЭС и котельной. Особо обращаю внимание читателя, что в отличие от принятого сегодня регулятором метода анализа, основанного на производстве и потреблении двух видов энергетического товара (тепловой и электрической энергии), все многообразие конкретной экономической оценки затрат на топливо при потреблении тепловой и электрической энергии необходимо свести к анализу производства и потребления трех основных нормируемых и двух вспомогательных ненормируемых потоков энергии.

Три основных вида энергетического товара, подлежащие нормированию, статистической отчетности и регулированию.

А. Комбинированная (комплиментарная) энергия и мощность (Ѕкомпл.) с долей электроэнергии (Dээ) – это энергия (мощность), производимая турбоагрегатом (потребленная потребителем) в чисто теплофикационном режиме работы без сброса тепла в окружающую среду. Различие в названии определяется местом применения этого показателя. Комбинированная энергия это технический показатель, характеризующий производство, а комплиментарная энергия - это показатель, характеризующий потребление. Сумма комбинированной энергии у производителя всегда равна сумме комплиментарной энергии у потребителя. По своему значению комбинированная энергия состоит из двух взаимно дополняемых (комплиментарных) видов энергии, и равна сумме теплофикационной электрической и теплофикационной тепловой энергии: Sтф=Nтф+Qтф. Основным признаком комплиментарной энергии является максимально высокая экономичность ее производства, составляющая до 75-83% практически для всех способов комбинированного производства энергии на ТЭЦ. Чем выше удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении Wтф=Nтф/Qтф (МВт/Гкал) в комплиментарной энергии, тем больше экономичной электроэнергии поставляется на конкурентный рынок.

Чтобы не путать комплиментарную (комбинированную) энергию с традиционными видами энергии, будем обозначать ее буквой S. За единицу измерения комплиментарной мощности можно принять как традиционную для России тепловую единицу [Гкал/ч], так и международную [МВт].

Именно внедрение в практику рыночных отношений и технико-экономических расчетов комплиментарной энергии как однозначно нормируемого вида энергетического товара с использованием существующей нормативный ба-

зы по теплофикационным турбинам, позволяет выявить и устранить абсурдные показатели в статистической отчетности 6-тп (скрытое перекрестное субсидирование топливом в энергетике крупного города) и создать инвестиционнопривлекательные условия для внедрения топливосберегающих технологий.

В. Раздельная (конденсационная) электрическая энергия (мощность), произведенная со сбросом тепла в окружающую среду – Nразд. Основной характеристикой раздельной (конденсационной) электроэнергии является низкий коэффициент полезного использования топлива (КПИТ) при ее производстве. Так, для ТЭС низкого давления КПИТ составляет не более 20-28%, для ТЭС среднего и высокого давления КПИТ не выше 33-36%, для самых современных ГРЭС на сверхкритических параметрах пара КПИТ не более 37-39%. И только для самых современных парогазовых установок, сжигающих высококачественное топливо – природный газ, с температурами цикла до 1100-1150 °C, работающих по чисто конденсационному способу производства, КПИТ поднимается до 53-56%.

С. Раздельная тепловая энергия, не участвующая в производстве электроэнергии – Qразд. Это тепло, полученное от непосредственного сжигания топлива в паровых и водогрейных котлах. Несмотря на довольно высокий коэффициент полезного использования топлива – 79-88% нетто. Именно сжигание топлива в котлах без производства электроэнергии в условиях российского климата является источником нерациональных потерь топлива в виде потери эксергии. Имея огромный потенциал, эксергия первичного топлива, пригодная для производства высококачественной электрической энергии, в отопительных котлах России, бездарно выбрасывается 75-80% в окружающую среду.

Два вспомогательных вида энергетического товара, не подлежащих нормированию и регулированию.

D. Смешанная электрическая энергия – это энергия, отпускаемая с шин электростанции в электрическую систему, которая равна сумме раздельной электрической и комбинированной электрической энергии: Ncym=Npa3д+Nтф.

Е. Смешанная тепловая энергия – это энергия, отпускаемая с коллекторов электростанции в тепловую систему, которая равна сумме раздельной тепловой и комбинированной тепловой энергии: Qcym=Qpa3д+Qтф.

Еще раз обращаем внимание читателя, что для вспомогательных (вторичных) видов энергии и мощности не требуется ни нормирование, ни регулирование основных технико-экономических и коммерческих показателей. Все многообразие необходимых показателей статистической отчетности определяется как арифметиче-

**Таблица 6.** Изменение энергоемкости топливоиспользования при снижении электрической нагрузки от 200 до 130 МВт при неизменной тепловой мощности Qcym=200 Гкал и темературе сетевой воды 80 °C.

при пеизменной тепловой мощности дсум—200 г кал и темературе сетевой воды об о.		
Пример 6. Как изменится энергоемкость топливоиспользования при снижении электрической нагрузки от 200 до 130 МВт при неизменной тепловой мощности Q <sub>сум</sub> =200 Гкал и температуре сетевой воды 80 °C		
Расчет по рис. 2, 3 (см. HT № 7, 2013, с. 22) – универсальный «метод термодинамики» при tтс=80 °C		
Топливо на электрическую энергию, т у.т.	200×0,362=72,4	130×0,385=50,05
Топливо на тепловую энергию, т у.т.	200×0,0285=5,7	200×0,0345=6,9
Сумма, т у.т.	78,1	56,95
Расчет по рис. 6, 7 – «метод статистической отчетности» при 200 Гкал/ч, tтс=80 °C		
Выработка на тепловом потреблении (рис. 7), МВт	Удельная выработка на тепловом потреблении W=0,64 Q <sub>тф</sub> =200×0,64=128	
КПИТ нетто ТЭЦ при N <sub>тф</sub> , %	76,5% (при N <sub>тф</sub> =128 МВт)	
КПИТ по электрическому графику	48,3% при 200 МВт	37,5% при 130 МВт
Топливо на комбинированную энергию, т у.т.	(200+128×0,86)/(7×0,765)=57,9	
Топливо на раздельную электрическую энергию	(200–132)×0,86/	(130–128)×0,86/
по электрическому графику, т у.т.	/(7×(0,483+0,372)/2)=20,7	/(7×0,375)=0,7
Итого топливо, т у.т.	57,9+20,7=78,6	57,9+0,7=58,6%
Несходимость результатов, %	(78,6–78,1)/78,6=0,63%	(58,6–58,05)/58,6=3,58%

ская сумма бесконечного множества сочетаний нормируемых составляющих первичных (основных) видов энергии и мощности по раздельному и комбинированному способу производства и потребления.

# Как считать и нормировать расход топлива с помощью графиков «КПИТ Нетто ТЭЦ» и «КПИТ электрического графика»

Как изменится энергоемкость топливоиспользования при снижении электрической нагрузки от 200 до 130 МВт при неизменной тепловой мощности Qсум=200 Гкал и температуре сетевой воды 80 °С приведено в табл. 6.

Выводы из примера 6: «Метод термодинамики» и «метод статистической отчетности» дают близкие между собой результаты расчета и взаимно дополняют друг друга для выявления издержек производства и разработки технических предложений. «Метод термодинамики» более универсален, всережимный, зависит только от качественных начальных и конечных параметров работы ТЭЦ и теплосети и не зависит от количественных показателей загрузки теплосети (Гкал/ч) и более точен с технологической точки зрения. «Метод статистической отчетности» ясен и понятен для нормирования и регулирования технико-экономических показателей, но он несколько сложнее в учете всех количественных показателей: отпуск тепла, КПИТтф, КПИТ по электрическому графику. Оба метода нужны для анализа издержек производства, но для организации рыночных отношений нужно применение «метода Вагнера» [10].

## Как регулировать энергетику без перекрестного субсидирования

Ярким примером подмены регулятором объективных первичных технологических показате-

лей 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 дефект скрытого субсидирования топливом электроэнергетики за счет потребителей тепловой энергии сбросного пара. При этом никого не смущает то, что в существующей отчетности включены такие абсурдные показатели как КПИТ тепловой энергии 108,4% вместо реального значения 80,4% и техническая безграмотность с КПИТ электрической энергии 45,6% вместо максимально достижимой величины не более 39,9%.

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 и мини-ТЭЦ.

Следующим ярким примером политизированного регулирования является отсутствие взаимно согласованных нормативных правовых актов эффективного функционирования на оптовых рынках электроэнергии, мощности и на муниципальных централизованных рынках теплоснабжения. Игнорируя «принцип неразрывности производства и потребления» комбинированной энергии ТЭЦ, регулятор энергетики путем скрытого перекрестного субсидирования перенес затраты на энергию и топливо в затраты на мощность и исказил рыночную суть конку-

рентного отбора мощности (КОМ) в получении адекватной платы за предоставляемую потребителям электрическую мощность!

Так рис. 5 однозначно показывает, что конденсационная электроэнергия ТЭЦ даже при частичной нагрузке по тепловой мощности всегда экономичнее самой лучшей конденсационной мощности электроэнергии ГРЭС (см. HT № 7, с. 26, рис. 5. - Работа по электр. графику). Дело в том, что у комбинированной энергии с КПИТ нетто 69-83% уже учтены все потери, связанные с холостым ходом турбины, с электрическими и тепловыми собственными нуждами ТЭЦ. Поэтому прирост электрической нагрузки по электрическому графику (31,9-51,3%) в равных условиях (по топливу, по степени загрузки) будет всегда экономичнее удельных расходов самой экономичной ГРЭС с равными параметрами термодинамического цикла и даже ГРЭС с замыкающими затратами (КПИТ ГРЭС 28,9-36,7% с турбиной К300/240).

### О методе формирования тарифов на тепловую и электрическую энергию

Существующие на сегодня методы распределения затрат (физический, энергетический, тепловых потоков Минэнерго 2013 г.) не отражают ни технологию производства и не отвечают рыночным экономическим условиям. Если физический метод и был допустим в период плановой экономии, когда совокупный эффект от работы ТЭЦ централизованно перераспределялся, и выбор метода не имел принципиального значения, то с переходом к рыночным отношениям он совершенно недопустим. Эксергетический метод и предлагаемый метод относительных приростов, полностью отражают технологию производства, но также не отвечают рыночным условиям. Предлагаемый Минэнерго России «метод тепловых потоков» [5] это 100% возврат к «физическому методу». Все это – скрытое перекрестное субсидирование топливом федеральной электроэнергетики, за счет муниципальной теплоэнергетики. Вместо реальных затрат топлива на электроэнергию 360-400 г у.т./кВт-ч будут вороватые 280-320 г у.т./кВт-ч, и вместо 48-82 кг у.т./Гкал по методу эквивалентной КЭС будет 155-165 кг у.т./Гкал.

С принятием методик Минэнерго «Тепловых балансов» и «Альтернативной котельной» прощайте на очередные 20 лет топливосберегающие технологии: ТЭЦ, мини-ТЭЦ, так и неродившиеся тепловые насосы, тепловые аккумуляторы, низкотемпературное отопление, низкотемпературный транспорт тепла и т.д. В условиях российской тарифной политики, основанной на перекрестном субсидировании топливом, все это было, есть и будет инвестиционно непривлекательно! И тогда вместо обоснованных и прозрачных тарифов в каждом индивидуальном случае всегда будет привлекаться вороватый метод RAB-регулирования!

В Минэнерго отсутствуют взаимносогласованные нормативные документы, определяющие алгоритм эффективного функционирования на оптовом рынке конкурентного отбора мощности (КОМ) электроэнергии, мощности ТЭЦ и одновременно муниципальных рынках теплоснабжения. Цены полностью оторваны от издержек производства. Алгоритм расчета цен на оптовом рынке энергии и мощности существует сам по себе, а издержки генераторов – сами по себе. Развитие котельнизации - переход от ТЭЦ к котельным - вызывает рост энергоемкости российской энергетики, еще больше усугубляет проблемы эффективного функционирования ТЭЦ на оптовых рынках электрической энергии и муниципальных рынках тепловой энергии.

Глубинная суть противоречий и кризиса в развитии российской энергетики - это непринятие регуляторами и менеджерами от энергетики важнейшего свойства энергии: неразрывность производства и потребления тепловой и электрической энергии, в том числе для однопродуктовых рынков энергетической продукции, таких как конденсационная электроэнергия ГРЭС или тепловая энергия для котельной. Игнорирование этого свойства приводит только к необоснованному росту тарифов. Отсутствие учета неразрывности производства и потребления на ТЭЦ ведет к глубочайшему 3-10-кратному перекрестному субсидированию федеральных потребителей электроэнергии за счет муниципальных потребителей тепловой энергии, что в конечном итоге приводит к фатальным результатам, вплоть до отключения тепловых и электрических потребителей от ТЭЦ и строительству мелких котельных.

### Какой же выход из сложившейся ситуации?

- 1. Обязать регулирующие ограны (Минэкономразвития, ФСТ, РЭКи) ежегодно, до 15 мая представлять «Национальный доклад по энергоемкости валового внутреннего продукта ВВП РФ» и отвечать за количественные и качественные показатели энергоемкости российской энергетики.
- 2. Технический анализ и отчетность при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии необходимо отделить от монопольного и политического влияния. Для анализа эффективности технологических схем, выбора технических решений, распределения тепловой и электрической энергии, для технической отчетности, необходимо использовать методы, полностью отражающие суть комбинированного производства энергии, такие как предлагаемый метод КПИТ ТЭЦ с удельной выработкой на базе теплового потребления. Техническая и тарифная политика российской энергетики должна строиться на максимальном использовании эффекта теплофикации.

- 2. Для решения экономических задач, связанных с определением себестоимости, цены на энергию, необходимо исходить из принципа равенства затрат на производство и транспорт электроэнергии относительно конечного потребителя. Принцип равенства означает, что затраты на производство и транспорт электроэнергии от ТЭЦ принимаются равными затратам на производство и транспорт электроэнергии не по эталонной «Альтернативной котельной», предлагаемой Минэнерго РФ, а от «эквивалентной КЭС», предложенной Вагнером [10]. Оставшаяся экономия от комбинированной выработки энергии должна относиться на удешевление производства и транспорт тепловой энергии от ТЭЦ.
- 4. Метод «эквивалентной КЭС» в 1978 г. стал идеологической основой при формировании в США энергетического Закона 1978 г. «Об использовании топлива на электростанциях и в промышленности» и Закона 1978 г. «Об регулировании деятельности коммунального предприятия» [14]. По этим законам предписывается энергокомпаниям закупать электроэнергию и мощность, генерируемую независимыми электроустановками ТЭЦ, солнечные, ветровые и имеющие мощность до 1 МВт. При этом стоимость электроэнергии, производимой на ТЭЦ или на ветровых, гидравлических, мини-ТЭЦ, необходимо оценивать по затратам на электроэнергию на крупных современных ГРЭС. Энергосистема обязана покупать электроэнергию у независимых потребителей по такой стоимости, которая соответствует стоимости сооружения и эксплуатации новой мощности в системе. Эти законы считаются наиболее успешным энергетическими законами в истории США. Они обеспечили значительную экономию топлива, ускорили строительство новых ТЭЦ и альтернативных электростанций.
- 5. Для исключения дефекта скрытого перекрестного субсидирования топливом необходимо провести диверсификацию рынка оптовой электрической, тепловой и комплиментарной энергии. Необходимо вводить новый вид энергетического товара, комплиментарной энергии энергии, произведенной по комбинированному способу без сброса тепла в окружающую среду. В отличии от оптовой конденсационной электрической энергии, производимой с потерями первичного топлива до 68-70%, комплиментарная электрическая энергиия производится с потерями не более 17-25%. Но пользоваться этой энергией может только тот потребитель, который купил сбросную тепловую энергию от паровых турбин ТЭЦ.

#### Выводы

1. Предлагаемый в настоящей статье метод расчета расходов топлива на тепловую энергию,

- основанный на использовании диаграммы режимов турбин, отвечает второму началу термодинамики, по сути отражает эксергетический метод расчета, но без применения дополнительных термодинамических величин, таких как энтропия, эксергия. Термодинамический метод дает качественную оценку экономичности работы ТЭЦ в зависимости от качественных показателей - температуры нагреваемой сетевой воды, давления в теплофикационных, производственных отборах, степени электрической загрузки турбины, без зависимости от количества отбираемого тепла. Это не какой-то новый метод, а старый, искусственно отвергаемый политическим регулятором, метод, описанный В.В. Лукницким в [15].
- 2. Термодинамический и статистический методы расчета энергоемкости позволяют осуществить качественный анализ технико-экономических показателей работы ТЭЦ, адекватно отражающие технологию комбинированного производства энергии. Расчет относительного прироста позволяет наглядно выявить и оценить квадратичную зависимость технической экономичности и кубическую зависимость экономических показателей от степени использования эффекта теплофикации.
- 3. В системе анализа и нормирования расходов топлива необходимо внедрение дополнительного показателя коэффициента полезного использования топлива КПИТ. Этот показатель должен быть применен отдельно для потребителя и отдельно для производителя.
- 4. Существующая система нормирования технико-экономических показателей теплофикационных турбин, основанных на методах распределения затрат «физическом» и «тепловых потоков», искусственно привязанных к количественным показателям, не отражает технологическую суть комбинированного производства тепловой и электрической энергии и не отвечает существующим рыночным условиям.
- 5. Необходимо ввести в нормирование, как наиболее главный и эффективный показатель, удельную выработку электроэнергии на базе теплового потребления W [МВт/Гкал] и показатель относительной эффективности комбинированного производства над раздельным производством U [%].
- 6. Несмотря на то, что самые уважаемые ученые Андрющенко А.И., Бродянский В.М. и многие, многие другие ученые и специалисты в течение 30 лет категорически против применения физического метода и его модификаций, менеджмент естественных монополий устойчиво и упорно игнорирует дефект скрытого перекрестного субсидирования топливом, обеспечивающий рынок сбыта федеральных ГРЭС.

- 7. Для решения экономических задач, связанных с определением себестоимости, цены на энергию, необходимо исходить из принципа равенства затрат на электроэнергию с применением метода «эквивалентной КЭС».
- 8. ТЭЦ это высокие технологии. Только ценообразование на основе маржинального дохода [6], отвечающее рыночным условиям с применением термодинамического и статистического методов анализа энергоемкости, отвечающих технологии производства энергии, позволит вывести топливосберегающую и энергосберегающую политику России на достойное место.

#### Литература

- 1. Вопросы определения КПД теплоэлектроцентралей (сборник статей) под общей редакцией А.В. Витера, Госэнергоиздат, Москва-Ленинград, 1953 г. 118 с.
- 2. А.С. Горшков. Технико-экономические показатели тепловых электростанций. Госэнергоиздат, Москва-Ленинград. 1949 г. 287 с.
- 3. В.В. Луницкий. Тепловые электрические станции промышленных предприятий. Госэнергоиздат, Москва-Ленинград, 1953 г. 472 с.
- 4. Методы оптимизации режимов энергосистем. Под редакцией В.М. Горншейна, Москва, Энергоиздат, 1981 г. 336 с.
- Основные принципы распределения удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии, применяемые в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения. Минэнерго РФ, январь 2013 г.

- 6. П.М. Шевкоплясов, Е.Ю. Шевкопляс. «Ценообразование на оптовом и розничном рынках энергии на основе маржинального дохода», ПЭИПК, Санкт-Петербург, 2012 г., 131 с.
- 7. Е.И. Бененсон, Л.С. Иоффе. «Теплофикационные паровые турбины». Москва, «Энергия», 1976 г., 264 с.
- 8. А.Б. Богданов, «Котельнизация России беда национального масштаба. Максимальная выработка на тепловом потреблении основа топливосбережения»// Энергорынок, № 2 2008, С. 46-51.
- А.Б. Богданов «Анализ показателей теплофикационных турбин по относительным приростам» ч. 1 // «Новости теплоснабжения» № 5, 2009 г. с. 30-37, продолжение в ч. 2 № 11 2009 г., с. 34-41.
- 10. Я. Шаргут, Р. Петелла. «Эксергия». Энергия, Москва 1968 г. 280 с. Выдержки из книги можно найти на сайте http://exergy.narod.ru/shargyt-petela.pdf.
- 11. Фирма ОГРЭС «Обзор показателей топливоиспользования ТЭС АО энергетики и электрификацмм и АО ТЭС России за 2004 г.», Москва, 2005 г. 101 с.
- 12. А.И. Андрющенко «О разделении расходов топлива и формирование тарифов на электроэнергию и тепло», «Теплоэнергетика» № 8, 2004 г., с.77-78.
- 13. В.М. Бродянский «Письмо в редакцию». // «Теплоэнергетик» № 9, 1992 г., с. 62-63 или на сайте http://exergy.narod.ru/Brodyanski-pismo.pdf.
- 14. В.А. Семенов «Оптовые рынки электроэнергии за рубежом», Москва, «Энас», 1998 г. 190 с.
- Теплотехнический справочник. Том 2, под редакцией С.П. Герасимова. Госэнергоиздат, 1958 г., Москва-Ленинград, 672 с.