

УДК 338.5: 621.311

## ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ И СТАТИСТИЧЕСКИЙ МЕТОДЫ АНАЛИЗА ЭНЕРГОЕМКОСТИ ТЭЦ

А. Б. Богданов, аналитик-технолог, эксперт СРО «Энергоаудиторы Сибири»,  
О. А. Богданова, инженер-проектировщик ЗАО НПП «Биотехпрогресс»

*Представлены термодинамический и статистический методы расчета распределения топлива на тепловую и электрическую энергию от ТЭЦ, соответствующие первому и второму началу термодинамики. Вскрыты причины скрытого перекрестного субсидирования топливом электроэнергии за счет тепловой энергии отработанного пара паровых турбин ТЭЦ в тарифной политике российской теплоэнергетики. Даны предложения по созданию рынка комплиментарной (комбинированной) энергии как альтернативы оптовому рынку электроэнергии.*

### Предисловие

Решение комиссии Энергетического института АН СССР и секции теплофикации Московского отделения Всесоюзного научного инженерно-технического общества энергетиков (МОНИТОЭ) [1] от 10–11 января 1950 года на многие десятилетия и года, лишило попыток поиска правильного решения поставленной задачи, заложило основы скрытого перекрестного субсидирования топливом, электроэнергией за счет потребителей тепловой энергии и задержало на 60 лет развитие советской, а затем и российской топливосберегающей энергетики.

**Решение комиссии, выбранной научным совещанием Энергетического института АН СССР и секции теплофикации МОНИТОЭ для выработки выводов по вопросу о технико-экономических показателей ТЭЦ (на основе материалов совещания, состоявшегося 10 и 11 января 1950 года)**

1. Коэффициент использования тепла топлива на ТЭЦ, вычисляемый по сумме количеств вырабатываемых электроэнергии и тепла, **не может служить показателем, однозначно определяющим степень совершенства ТЭЦ**, так как он не отражает преимуществ выработки электроэнергии на тепловом потреблении, поскольку уравнивает условия использования тепла, получаемого из котельной пара при выработке как электроэнергии, так и тепла. С точки зрения закона сохранения энергии, эквивалентность тепловой и электриче-

ской энергии, вырабатываемой на ТЭЦ, и суммирование их на этом основании **не могут быть использованы безоговорочно для определения показателей эффективности работы ТЭЦ**, так как эти показатели должны учитывать не только количество энергии обоих видов, но и степень использования потенциала тепловой энергии при превращении ее в электроэнергию в комбинированном процессе.

2. При комбинированном процессе выработки тепла и электроэнергии методы **распределения экономии топлива** между этими видами полученной энергии **не могут являться следствием законов термодинамики**, и все попытки непосредственного термодинамического обоснования того или иного способа разнесения экономии топлива между видами полученной энергии лишены научного основания.

3. Техничко-экономические показатели степени энергетического совершенствования ТЭЦ должны соответствовать требованиям государственного планирования, в полной мере отражать народнохозяйственную выгодность комбинированного производства тепловой и электрической энергии, тем самым стимулировать его развитие. Они должны **быть доступными пониманию широких кругов работников электростанций и заводских работников** и позволять применять простую систему отчетности во всех звеньях государственного планирования, нормирования, тарифообразования комбинированного производства тепловой и электрической

энергии ТЭЦ. Эти требованиям в практике эксплуатации в основном удовлетворяет метод Министерства электростанций, а поэтому совещание не видит в настоящее время оснований для его изменения.

4. При проектной работе для выбора наиболее выгодных вариантов схем энергоснабжения обязательно приведение сравниваемых ТЭЦ к одинаковому отпуску электроэнергии и тепла [не одинаковый отпуск от источника, а **одинаковое потребление конечным потребителем**. — *Примеч. А. Б.*], учет и сопоставление вариантов по **полному расходу топлива** в энергосистеме с учетом расхода его на промышленных предприятиях.

5. Методы исчисления производственных показателей ТЭЦ **нельзя отождествлять с методами установления тарифов на энергию**, при разработке которых устанавливаются и другие народнохозяйственные факторы.

Анализируя материалы докладов, книги участников совещания: д-ра техн. наук И. Н. Бутакова, д-ра техн. наук Д. П. Гохштейна, канд. техн. наук А. И. Андрющенко, труды канд. техн. наук А. С. Горшкова [2], д-ра техн. наук В. В. Лукницкого [3], д-ра техн. наук В. М. Горнштейна [4], а также собственный анализ использования первичного топлива и энергии на ТЭЦ, в тепловых сетях городов, в региональных и межрегиональных электрических сетях, мы считаем необходимым отметить некоторые ошибки методологического характера при анализе распределения топлива, которые в корне повлияли на принятие важнейшего, но, к сожалению, ошибочного решения комиссии 1950 года, приведшего российскую энергетику к системному кризису:

1. Не учтены рыночные свойства товарных продуктов ТЭЦ. Анализ и нормирование технико-экономических показателей работы ТЭЦ необходимо применять **не для двух видов** товарных продуктов ТЭЦ: электрической энергии и тепловой энергии, а **для трех видов** товарных продуктов, участвующих на конкурентном рынке. В этом качестве рассматриваются:

- **комбинированная** (тепловая + электрическая) энергия ТЭЦ, произведенная в едином теплофикационном цикле, без сброса отработанного тепла в окружающую среду, с коэффициентом полезного использования топлив (КПИТ) примерно 83–72 % и удельной выработкой 0,70–0,55 мВт/Гкал на базе теплового потребления оценочно для тепловых циклов ТЭЦ давлением 130 ата;

- **раздельная электрическая** энергия, произведенная по конденсационному циклу, со сбросом тепла в окружающую среду, с реальными значениями КПИТ для угольной ТЭЦ примерно 34–31 % (на современной угольной ГРЭС реальные значения КПИТ не выше 35 %);

- **раздельная тепловая** энергия от энергетических, паровых и водогрейных котлов с КПИТ оценочно 82–86 %.

2. В анализе сравниваемых вариантов не учтен такой важнейший показатель, как удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления  $W$ , мВт/Гкал, относительная энергоемкость комбинированного производства различных технологий  $U$ , %.

3. Анализ эффективности схем необходимо производить не для одинакового отпуска электроэнергии и тепла от источника, а для одинакового потребления комбинированной электроэнергии и тепла конечным потребителем.

4. Отсутствует простой, но чрезвычайно эффективный методологический метод проверки достоверности анализа по относительным приростам:

- приросту топлива на прирост потребления электрической энергии при неизменном потреблении тепловой энергии;

- приросту потребления топлива на прирост тепловой энергии при неизменном потреблении электрической энергии.

### Введение

Развитие рыночных отношений в энергетике вызывает острую необходимость определить коренные причины низкой эффективности комбинированного производства энергии на ТЭЦ. Из-за сильнейшего давления аффилированных структур на формирование тарифной политики, несовершенства

методов технологического и экономического анализа производства и потребления энергии ТЭЦ начали терять основу экономической эффективности — потребителей отработанного пара турбин! Далее более подробно изучим смысл и суть указанных методологических ошибок и замечаний.

В практике работы энергетических систем остается актуальным вопрос определения реальной, а не нормативной, по удельным расходам условного топлива (УРУТ), энергоемкости производства и распределения электрической и тепловой нагрузки между тепловыми электростанциями, ТЭЦ и котельными, между турбоагрегатами станции. Распределение электрической и тепловой нагрузок различного качества является сложной, многовариантной задачей. Сложность ее решения обусловлена необходимостью анализа допустимых сочетаний тепловой и электрической нагрузок, режимных факторов, ограничений поставки видов топлива. Практические подходы к решению задачи распределения топлива между конденсационными турбинами на основе характеристик относительного прироста (ХОП) топлива на прирост электрической энергии давно известны и широко применялись в советское время в задачах оптимизации режимов энергосистем. Нормативных материалов для решения задач по определению относительных приростов топлива на тепло от турбин практически не было ни в советское время, ни сейчас.

Существующие нормативные показатели (УРУТ, инструкции форм статистической отчетности 6-тп, макеты 15506, базирующиеся на применении физического метода и его продолжения — энергетического метода, а также вновь рекомендуемого метода тепловых потоков [5] для распределения затрат на топливо ТЭЦ между тепловой энергией и электрической энергией), не отвечающие ни конкурентным рыночным отношениям, ни технологии производства энергии на ТЭЦ, усугубляют системный кризис в развитии топливосберегающих технологий российской энергетики. Для отражения сути комбинированного производства тепловой и электрической энергии и для практического решения задачи по снижению энергоемкости при

производстве энергии ниже представлены результаты расчета универсальной энергетической характеристики ТЭЦ, основанной на использовании диаграммы режимов паровых турбин и методе расчета относительного прироста топлива на прирост тепловой нагрузки.

### **Парадокс современной теплоэнергетики России**

В практике анализа энергоемкости российской теплоэнергетики существует не один, а четыре вида распределения топлива на ТЭЦ, каждый из которых отвечает своему заказчику!

**Технологический вид** адекватно отвечает физическим процессам производства и потребления тепловой, электрической и комбинированной энергии, отражает издержки первичного топлива, отвечает целям сохранения топливных природных ресурсов, обеспечивает развитие топливосберегающих технологий в стране (ТЭЦ, тепловые насосы, тепловое аккумулирование и т. д.). Заказчики технологического метода — специалисты, ученые, живущие по объективным законам развития общества! Теоретически главными заказчиками технологического метода должны быть Минрегионразвития, жилищно-коммунальный комплекс страны, отстаивающий интересы населения, но уровень их знаний настолько слаб, что они даже не понимают, о чем идет разговор! Не имея квалифицированного мнения со стороны Минрегионразвития, государственный регулятор этот метод не понимает и не применяет к регулированию.

**Вид государственной монополии** не отвечает ни физическим законам, ни объективным рыночным законам, является единственной и главной причиной системного кризиса развития теплоэнергетики в России, закрытия ТЭЦ и невнедрения топливосберегающих технологий. Он отвечает лозунгу краткосрочных PR-компаний, так называемой социальной справедливости, выборным кампаниям, требованиям якобы прозрачности тарифов на регулируемом рынке, статистической от-

четности. Вид распределения основан на применении принципа котлового усреднения: «Всем за счет всех!» Он обеспечивает монопольные привилегии федеральной электроэнергетики за счет потребителей сбросного тепла от ТЭЦ. Заказчик метода государственной монополии — группа монополий — потребителей электроэнергетического комплекса (алюминиевая металлургия, российские железные дороги, собственники электросетевого хозяйства). Не имея квалифицированной информации антимонопольного регулирования, политические лидеры страны также действуют в интересах достижения собственных результатов в краткосрочном периоде «от выборов до выборов».

**Рыночный вид** отвечает требованиям развития рыночной энергетики в конкурентной борьбе за потребителя тепловой и электрической энергии ТЭЦ с ценообразованием на основе маржинальных издержек. Заказчики — зарубежные инвесторы, эффективные собственники ТЭЦ, живущие по законам конкурентной борьбы. Государственный регулятор также не хочет понимать этот метод и принимать его к регулированию.

**Безразлично-безответственный вид.** «Сегодня абстрактные, завышенные цены продаж от генераторов станции по точкам поставки определяются для всей электроэнергетики единственным административным органом, определяющим ценообразование на электроэнергию на уровне ОРЭМ в большей части без учета физических законов технологии энергетического производства. Цена полностью оторвана от издержек производства. Алгоритм расчета цен на ОРЭМ существует сам по себе, издержки генераторов — сами по себе». В условиях неэффективного государственного регулирования никто не несет реальной ответственности за рост энергоемкости ВВП, производства, потребления энергии, за надежность и бесперебойность! Поэтому в условиях естественной монополии собственникам ТЭЦ, ГРЭС и котельных безразлично, каким способом формировать тарифную политику, оцени-

вать издержки производства, распределять топливо. Лишь бы регулятор включал все топливные затраты в тариф. В суд на формального регулятора никто со стороны производителя энергии не подаст: «Самоубийц нет!» У потребителей нет ни знаний, ни квалифицированной информации, ни статуса.

### **Расчет относительного прироста топлива на прирост тепла**

Расчет относительного прироста топлива на прирост тепловой и электрической нагрузки основан на результатах математической обработки диаграммы режимов турбины. Это высокоточный квалифицированный инструмент, позволяющий увязать все количественные и качественные энергетические показатели работы турбины. Количество параметров, определяющих тепловую экономичность теплофикационного турбоагрегата, сравнительно велико. Кроме основных количественных показателей, к которым отнесены электрическая мощность генератора, мощность теплового потребителя, расхода пара на турбину, диаграмма режимов отражает влияние таких качественных показателей, как давление и температура острого пара, давление пара в регулируемых отборах и (или) температура нагреваемой сетевой воды и т.д.

В данной работе для проведения качественного и количественного анализа расхода топлива на тепло и на электроэнергию использовалась заводская диаграмма режимов турбины Т-185/215-13-4 с температурой сетевой воды Уральского турбомоторного завода (УТМЗ) [7]. В отличие от разработчиков норм удельных расходов топлива для ТЭЦ, разработчики диаграмм режимов турбин создают первичную документацию, и их выводы и решения, безусловно, отражают объективную картину энергетического баланса энергии, мощности теплофикационных турбин. Основными параметрами турбины типа «Т» с одним теплофикационным отбором пара являются: расход свежего пара  $G$ , электрическая мощность  $N$ , мощность теплофикационного отбора  $Q$ , температура сетевой воды  $T$  (рис. 1). Диаграмма отражает три основных



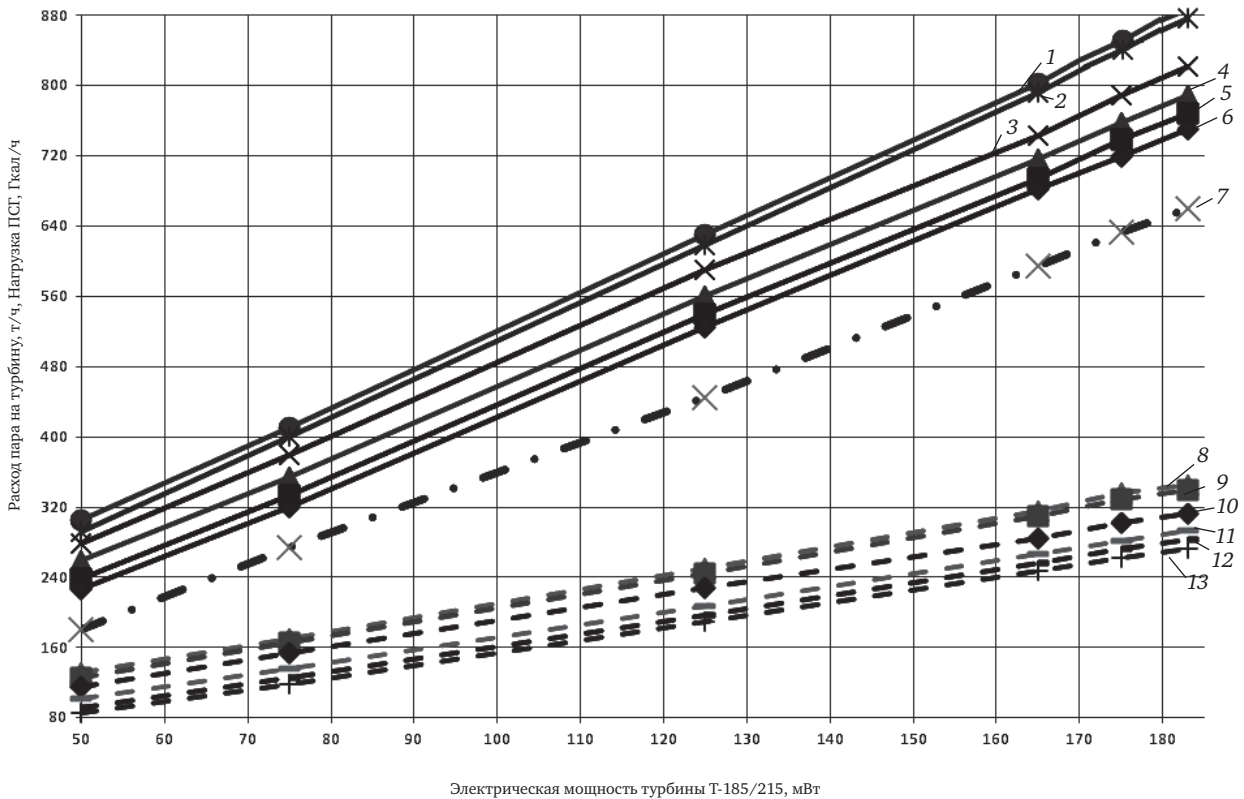


Рис. 1. Режимы турбины T-185/215 УТЗ при различных температурах сетевой воды, т/ч, Гкал/ч:

1–6 — расход острого пара в теплофикационном режиме  $D_t$ , т/ч; 1 — 123 °С; 2 — 120 °С; 3 — 110 °С; 4 — 100 °С; 5 — 90 °С; 6 — 80 °С; 7 — расход острого пара в конденсационном режиме  $D_c$ , т/час; 8–13 — тепловая нагрузка  $Q_t$ , Гкал/ч; 8 — 123 °С; 9 — 120 °С; 10 — 110 °С; 11 — 100 °С; 12 — 90 °С; 13 — 80 °С

режима турбоагрегата: конденсационный режим работы турбоагрегата; теплофикационный режим работы по тепловому графику; комбинированный режим работы по электрическому графику, с пропуском пара в конденсатор. Полученные количественные показатели приростов расхода тепла на паровую турбину легко и однозначно пересчитываются как изменения приростов расхода условного топлива на котел при изменении качественных и количественных показателей производства.

На основании линейных уравнений диаграммы режимов турбины для различных сочетаний тепловой и электрической энергии подсчитаны абсолютные величины расхода условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии для трех основных режимов работы ТЭЦ, замещающей ГРЭС и замещающей котельной:

- комбинированное производство тепла и электроэнергии на ТЭЦ с турбиной T-185/215;

- раздельное производство электроэнергии на ГРЭС с турбиной K-300-240 и раздельное производство тепловой энергии в районной котельной;

- раздельное производство электроэнергии в теплофикационной турбине T-185/215 по конденсационному режиму и раздельное производство тепловой энергии в районной котельной.

Примеры расчета относительных приростов топлива на прирост нагрузки приведены в табл. 1–3. Для учета влияния многофакторных показателей (расхода электрической и тепловой энергии на собственные нужды, потери тепла с тепловым потоком, прочие потери) для всех трех вариантов принят обобщающий показатель — процент расхода топлива на собственные нужды, который принят в линейной зависимости от тепловой нагрузки котлов на турбину. Так, при тепловой нагрузке котлов на турбину 200 Гкал/ч он установлен на уровне 10,8 %, а при нагрузке котлов на турбину 500 Гкал/ч расход

Таблица 1

**Расчет прироста топлива на прирост тепловой нагрузки теплосети,  
при постоянной электрической нагрузке**

Нагрузка теплофикационного отбора, Гкал/ч	320	280	240	200	160	120	80	40
Расход топлива, т у.т./ч	85,83	84,75	83,67	82,58	81,48	80,36	79,24	78,11
Прирост топлива на прирост тепловой нагрузки, кг у.т./Гкал	26,73	26,96	27,20	27,44	27,69	27,93	28,17	28,41
Удельный расход топлива: на тепло, кг у.т./Гкал	27,57*	27,57*	27,57*	27,57*	27,57*	27,57*	27,57*	27,57*
на электроэнергию г у.т./кВт·ч	359	359	359	358	358	358	358	358
Коэффициент полезного использования топлива КПИТ блока, %	84,08	78,40	72,56	66,63	60,51	54,24	47,80	41,17
Примечание. Постоянная электрическая мощность $N = 215,3$ мВт. Постоянная температура сетевой воды $T = 80$ °С.								
* Принимается равным среднему приросту топлива на тепло в интервале тепловых нагрузок.								

Таблица 2

**Расчет удельного расхода топлива на электрическую мощность при постоянной тепловой нагрузке**

Электрическая нагрузка турбины потребителя, мВт	220	200	180	160	140	120	100	80
Расход топлива, т у.т./ч	78,46	72,69	66,68	60,42	53,92	47,17	40,16	33,04
Удельный расход топлива на тепло*, кг у.т./Гкал	26,73	28,28	29,91	31,59	33,34	35,17	37,08	37,45
Топливо, т у.т./ч: на тепло	3,21	3,39	3,59	3,79	4,00	4,22	4,45	4,49
на электроэнергию	78,46	72,69	66,68	60,42	53,92	47,17	40,16	33,09
Удельный расход топлива на электроэнергию, г у.т./кВт·ч	357	363	370	378	385	393	402	414
Коэффициент полезного использования топлива, %	54,09	54,83	55,87	57,31	59,29	62,05	65,97	71,77
Примечание. Постоянная тепловая мощность $Q = 120$ Гкал/ч. Постоянная температура сетевой воды $T = 80$ °С.								
* Принимается равным приросту.								

Таблица 3

**Расчет прироста топлива на прирост температуры сетевой воды при постоянной тепловой нагрузке  
200Гкал/ч и постоянной электрической нагрузке 180 мВт**

Температура сетевой воды, °С	120	110	100	90	80
Расход топлива, Тн/ч	78,51	76,12	74,82	73,60	72,68
Прирост топлива на прирост температуры сетевой воды на 10 °С, т у.т./ч	2,39	1,3	1,22	0,92	0,94
Относительный прирост топлива на прирост температуры 1 °С, %/°С	0,314	0,173	0,166	0,127	0,131
Усредненный прирост, % /°С, в интервале 120–80 °С	0,2005	0,2005	0,2005	0,2005	0,2005
Рост расхода топлива, %, при 120 °С против 80 °С: $(78,51 - 72,68) \cdot 100 / 72,68 = 8,02$ %					

топлива на собственные нужды энергоблока составляет 5,8 %. Для всех вариантов расчета КПД котла брутто принят как постоянная величина — 90% для всех режимов. На основании вышеприведенных уравнений построены графики энергоемкости ТЭЦ состоящей из одной турбины Т-185/215. Алгоритм расчета показателей энергоемкости показан

в табл. 1–5. Результаты расчетов приведены на рис. 1–4.

При проведении анализа расчетов принято допущение, что в диапазоне нагрузок от 20 до 100 % удельный расход топлива на тепло принимается равным приросту удельного расхода топлива на прирост тепловой нагрузки. Такое допущение означает согласие с тем,

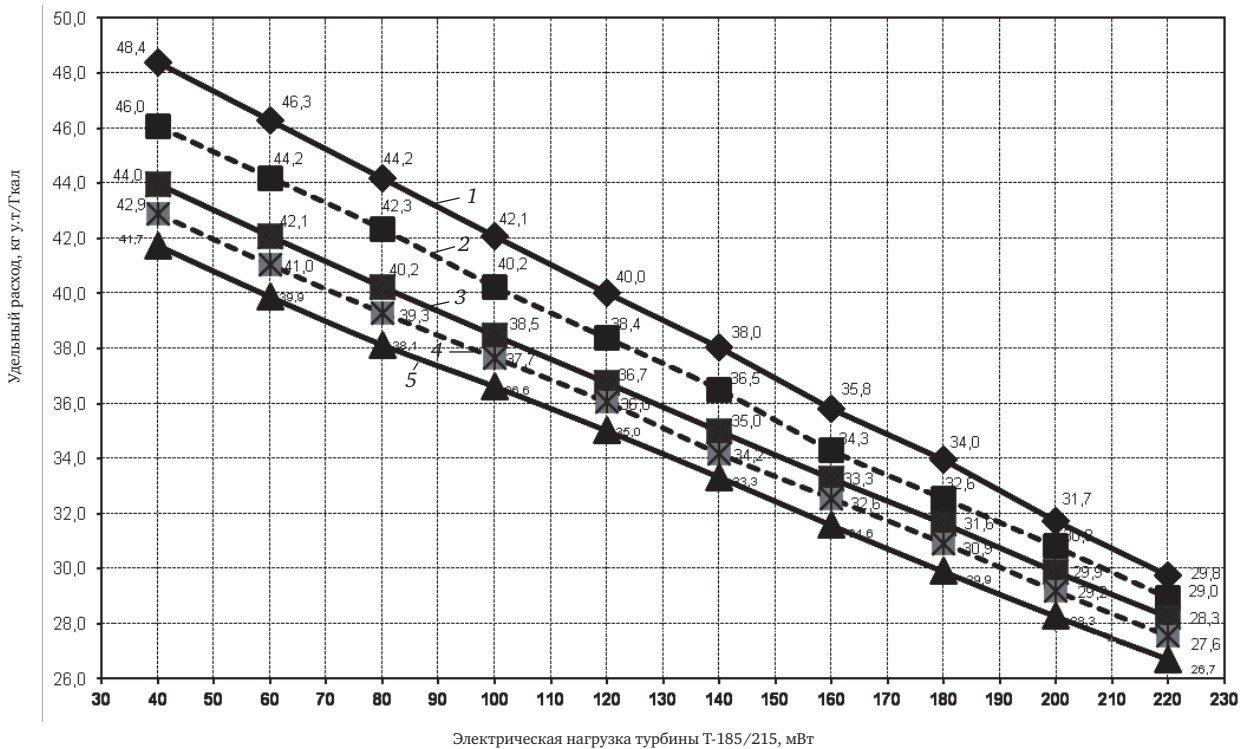


Рис. 2. Термодинамический метод анализа. Прирост удельного расхода топлива на тепло от турбины T-185/215, кг.у.т./Гкал, в зависимости от температуры сетевой воды:  
1 — 120 °C; 2 — 110 °C; 3 — 100 °C; 4 — 90 °C; 5 — 80 °C

что потери с холостым ходом турбины необходимо относить только на электроэнергию, а не на тепло на основе логики и назначения высокопотенциального энергетического оборудования. Высокопотенциальные энергетические котлы и паровые турбины предназначены для получения высококачественной, превращаемой механической (электрической) энергии, а не отработанного пара с низкими параметрами. Чтобы получить низкокачественный пар, достаточно применить редукционно-охладительные установки или же сжигать топливо в котлах низкого давления. Если заказчики энергетических технологий сознательно идут на ухудшение качества получаемой механической (электрической) энергии, то только для повышения суммарного коэффициента полезного использования топлива при комбинированном производстве высококачественной и низкокачественной энергии.

#### Выводы по анализу диаграммы режимов

**Удельный расход топлива на тепловую энергию.** Для рабочего диапазона тепловых

и электрических нагрузок отношение прироста расхода топлива к приросту тепла очень мало, всего 27–48 кг/Гкал (см. рис. 1) против 153–168 кг/Гкал, если использовать физический метод. Данный пример является ярким проявлением второго начала термодинамики и соответствует расчетам технических показателей по эксергетическому методу.

Удельный расход топлива на тепло (прирост) зависит только от качественного показателя — температуры нагреваемой воды и степени загрузки турбины, на него никак не влияет количественный показатель — величина тепловой нагрузки турбины, что также полностью отвечает законам термодинамики. Для отпуска дополнительной одной единицы тепловой энергии с сетевой водой 80–120 °C требуется всего 18–29 % топлива от традиционной котельной! Этот результат не укладывается в рамки существующего нормативного документа по расчету тепловой экономичности работы ТЭЦ, использующего физический метод и его производные [1].

Удельный расход топлива на тепло (прирост) зависит только от температуры сете-

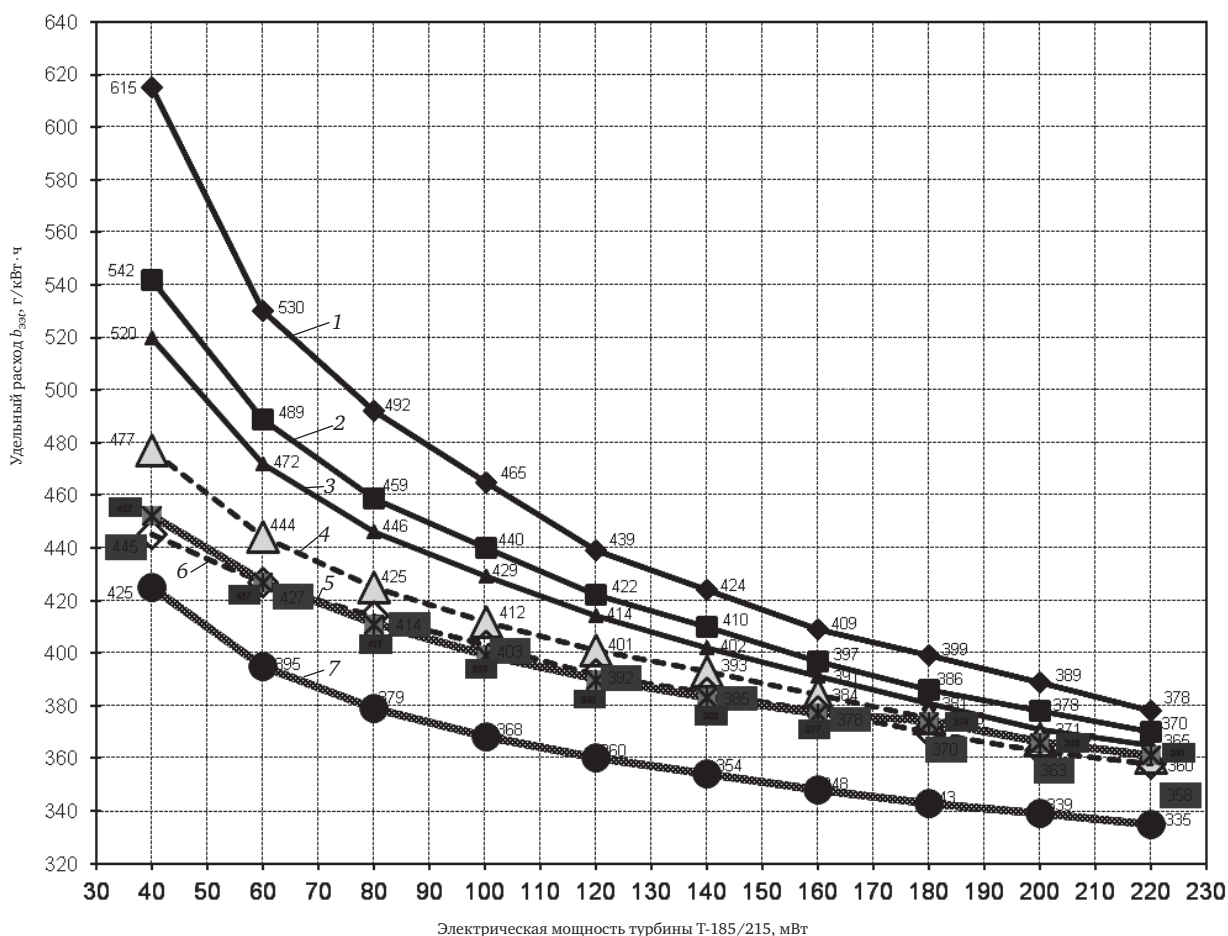


Рис. 3. Термодинамический метод анализа. Удельный расход топлива на электроэнергию турбины T-185/215, кг.у.т./Гкал, в зависимости от температуры сетевой воды

1 — 120 °C; 2 — 110 °C; 3 — 100 °C; 4 — 90 °C; 5 — 80 °C; 6 — T-185/215, конденсационный режим; 7 — K-300-240, конденсационный режим

вой воды и степени загрузки турбоагрегата (см. рис. 1):

- рост температуры сетевой воды от 80 °C до 120 °C вызывает рост удельного расхода топлива на тепло на 9–14 % (с 27 до 30 кг/Гкал при 220 мВт, с 42 до 48 кг/Гкал при 40 мВт);
- при снижении степени электрической нагрузки происходит значительный рост удельного расхода на 55–60% (с 27 до 42 кг/Гкал при температуре 80 °C и с 30 до 48 кг/Гкал при температуре 120 °C). Работа с низким уровнем нагрузок для предполагаемой надежности есть одна из главнейших причин роста энергоёмкости энергетики.

Потеря экономичности теплофикационной турбины T-185/215 при работе в конденсационном режиме по сравнению с конденсационной турбиной K-300/240 при максимальной нагрузке 215 мВт составляет 9,3 % (364 против 333 г у.т./кВт·ч) при минималь-

ной нагрузке 40 мВт экономичность снижается всего на 5–8 % (450 против 425 г у.т./кВт·ч).

При постоянной электрической и постоянной тепловой нагрузке повышение температуры сетевой воды приводит к снижению экономичности использования топлива: от 0,127 до 0,314 % на 1 °C (см. табл. 3).

**Удельный расход топлива на электрическую энергию.** Удельный расход условного топлива на электроэнергию, так же как и на тепло, зависит только от качественных показателей: степени загрузки турбины и температуры сетевой воды, на него не влияет количественный показатель — величина тепловой нагрузки турбины. Это главное достоинство метода, которое полностью отвечает второму закону термодинамики.

Снижение степени электрической нагрузки от 215–40 мВт вызывает рост удельного рас-



хода топлива на 19–64 % (с 358 до 425 г у.т./кВт·ч при 80 °С и с 380 до 625 г у.т./кВт·ч при 120 °С). Увеличение температуры сетевой воды с 80 до 120 °С вызывает рост удельного расхода на 17–47 % (с 358 до 380 г у.т./кВт·ч при 220 мВт и с 425 до 625 г у.т./кВт·ч при 40 мВт).

Графики на рис. 2, 3 носят универсальный характер, наглядно показывают, что удельный расход топлива на производство тепловой и электрической энергии эквидистантно зависит только от качественных показателей: а) температуры нагреваемой сетевой воды и б) от степени загрузки турбины, и совершенно не зависит от количественного показателя — тепловой нагрузки. Универсальный характер эквидистантных кривых позволяет производить адекватный расчет расхода топлива на комбинированное производство для любых допустимых по диаграмме режимов сочетаний тепловой и электрической нагрузки:

$$B\Sigma = B_{\text{ЭЭ}} + B_{\text{ТЭ}} = b_{\text{ЭЭт}}N + b_{\text{ТЭт}}Q, \quad (1)$$

где  $B_{\text{ЭЭ}}$  — расход топлива на электроэнергию;  $B_{\text{ТЭ}}$  — расход топлива на тепловую энергию;  $b_{\text{ЭЭт}}$ ,  $b_{\text{ТЭт}}$  — удельные расходы топлива на электроэнергию и тепловую энергию в зависимости от нагрузки турбины и температуры

сетевой воды, определенные по универсальной энергетической характеристике (рис. 2, 3). В табл. 4 приведены примеры расчета расходов топлива на ТЭЦ.

#### Примеры определения энергоемкости по эквидистантным кривым

Расчета энергоемкости при распределении тепловых и электрических нагрузок для существующих источников (т.у.т.)

**Пример 1 (табл. 4).** Определить снижение энергоемкости и экономичности:

а) при снижении электрической нагрузки от 200 мВт до 130 мВт и

б) при повышении температуры сетевой воды от 80 до 120 °С

#### Выводы

1. С помощью разработанных графиков наглядно и однозначно выявляется эффективность снижения температуры отпуска сетевой воды. Видно, что рост температуры сетевой воды ведет к росту расхода топлива до 13 %, но и в этом случае прирост удельного расхода топлива на тепло на ТЭЦ будет **в 5 раз ниже, чем на котельной: 32,0 против 165,0 кг/Гкал.**

Таблица 4

Показатель	$N = 200$ мВт, $Q = 200$ Гкал/ч	$N = 130$ мВт, $Q = 200$ Гкал/ч	Перерасход топлива при снижении электрической нагрузки
<i>Температура теплосети — 80 °С</i>			
Топливо на электроэнергию $B_{\text{ЭЭ}}$	$200 \times 0,362 = 72,4$	$130 \times 0,385 = 50,05$	$200(0,385 - 0,362) = 4,6$
Топливо на тепло $B_{\text{ТЭ}}$	$200 \times 0,0285 = 5,7$	$200 \times 0,0345 = 6,9$	$200(0,0345 - 0,0285) = 1,2$
Сумма $B\Sigma$ , т у.т. Экономия, %	78,1 5,8/78,1 = 7,43	56,95 5,8/56,95 = 10,2	Перерасход по относительным приростам 5,8 т у.т, или 10,2 %, при режиме 130 мВт, или 7,43% при режиме 200 мВт
КПИТ физического метода, %	68	78,2*	—
<i>Температура теплосети — 120 °С</i>			
Топливо на электроэнергию $B_{\text{ЭЭ}}$	$200 \times 0,388 = 77,6$	$130 \times 0,435 = 56,55$	$200(0,435 - 0,388) = 9,4$
Топливо на тепло $B_{\text{ТЭ}}$	$200 \times 0,032 = 6,4$	$200 \times 0,0396 = 7,92$	$200(0,0396 - 0,032) = 1,52$
Сумма $B\Sigma$	84,0	64,47	Перерасход — 10,92 тн, или 13 %
КПИТ, %	63,3	69,1	
<i>Экономия за счет снижения температуры сетевой воды от 120 до 80 °С</i>			
Топливо на электроэнергию $B_{\text{ЭЭ}}$	$77,6 - 72,4 = 5,2$	$56,55 - 50,05 = 6,5$	
Топливо на тепло $B_{\text{ТЭ}}$	$6,4 - 5,7 = 0,7$	$7,92 - 6,9 = 1,02$	
Сумма $B\Sigma$	5,9 или 7,55%	7,52 или 13,2%	

\* Внимание парадокс! Получается, что снижение электрической нагрузки якобы приводит к повышению эффективности!

2. Наглядный пример того, что применение показателя КПИТ может привести к противоречивым, ошибочным решениям. Разгрузка турбины по электрической мощности с 200 до 130 мВт якобы приводит к росту КПИТ с 68,0 до 78,2 %, а на самом деле теряется эффект теплофикации, имеет место перерасход топлива на 7,43 %. Существующими методами анализа, основанными на физическом методе, невозможно получить такой вывод.

**Пример 2 (табл. 4).** Определить снижение экономичности работы ТЭЦ при работе с частичными нагрузками. В работе две турбины Т-185 по  $2 \times 100 = 200$  мВт,  $2 \times 100 = 200$  Гкал/ч при  $120$  °С. Сопоставление с работой одной турбины с нагрузкой 200 мВт и 200 Гкал/ч с температурой  $120$  °С (см. пример 1).

#### Выводы

1. Наглядно видно, насколько выгоднее работать с как можно бóльшими электриче-

скими нагрузками на турбинах. В противном случае происходит распределение электрической и тепловой нагрузки на две турбины, что в итоге ведет к перерасходу топлива на 20,7 %.

2. Потеря электрических и тепловых потребителей ведет к снижению технической экономичности **в квадратичной зависимости**, а экономические показатели при этом ухудшаются **в кубической зависимости**.

**Пример 3.** Определить экономию топлива при передаче нагрузки котельной 60 Гкал/ч на турбину  $N = 170$  мВт и  $Q = 200$  Гкал/ч,  $T = 80$  °С.

**Пример 4.** Определить экономию топлива при передаче нагрузки котельной 60 Гкал/час на турбину  $N = 170$  мВт и  $Q = 200$  Гкал/ч,  $T = 80$  °С с дополнительной выработкой электроэнергии на тепловом потреблении.

Экономия с учетом дополнительной выработки энергии на тепловом потреблении составляет 10,75 тн, что на 8,6 % больше, чем

Таблица 5

Показатель	Расходы топлива, т у.т./ч	Процентное изменение, %
Топливо на электроэнергию $V_{ээ}$	$2 \times 100 \times 0,465 = 93$	$93,0 - 77,6 = 15,4$ , или 19,8 %
Топливо на тепло $V_{тэ}$	$2 \times 100 \times 0,042 = 8,4$	$8,4 - 6,4 = 2,0$ или 31,2 %
Сумма $V_{\Sigma}$	101,4	$101,4 - 84,0 = 17,4$ , или 20,7 %
КПИТ, %	52,4%	—

Таблица 6

Показатель	$Q = 200$ Гкал/ч, $Q_{кот} = 60$ Гкал/ч	$Q = 260$ Гкал/ч, $Q_{кот} = 0,0$	
	Без учета дополнительной выработки электроэнергии		
	$N = 150$ мВт	$N = 150$ мВт	
Топливо на электроэнергию $V_{ээ}$	$150 \times 0,382 = 57,3$	$150 \times 0,382 = 57,3$	0,0
Топливо на тепло $V_{тэ}$	$200 \times 0,0327 = 6,54$	$260 \times 0,0327 = 8,5$	+1,96
Сумма $V_{\Sigma}$ :			
ТЭЦ	63,84	65,8	+1,96
котельная	$60 \times 0,165 = 9,9$	0,0	- 9,9
Сумма ТЭЦ и котельной	73,74	65,8	Экономия 7,94 или 80,2 % от передаваемого тепла

Таблица 7

Показатель	$N = 150$ мВт	$N = 180$ мВт	Дополнительная выработка электроэнергии на тепловом потреблении: 60 Гкал $\times$ 0,5 мВт/Гкал = 30 мВт
Топливо на электроэнергию $V_{ээ}$	$150 \times 0,382 = 57,3$	$180 \times 0,370 = 66,6$	$180 \times (0,382 - 0,370) = 2,16$
Топливо на тепло $V_{тэ}$	$200 \times 0,0327 = 6,54$	$260 \times 0,0302 = 7,85$	$260 \times (0,0327 - 0,0302) = 0,65$
Сумма $V_{\Sigma}$	—	74,45	$2,16 + 0,65 = 2,81$

было сожжено топлива в котельной (9,9 тн):  
 $2,81 + 7,94 = 10,75$ .

Прирост топлива на дополнительно выработанную электроэнергию (30 мВт) на тепловом потреблении 60 Гкал/ч на ТЭЦ и на ГРЭС составил:

- на Т-185/215 (ТЭЦ-6, Омск):  $74,45 - 73,74 = 0,61$  тн.

- на К-300 (ГОЭС, Ермак):  $180 \times 0,34 - 150 \times 0,35 = 61,2 - 52,5 = 8,7$  тн.

### Выводы

Как ни парадоксально, но передача тепловой нагрузки с котельных на турбины ТЭЦ обеспечивает экономию топлива даже больше, чем его необходимо для работы котельной, — **108,6 %**.

На дополнительно выработанную электрическую мощность (30 мВт) на теплофикационной турбине в г. Омске необходимо всего 0,61 тн/ч, а для конденсационной турбине на Ермаковской ГРЭС — 8,7 тн/ч.

### Коэффициент полезного использования топлива потребителей

Опыт расчетов показывает, что применение удельных расходов топлива на тепло и на электроэнергию явно недостаточно в случае комбинированного производства энергии. Мало того, иногда применение только этих показателей позволяет недобросовестным аналитикам и государственным регуляторам производить скрытое перекрестное субсидирование топливом с нарушением фундаментального принципа неразрывности производства и потребления тепловой и электрической энергии.

В определенных условиях степень технического совершенства потребителей тепловой и электрической энергии может определяться по коэффициенту полезного использования топлива  $\eta_T$ . КПИТ — тот обобщенный универсальный показатель, который в какой-то степени определяет уровень технологической грамотности при решении задач энергосбережения как для потребителей, так и для производителей тепловой и электрической энергии. В настоящее время в практике расчетов и регулирования энерго-

сберегающей политики КПИТ используется недостаточно широко.

И если КПИТ производителя энергии хорошо изучен, то в отношении потребителей до настоящего времени отсутствуют методики расчета эффективности для конечного потребителя — **КПИТ потребителя**. И это огромный пробел, которым абсолютно не владеет регулятор рыночной энергетики, формирующий коллективный оптимум топливоиспользования в РФ. Именно КПИТ для конечного потребителя должен быть основой для принятия управляющего решения эффективным регулятором по снижению энергоемкости валового внутреннего продукта (ВВП) РФ.

$\eta_T$  — обобщенный показатель, характеризующий эффективность потребления (производства) тепловой и электрической энергии:

$$\eta_T = (N \times 0,86 + Q) / ((B_{э\text{э}} + B_{т\text{э}}) \times 7); \quad (2)$$

$$\eta_T = F \text{ (схема потребления, } N, Q, t, p), \quad (3)$$

где схема потребления — схема потребления тепловой и электрической энергии (комбинированно или отдельно, пик или база, далеко или близко, лето или зима, день или ночь и т. д.);  $N$  — мощность электрическая;  $Q$  — мощность тепловая;  $t, p$  — температура воды, давление пара для потребителя.

Еще раз отметим, что КПИТ является только обобщающим, но не окончательным показателем, он количественно (но не качественно) характеризует способность потребителя, производителя, регулятора к снижению энергоемкости технологии потребления и производства энергии.

Показано влияние показателей на эффективность использования топлива (КПИТ) в зависимости от схемы потребления и производства тепловой и электрической энергии (рис. 4, 5), сочетания тепловой и электрической нагрузок для отдельного производства энергии (рис. 4), температуры сетевой воды для теплофикационной турбины ТЭЦ (рис. 5). Для отдельного способа производства электрической энергии на ГРЭС и тепловой энергии на котельной температура сетевой воды практически не влияет на экономичность производства (рис. 4).

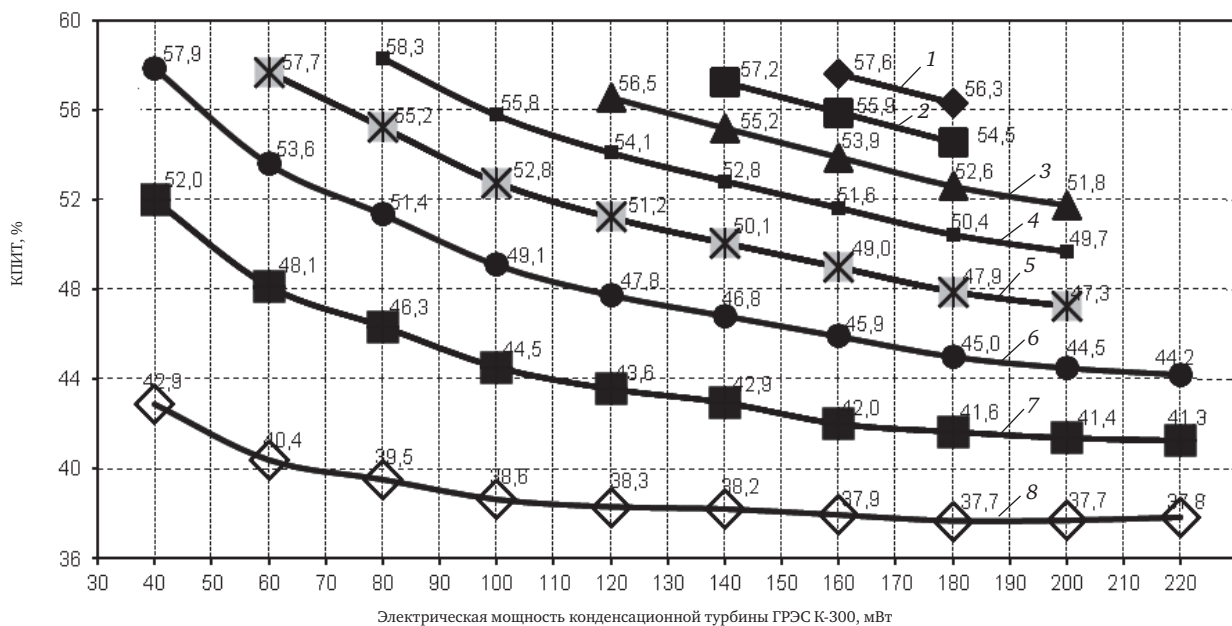


Рис. 4. Статистический метод анализа. КПИТ раздельного потребления «ГРЭС + котельная» (без учета потерь на транспорт):  
1 — 320 Гкал/ч; 2 — 200 Гкал/ч; 3 — 240 Гкал/ч; 4 — 200 Гкал/ч; 5 — 160 Гкал/ч; 6 — 120 Гкал/ч; 7 — 80 Гкал/ч; 8 — 40 Гкал/ч

Укрупненно степень влияния этих показателей можно рассмотреть на примере отказа от покупки электрической нагрузки на федеральных ГРЭС в пользу выработки электрической энергии на муниципальной ТЭЦ (пример 5).

**Пример 5.** Определить укрупненно экономно топлива за счет использования существующих, но законсервированных электрических и тепловых мощностей Омской ТЭЦ-4 и отказа от покупки электроэнергии (350 мВт) у ГРЭС при наличии теплового потребителя 600 Гкал/ч, получающего тепло от котельных на левом берегу реки в Омске.

**Решение.** Сравняются две схемы потребления тепловой и электрической энергии потребителями Омска:

а) раздельная схема: ГРЭС с двумя турбины К-300 с нагрузкой 175 мВт + две котельные по 300 Гкал/ч в Омске (рис. 4);

б) комбинированная схема: на ТЭЦ две турбины Т-185/215 с нагрузкой 175 мВт и 300 Гкал/ч с нагревом до 80 °С

**Вывод.** Снижение энергоемкости ВВП города Омска за счет размораживания законсервированных электрических и тепловых мощностей Омской ТЭЦ-4 за отопительный сезон составляет не менее 340 тыс. т у.т./год.

КПИТ — объективный показатель энергетической эффективности. Необходимо понимать, как он определяется, и правильно использовать для нормирования энергопотребления для крупных потребителей тепловой и электрической энергии, для формирования энергосберегающей политики предприятий, города, региона. Регулятор тарифной политики в отношении тепловой и электрической энергии не должен уравнивать всех даже в интересах якобы социальной политики. Политику развития топливосберега-

Таблица 8

Показатель	Раздельное потребление энергии	Комбинированное потребление	Снижение энергоемкости валового регионального продукта Омска
КПИТ, %	55,8	83,0	—
Расход топлива, т у.т./ч	$2 \times (175 \times 0,86 + 300) / (0,558 \times 7) = 2 \times 115,3 = 230,6$	$2 \times (175 \times 0,86 + 300) / (0,83 \times 7) = 2 \times 77,5 = 155$	$230,6 - 155,0 = 75,6$ , или 48,8 % от комбинированного способа



ющей энергетики целесообразно строить таким образом, чтобы стимулировать конкретного потребителя к использованию сбросной тепловой энергии от паровых турбин ТЭЦ по маржинальным издержкам потребления энергии. Именно тарифообразование на основе маржинальных издержек позволит на законном основании требовать снижения тарифов для тех потребителей, которые приобретают продукцию комбинированного производства тепловой и электрической энергии (население городов, промышленные предприятия, потребляющие тепло от ТЭЦ). И наоборот, те потребители, у которых низкое значение КПИТ, должны платить за энергию по самым высоким тарифам, в 1,5–4,0 раза больше.

На рис. 5 показано все многообразие сочетаний тепловых и электрических нагрузок, в частности границы изменения КПД произ-

водства комплиментарной энергии на теплофикационной турбине при всевозможных режимах работы:

- КПД брутто собственно теплофикационной турбины Т-185/215 при работе только по тепловому графику, с изменениями КПД от 86,6 до 97,9 %;

- КПД нетто турбины равен КПИТ ТЭЦ с учетом КПД котла 90 % и потерями топлива на собственные нужды станции, при работе только по тепловому графику, с тепловыми нагрузками от 320 до 40 Гкал/ч с изменениями КПД от 70,0 до 83,4 %;

- КПИТ конденсационной электроэнергии при работе по электрическому графику, с изменениями КПД от 32,4 до 47,3 %;

- КПИТ ТЭЦ с теплофикационной турбиной Т-185/215 при работе только по конденсационному режиму работы, с изменениями КПД от 27,0 до 34,0 %;

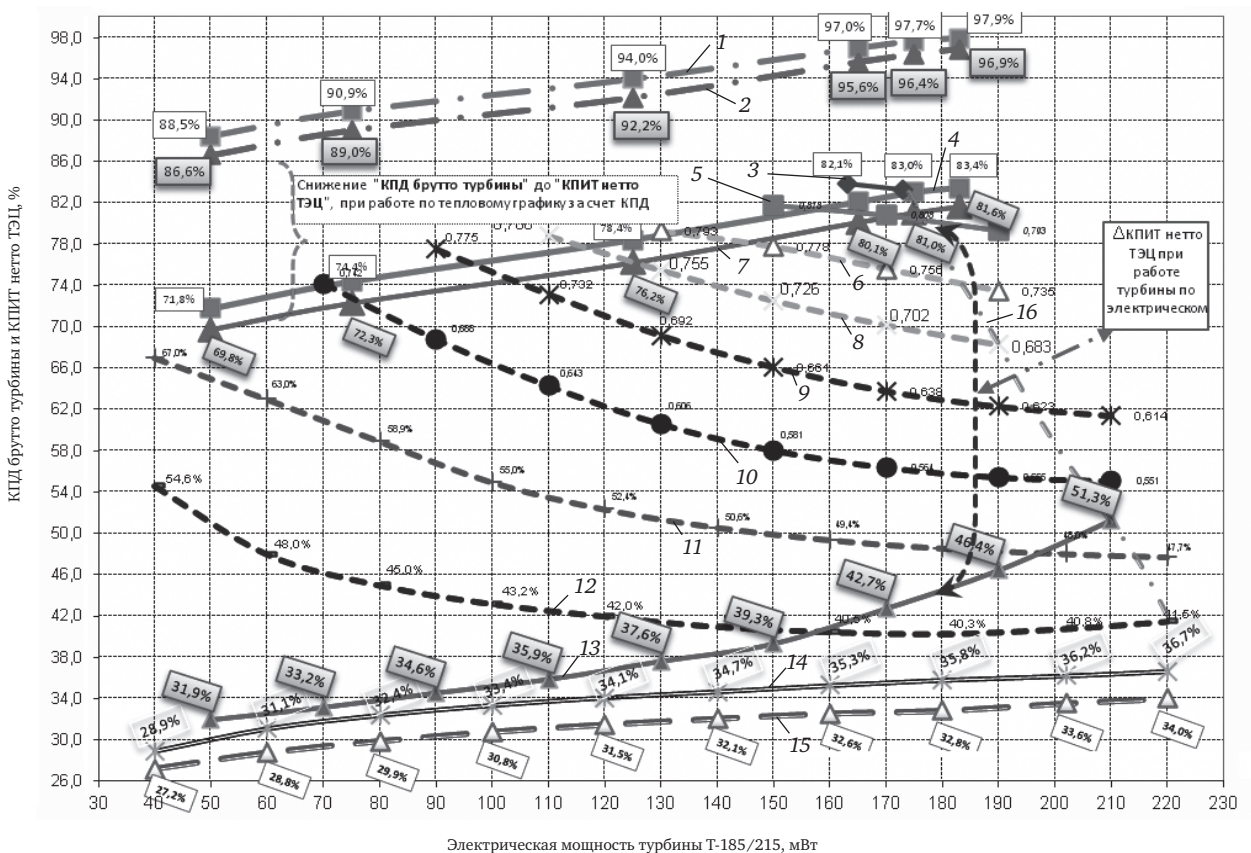


Рис. 5. Статистический метод анализа производства энергии турбиной Т-185/215 на ТЭЦ. Метод КПИТ<sub>ТЭЦ</sub>, отвечающий технологической сути комбинированного производства на ТЭЦ и требованиям статистической отчетности и нормирования:

1 — КПД брутто турбины Т-185/215 при 123 °С; 2 — КПИТ нетто при 80 °С; 6 — отпущенное тепло 240 Гкал/ч; 10 — отпущенное тепло 120 Гкал/ч; 15 — КПИТ Т-185/215 в конденсационном режиме; 16 — ограничение мощности; 13 — КПД брутто турб при 80 °С; 3 — отпущенное тепло 320 Гкал/ч; 8 — отпущенное тепло 200 Гкал/ч; 11 — отпущенное тепло 80 Гкал/ч; 14 — КПИТ ГРЭС турбины К-300/240; 4 — КПИТ ТЭЦ при температуре 123 °С; 5 — отпущенное тепло 280 Гкал/ч; 9 — отпущенное тепло 160 Гкал/ч; 12 — отпущенное тепло 40 Гкал/ч; 17 — работа по электрическому графику

• КПИТ замещающей, конкурентной ГРЭС с турбиной К-300-240, с изменениями КПД от 28,9 до 36,7 %.

Рис. 2–5 наглядно показывают несовершенство метода оценки эффективности с помощью КПИТ. Наглядно виден парадокс эффективности КПИТ паровой турбины: при неизменном потреблении тепла, но со снижением электрической нагрузки турбины эффективность использования топлива якобы возрастает. Чуть и глупость. Точно так же, как и в примерах 1, 3, этот парадокс никак не отвечает логическому смыслу. В этом смысле члены НТС, состоявшегося 10–11 января 1950 года, безусловно, были правы. Нельзя оценивать экономичность только у производителя энергии. Нужно оценивать эффективность различных технологий потребления только при **равном потреблении тепловой и электрической энергии конечными потребителями**.

### Выработка электроэнергии на базе теплового потребления — самый главный показатель эффективности энергетики России

До настоящего времени анализу удельной выработки электроэнергии на базе теплового потребления  $W$ , мВт/Гкал, уделялось недостаточно внимания. Именно применение этого показателя совместно с коэффициентом полезного использования топлива

(КПИТ) ТЭЦ для комбинированного производства позволяет делать однозначные выводы не только о термодинамической и технологической, но и о конкурентной эффективности теплофикационных турбин на рынке энергии. Еще в далеком 1953 году председатель комиссии НТС 10–11 января 1950 года В. В. Лукницкий записал: «...Использование только одного показателя КПД использования топлива не характеризует: ни совершенство агрегатов станции, ни начальных параметров, ни параметров отпускаемого тепла потребителями. В качестве весьма нужного показателя пользуются удельной выработкой электроэнергии на тепловом потреблении» [7].

Выработка электроэнергии при тепловом потреблении существенно изменяется в зависимости принятого уровня технических решений. Так, для мини-ТЭЦ  $W = 0,05–0,10$  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 в журналах «Новости теплоснабжения» и «ЭнергоРынок» [8, 9].

Продолжим изучение результатов статистического метода анализа диаграммы режимов турбины Т-185/215 (см. рис. 5) и рассмотрим результаты расчета удельной выработки электроэнергии на тепловом по-

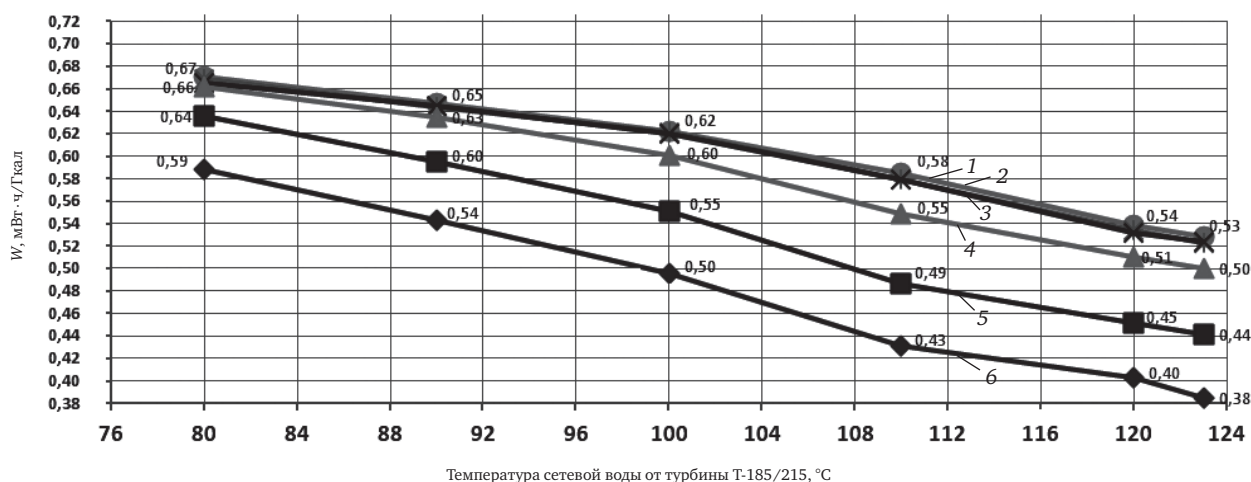


Рис. 6. Удельная выработка электроэнергии при тепловом потреблении в зависимости от температуры сетевой воды и степени электрической загрузки теплофикационной турбины Т-185/215:

1 — 100,0%; 2 — 95,6%; 3 — 90,0%; 4 — 68,3%; 5 — 41,0%; 6 — 27,3%

требления  $W$  в зависимости от температуры сетевой воды после теплофикационной турбины (рис. 6).

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  $W_{Тф}$  является **главнейшим показателем**, характеризующим конкурентные свойства теплофикационных турбин. Он эффективнее, чем КПД брутто комбинированной энергии теплофикационной турбины, отражает суть снижения энергоемкости (см. рис. 5).

Недопустимо принимать решение об эффективности той или иной технологии только по КПИТ у производителя энергии. Необходимо сравнивать КПИТ для условий равенства потребления электрической и те-

пловой энергии для конечного потребителя. Для обеспечения условий равенства потребления энергии введем новое понятие — **относительную энергоемкость  $U$**  потребления (производства) комбинированной энергии от ТЭЦ по отношению к энергоемкости потребления (производства) отдельной энергии от «ГРЭС + котельная»:

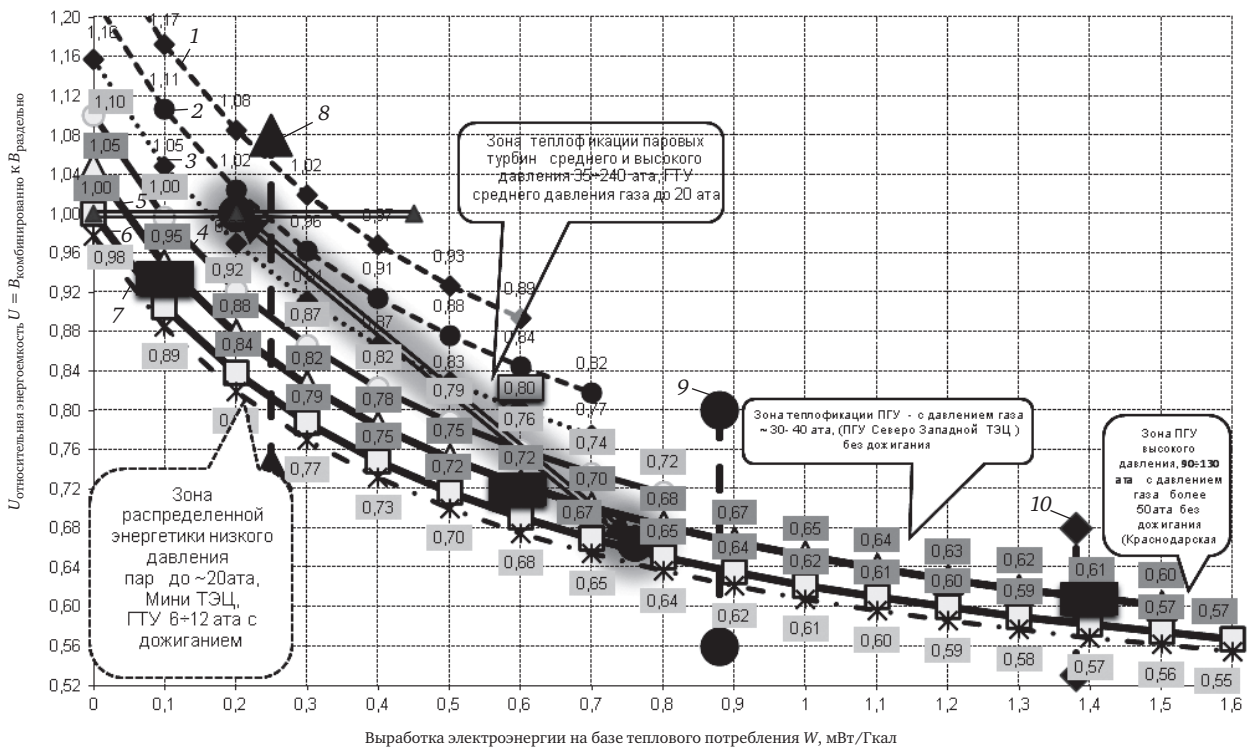
$$U = B_{ТЭЦ} / B_{ГРЭС + кот} = \\ = (1/\eta_{ТЭЦ} + W_{ТЭЦ} \times 0,86/\eta_{ТЭЦ}) / \\ (1/\eta_{кот} + W_{ТЭЦ} \times 0,86/\eta_{ГРЭС}), \quad (4)$$

где расход топлива для ТЭЦ и для ГРЭС определяется как

$$B_{ТЭЦ} = Q(1/\eta_{ТЭЦ} + W_{ТЭЦ} \times 0,86/\eta_{ТЭЦ}); \quad (5)$$

$$B_{ГРЭС + кот} = \\ = Q(1/\eta_{ТЭЦт} + W_{ТЭЦ} \times 0,86/\eta_{ГРЭС}). \quad (6)$$

Равенство потребляемой продукции на комбинированном и отдельном производ-



**Рис. 7.** Относительная энергоемкость комбинированного производства по сравнению с отдельным производством. Зоны эффективности теплофикации различных технологий комбинированного производства энергии относительно отдельного производства энергии ГРЭС с КПИТ = 38 % и котельных с КПИТ = 88 %:

1 — КПИТ<sub>тф</sub> = 68 %, загрузка турбин — ~0,2 D<sub>max</sub> (D<sub>max</sub> — максимальная паровая нагрузка турбин); 2 — КПИТ<sub>тф</sub> = 72 %, загрузка турбин — ~0,4 D<sub>max</sub>; 3 — КПИТ<sub>тф</sub> = 76 %, загрузка турбин — ~0,6 D<sub>max</sub>; 4 — КПИТ<sub>тф</sub> = 80 %, загрузка турбин — ~0,8 D<sub>max</sub>; 5 — КПИТ<sub>тф</sub> = 84 %, загрузка турбин — ~0,9 D<sub>max</sub>; 6 — КПИТ<sub>тф</sub> = 88 % (реально достижим), загрузка турбин — 1,0 D<sub>max</sub>; 7 — КПИТ<sub>тф</sub> = 72 % (теоретически достижим); 8 — пар — 14–35 ата, газ — 6–12 ата; 9 — пар — 90–240 ата, газ — 15–35 ата; 10 — ПГУ, газ — 40 ата и более; 11 — зона теплофикации паровых турбин ТЭЦ; 12 — границы эффективности теплофикации

стве электроэнергии и тепловой энергии обеспечивается принятием равенства удельной выработки электроэнергии  $W_{ТЭЦ}$  в сравниваемых вариантах. В качестве реперной точки принято:

- для замещающей котельной  $\eta_{кот} = 88 \%$  или 162,3 кг у.т/Гкал;
- для замещающей ГРЭС  $\eta_{ГРЭС} = 38 \%$  или 323,3 кг у.т/МВт.

Так, при равных КПИТ комбинированного производства для традиционной ТЭЦ и мини-ТЭЦ (88 %) техническая эффективность комбинированного производства по разным технологиям будет варьировать и отличаться для парогазовых установок (ПГУ) с  $W = 1,4$  по сравнению с отдельным производством до 1,75 раза ( $1,00/0,58 = 1,75$ , рис. 7).

С введением понятия относительной энергоёмкости  $U$  комбинированного производства по сравнению с отдельным производством мгновенно определяются высокая эффективность ПГУ с высокими показателями эффективности и невысокая эффективность мини-ТЭЦ с низкими показателями газового и паросилового цикла:

- для потребителя комбинированной энергии от традиционной ТЭЦ с параметрами пара 130 ата и 560 °С и удельной выработкой электроэнергии на базе теплового потребления  $W = 0,6$  мВт·ч/Гкал эффективность потребления комбинированной энергии в 1,32 раза выше, чем для мини-ТЭЦ с  $W = 0,1$  мВт·ч/Гкал (рис. 7):  $0,91/0,69 = 1,32$ ;
- для потребителя комбинированной энергии от ПГУ ТЭЦ с  $W = 1,4$  мВт·ч/Гкал эффективность потребления энергии выше, чем в случае с мини-ТЭЦ, в 1,57 раза ( $0,91/0,58 = 1,57$ , 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. Стоит обратить внимание на то, что, в отличие от принятого сегодня регулятором метода анализа, основанного на производстве и потреблении **двух видов энергетического товара, вариативность конкретной** экономической оценки за-

трат на топливо при потреблении тепловой и электрической энергии необходимо свести к анализу производства и потребления **трех основных нормируемых и двух вспомогательных ненормируемых потоков энергии.**

*А. Три нормируемых показателя рыночного товара*

Различают три основных вида энергетического товара, подлежащих нормированию, статистической отчетности и регулированию.

**А1. Комбинированная (комплиментарная) энергия и мощность  $S_{компл}$**  с долей электроэнергии  $D_{ээ}$  — это энергия (мощность), производимая турбоагрегатом (потребленная потребителем) только в теплофикационном режиме работы, без сброса тепла в окружающую среду. Вариант названия определяется местом применения этого показателя.

Комбинированная энергия — технический показатель, характеризующий производство (рис. 8), а комплиментарная энергия это показатель, характеризующий потребление (рис. 8). 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.

**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:  $S_{тф} = N_{тф} + Q_{тф}$ . Основным признаком комплиментарной энергии является максимально высокая экономичность (до 75–83 %) практически для всех способов комбинированного производства энергии на ТЭЦ. Удельная выработка электроэнергии при тепловом потреблении:  $W_{тф} = N_{тф} / Q_{тф}$ , мВт/Гкал. Чем выше  $W_{тф}$  в комплиментарной энергии, тем больше экономичной электроэнергии поставляется на конкурентный рынок.



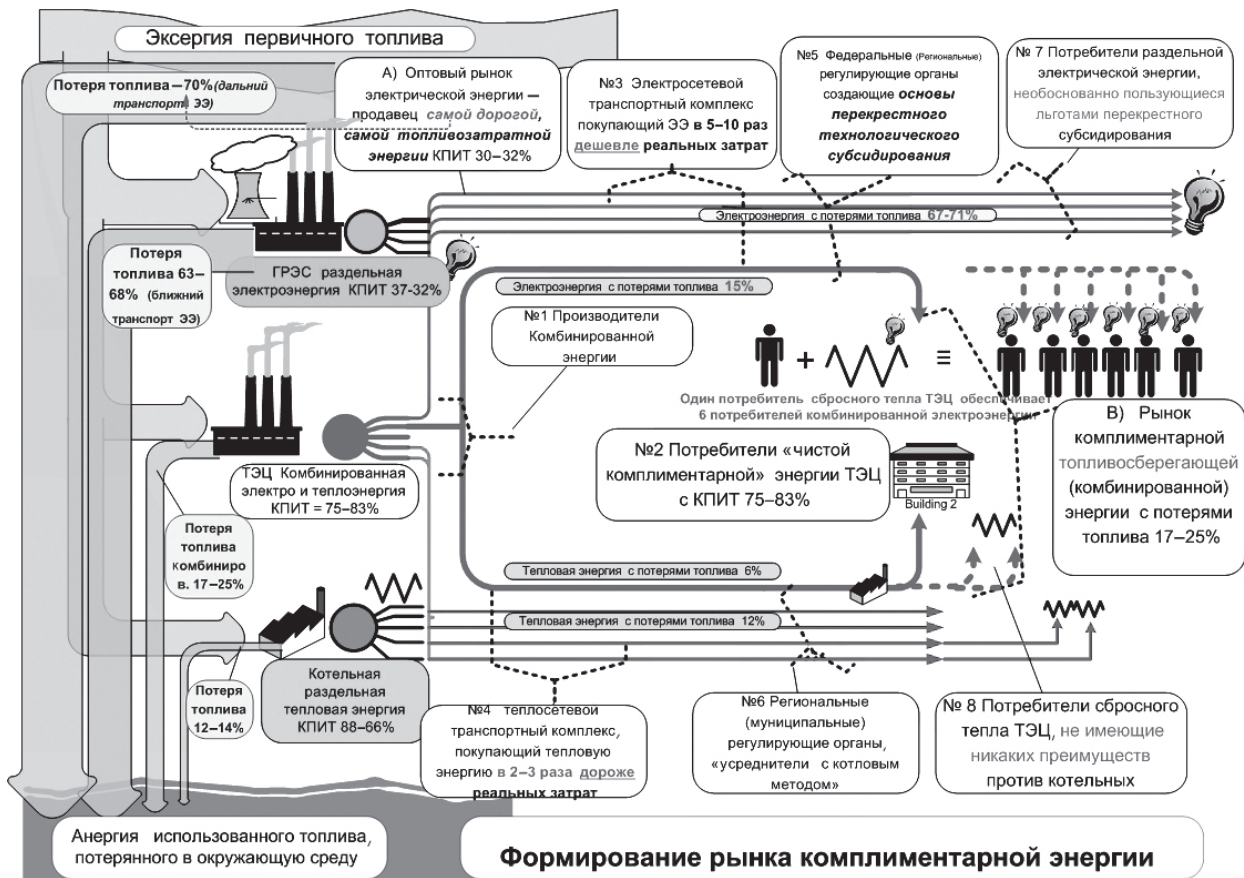


Рис. 8. Диверсификация рынка оптовой электрической, тепловой и комплиментарной энергии

Именно внедрение в практику рыночных отношений технико-экономических расчетов комплиментарной энергии как однозначно нормируемого вида энергетического товара с использованием существующей нормативной базы для теплофикационных турбин позволяет выявить и устранить абсурдные показатели в статистической отчетности 6-ти, скрытое перекрестное субсидирование топливом в энергетике крупного города и создать инвестиционно привлекательные условия для внедрения топливосберегающих технологий.

**А2. Раздельная (конденсационная) электрическая энергия (мощность)  $N_{\text{разд}}$**  (поток энергии, рис. 8) производится со сбросом тепла в окружающую среду. Основной характеристикой раздельной (конденсационной) электроэнергии является низкий 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 со сверхкритическими параметрами пара КПИТ — не более 37–39 %. И только для самых современных парогазовых установок, сжигающих высококачественное топливо — природный газ, с температурами цикла до 1100–1150 °С, использующих только конденсационный способ производства, КПИТ поднимается до 53–56 %. На рис. 8 показаны энергетические потоки превращения эксергии первичного топлива в анергию окружающей среды. Именно при производстве и дальнейшем транспорте конденсационной энергии основная часть топлива (67–71 %) в виде безвозвратных потерь превращается в анергию окружающей среды.

### Всеобуч для аналитиков теплоэнергетики

Что такое эксергия и анергия?

**Эксергия** — высококачественная энергия тела, которая может производить полезную работу. **Анергия** — низкокачественная энер-

гия окружающей среды. Первичное топливо до сжигания содержит энергию в виде эксергии. При сжигании топлива вся энергия топлива из эксергии превращается в анергию! Закон сохранения энергии есть, и он выражается через равенство суммы:

$$\text{Энергия} = \text{эксергия} + \text{анергия.}$$

Закона сохранения эксергии нет! Задача творческих квалифицированных инженеров — аналитиков теплоэнергетиков — найти технические, экономические и политические решения для перехода высококачественной эксергии топлива в низкокачественную анергию окружающей среды с максимальной эффективностью.

**А3. Раздельная тепловая энергия**  $Q_{\text{разд}}$ , не участвующая в производстве электроэнергии, — тепло, полученное от непосредственного сжигания топлива в паровых и водогрейных котлах. Несмотря на довольно высокий КПИТ (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, в отопительных котлах эксергия первичного топлива, пригодная для производства высококачественной электрической энергии, бездарно выбрасывается в виде анергии (75–80 %) в окружающую среду (см. пример 3).

*В. Два вспомогательных вида энергетического товара, не подлежащие нормированию и регулированию*

Вспомогательные (вторичные) виды энергии мощности и мощности — обычное для нашей повседневной практики бесконечное сочетание трех видов основных (первичных) видов энергии и мощности:

**В1. Смешанная электрическая энергия** — энергия, отпускаемая с шин электростанции в электрическую систему, она равна сумме раздельной электрической и комбинированной электрической энергии:  $N_{\text{сум}} = N_{\text{разд}} + N_{\text{тф}}$ .

**В2. Смешанная тепловая энергия** — энергия, отпускаемая с коллекторов электростанции в тепловую систему, она равна сумме раздельной тепловой и комбинированной тепловой энергии:  $Q_{\text{сум}} = Q_{\text{разд}} + Q_{\text{тф}}$ .

Для вспомогательных (вторичных) видов энергии и мощности не требуется ни нормирование, ни регулирование основных технико-экономических и коммерческих показателей. Все необходимые показатели статистической отчетности определяются как арифметическая сумма бесконечного множества сочетаний нормируемых составляющих первичных (основных) видов энергии и мощности по раздельному и комбинированному способу производства и потребления.

Универсальный термодинамический метод анализа при  $t_{\text{гс}} = 80^\circ\text{C}$  (см. рис. 2, 3, пример 1)

Показатель	Расчеты при 200 мВт и 200 Гкал/ч	Расчеты при 130 мВт и 200 Гкал/ч
Топливо на электроэнергию, т у.т./ч	$200 \times 0,362 = 72,4$	$130 \times 0,385 = 50,05$
Топливо на тепло, т у.т./ч	$200 \times 0,0285 = 5,7$	$200 \times 0,0345 = 6,9$
Сумма, т у.т./ч	78,1	56,95

Статистический метод анализа при  $Q = 200$  Гкал/ч,  $t_{\text{гс}} = 80^\circ\text{C}$  (см. рис. 6, 7)

Выработка на тепловом потреблении ( $W = 0,64$ ) $Q_{\text{тф}}$ , мВт	$200 \times 0,64 = 128$	$200 \times 0,64 = 128$
КПИТ нетто ТЭЦ (при $N_{\text{тф}} = 128$ мВт), %	76,5	76,5
КПИТ по электрическому графику, %	48,3 % при 200 мВт	37,5 % при 130 мВт
Топливо на комбинированную энергию, т у.т./ч	$(200 + 128 \times 0,86) / (7 \times 0,765) = 57,9$	$(200 + 128 \times 0,86) / (7 \times 0,765) = 57,9$
Топливо на раздельную электроэнергию по электрическому графику, т у.т./ч	$(200 - 132) \times 0,86 / [7 \times (0,483 + 0,372) / 2] = 20,7$	$(130 - 128) \times 0,86 / (7 \times 0,375) = 0,7$
Итого топлива, т у.т./ч	$57,9 + 20,7 = 78,6$	$57,9 + 0,7 = 58,6$
Несходимость результатов, %	$(78,6 - 78,1) / 78,6 = 0,63$ %	$(58,6 - 56,05) / 58,6 = 3,58$ %

*Как считать и нормировать расход топлива с помощью графиков «КПИТ нетто ТЭЦ» и «КПИТ электрического графика»?*

**Пример 6.** Как изменится энергоемкость топливоиспользования при снижении электрической нагрузки от 200 до 130 мВт при неизменной тепловой мощности  $Q_{\text{сум}} = 200$  Гкал и температуре сетевой воды 80 °С.

**Выводы.** Метод термодинамики и метод статистической отчетности дают близкие результаты расчета и взаимно дополняют друг друга для выявления издержек производства и разработки технических предложений. Метод термодинамики более универсальный, всережимный, зависит только от качественных начальных и конечных параметров работы ТЭЦ и теплосети ( $t_{\text{ТС}}$ , °С), 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 при учете всех количественных показателей: отпуска тепла, КПИТ<sub>Тф</sub>, КПИТ по электрическому графику. Оба метода нужны для анализа издержек производства, но для организации рыночных отношений необходимо применение метода Вагнера [10, с. 252].

*Как регулировать энергетику без скрытого перекрестного субсидирования*

Примером подмены регулятором объективных первичных технологических показателей на субъективные вторичные показатели является политизированная статистическая отчетность о работе тепловых

электростанций по форме 6-тп, приведенная фирмой ОРГРЭС в обзоре показателей топливоиспользования за 2004 год (табл. 4). 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 и регулятора не смущает то, что в существующую отчетность включены такие абсурдные показатели, как КПИТ тепловой энергии (108,4 %) вместо реального значения 80,4 % и техническая безграмотность в виде 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 массового строительства ТЭЦ и мини-ТЭЦ и других топливосберегающих технологий.

#### Заключение

Глубинная суть противоречий и кризиса в развитии российской энергетики — принятие регуляторами (Минэкономразвития, ФСТ, РЭК) и менеджерами от энергетики важнейшего свойства энергии — **неразрывности производства и потребления** тепловой и электрической энергии. Для однопро-

Таблица 4

**Скрытое перекрестное субсидирование топливом электроэнергетики за счет потребителей сбросного тепла ТЭЦ по форме 6-тп [10, с. 10, табл. 3.2]**

Показатель	Существующая статистическая отчетность (форма 6-тп за 2004 год)	Вариант пересчета	
		Комбинированная энергия ТЭЦ	Раздельная энергия ТЭЦ
Удельный расход на эл. энергию, г у.т./кВт·ч	269	157	308
КПИТ, %	45,6*	78,2	39,9
Удельный расход на тепло, кг у.т./Гкал	131,8	183	178
КПИТ, %	108,4**	78,2	80,4
КПИТ в целом ТЭЦ, %	66,97	78,2	45,95

\* Техническая безграмотность — КПИТ более 40%; \*\* явный абсурд — КПИТ более 100%.

дуктового рынка энергетической продукции (конденсационной электроэнергии ГРЭС или тепловой энергии для котельной) игнорирование этого свойства приводит только к необоснованному росту тарифов. Отсутствие учета неразрывности производства и потребления на ТЭЦ становится причиной массированного перекрестного субсидирования 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.

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

Существующие на сегодня методы распределения затрат (физический, энергетический, тепловых потоков) не отражают технологию производства и не отвечают рыночным экономическим условиям. Если физический метод и был допустим в период плановой экономики, когда совокупный эффект от работы ТЭЦ централизованно перераспределялся и выбор метода не имел принципиального значения, то с переходом к рыночным отношениям он оказался 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, с. 8] — это 100 %-й 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 «Альткотельной» прощайте на очередные 20 лет топливосберегающие технологии: ТЭЦ, мини-ТЭЦ, так и не родившиеся 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 будет непривлекательно для инвестиций! И тогда вместо обоснованных и прозрачных тарифов в каждом индивидуальном случае всегда будет привлекаться вороватый метод RAB-регулирования!

**Андрющенко А. И.**, д-р техн. наук, участник совещания Энергетического института АН СССР и секции теплофикации 10–11 января 1950 года, авторитетнейший ученый, известный теплоэнергетик России: «...Удельные расходы топлива на электроэнергию от ТЭЦ удельные расходы на тепло от ТЭЦ не являются объективными показателями совершенства ТЭЦ. Более того, их применение для формирования тарифов тормозит развитие теплофикации городов и приводит к перерасходу топлива» [12].

**Бродянский В. М.**, д-р техн. наук: «...Дискуссия о распределении затрат и расходах топлива на ТЭЦ между электроэнергией и теплом тянется уже много лет. Сейчас она приняла принципиальный характер и далеко вышла за пределы частного вопроса о распределении затрат на ТЭЦ. По существу, это один из участков общего фронта борьбы между административной чиновничьей системой управления народным хозяйством и управлением, основанным на научной базе и учете законов экономики. Считаю необходимым высказать некоторые соображения, связанные с этим застарелым делом.

**Первое**, о чем необходимо сказать, это о так называемом “физическом” методе. Он вообще не может обсуждаться как нечто, имеющее хотя бы самое слабое научное обоснование. Это типичное порождение эпохи, когда нужно было во что бы то ни стало показать, что мы “впереди планеты всей”. Применительно к энергетике это означало, что один из основных показателей ее уровня — удельный расход топлива на 1 кВт/ч электроэнергии у нас должен быть лучше, чем “у них”. Был найден гениально простой путь.



Из школьной физики известно, что тепло эквивалентно работе (второе начало термодинамики, которое объясняет, что это не совсем так, в школе не проходят). Опираясь на эту эквивалентность, можно вполне законно, “по физике”, списать лишнее топливо с электроэнергии на тепло, благо теплофикация у нас широко распространялась. Сразу, без кропотливой работы по подъему технического и организационного уровня энергетики, мы вырвались таким нехитрым путем на “первое место” в мире. То, что вызывало и вызывает до сих пор улыбки специалистов во всем цивилизованном мире, не принимается у нас во внимание.

Мне неоднократно во время бесед с западными специалистами приходилось касаться этого вопроса. Им очень трудно объяснить, в чем тут дело. Они никак не могут понять, как можно “на равных” складывать тепло и электроэнергию или принимать, что КПД ТЭЦ намного выше, чем КПД КЭС, а КПД котельной выше, чем той и другой. Все это им представляется диким (в чем они правы). А поскольку они (тоже справедливо) относятся с уважением ко многим нашим энергетикам и термодинамикам, то им остается искать объяснение в тайнах “русской души” или в давлении “коммунистической идеологии”.

Только специалисты из ГДР и ПНР прекрасно понимали, в чем дело. Их энергетическое начальство копировало наши глупости, а попытки исправить ситуацию упирались, так же как и у нас, в министерские завалы. Сейчас, насколько мне известно, в восточной части Германии и в Польше вся эта “физическая” методика отпадает.

В КНР тоже следовали нашей “методике”, поскольку вся теплофикация делалась по нашему образцу. Теперь они постепенно выходят на современный уровень понимания термодинамики и даже собрали у себя международную эксергетическую конференцию.

Таким образом, в ближайшее время мы остаемся единственными в мире энергетиками, “верными принципам”, отвергающим как второе начало термодинамики (установленное, как известно, еще в 1824

году), так и законы экономики, утверждающие (с еще более раннего времени), что цены, при всех колебаниях конъюнктуры, в среднем следуют уровню общественно необходимых затрат производства. Но сколько времени это может продолжаться и к чему приведет?

**Второй вопрос**, который возникает в связи с изложенной ситуацией: почему столько деятелей энергетики (министерские чиновники, представители других организаций, научного мира) упорно отстаивают явно неверные положения?

Относительно чиновников тут все ясно и особого анализа не требуется, раз велено, значит надо. Что касается ученого мира, то тут дело сложнее. До последнего времени я никак не мог понять, в чем корень непонимания ими очевидных вещей (не говоря, конечно, о нескольких действительно высококвалифицированных специалистах, которые прекрасно все понимают). Я naïвно полагал, что после опубликования статей Денисова, Гладунцова и Пустовалова, моей в журнале «Теплоэнергетика» (№ 2 за 1980 г.) вопрос будет снят, поскольку все разжевано подробнейшим образом. Такая уверенность опиралась на то, что во всех них, по существу, не было абсолютно ничего принципиального нового. Просто было собрано и проанализировано то, что давно известно, и несомненно, и бесспорно.

Но самое интересное состоит в том, что сторонники “физического” метода не хотят прислушаться даже к тому, что говорят сами ТЭЦ! А они хотя и не знают термодинамики, но выполняют требования ее законов неукоснительно.

По опыту Мосэнерго, Ленэнерго и других энергосистем России знаем: тепловая нагрузка может изменяться в пределах максимальной примерно до 20 %. **В этом диапазоне прирост расхода топлива на отпуск тепла (при неизменной электрической нагрузке) составляет от 48 до 82 кг/Гкал. Эти показатели, полученные путем прямого измерения, сомнений вызвать не могут.**

Если в этой ситуации произвести расчет по “физическому методу”, то на каждую гигакалорию нужно было бы отнести от 160

до 175 кг, т.е. в 2–3 раза больше (“удешевив” таким способом электроэнергию). На самом же деле статистика показывает, что прирост расхода топлива на отпускаемую электроэнергию составляет от 300 до 400 г на 1 кВт/ч.

Таким образом, ТЭЦ, ничего не зная о теоретических дискуссиях и указаниях начальства, дают показатели, напрямую соответствующие эксергетическому распределению, злостно игнорируя “физический” метод. Можно, наверное, и здесь при особом старании придумать какое-нибудь “физическое” опровержение, но это не изменит существа дела.

**Третье обстоятельство**, связанное с дискуссией о распределении затрат на ТЭЦ, — опасения, что отказ от “физического” метода отрицательно скажется на судьбе теплофикации, исследованию которого некоторые специалисты отдали многие годы.

Между тем правильные подходы никоим образом не посягают на преимущества теплофикации. Несомненно, комбинированная выработка тепла и электроэнергии на ТЭЦ существенно выгоднее при прочих равных условиях, чем сочетание «КЭС + котельная». Просто вместо мнимой, очень большой выгоды останется реальная, просто большая. Тем не менее, зная уровень нашей отечественной науки в части технико-экономического сопоставления вариантов, многие специалисты опасаются, что при переходе на новую методику может произойти “перебор” и теплофикация будет существенно свернута.

Эти соображения, по-человечески понятные, не должны оправдывать применение неверной методики. Дальнейшее использование показателей, не только искажающих действительную ситуацию, но и приводящих в конечном итоге к перерасходу топлива, должно быть прекращено. **Это все равно произойдет в связи с введением в энергетику рыночных законов. Соотношение тарифов на электроэнергию и тепло неизменно изменится в пользу первой.**

Все способы теплоснабжения (в том числе тепловые насосы и “коджене-

рейшн”) будут соревноваться честно, на равных стартовых условиях. Только такой путь приведет к оптимальным решениям. Теплофикация при этом, несомненно, будет занимать достойное место. За теорией останется анализ перспектив развития теплоэнергетики и поиск оптимальных решений с точки зрения экономии природных ресурсов и экологии. Здесь методы, подобные “физическому”, вообще теряют смысл...» [13].

В Минэнерго отсутствуют согласованные нормативные документы, определяющие алгоритм эффективного функционирования на оптовом рынке конкурентного отбора мощности (КОМ) электроэнергии, мощности ТЭЦ и одновременно муниципальных рынках теплоснабжения. Цены никак не соотнесены с издержками 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) еще больше вызовет рост энергоемкости российской энергетики, еще больше усугубит 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 — неразрывности производства и потребления тепловой и электрической энергии. Для однопродуктового рынка 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.

Существующие сегодня методы распределения затрат (физический, энергетический, метод тепловых потоков) не отражают технологию производства и не отвечают рыночным экономическим условиям. Если физический метод и был допустим в период плановой экономики, когда совокупный эффект от работы ТЭЦ централизованно перераспределялся и выбор метода не имел принципиального значения, то с переходом к рыночным отношениям он совершенно недопустим. Хотя эксергетический метод и предлагаемые термодинамический метод полностью отражают технологию производства, но также не отвечают рыночным условиям. Какой же выход из сложившейся ситуации?

Необходимо отделить технический анализ и отчетность при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии от политического влияния. Для анализа эффективности технологических схем, выбора технических решений, распределения тепловой и электрической энергии, составления технической отчетности нужно использовать методы, полностью отражающие суть комбинированного производства энергии, такие как предлагаемый статистический метод с удельной выработкой на базе теплового потребления. Организационную и техническую политику энергосистем и ТЭЦ следует строить на максимальном использовании эффекта теплофикации.

#### Какой же выход из сложившейся ситуации?

Нужно обязать регулирующие органы (Минэкономразвития, ФСТ, РЭК) ежегодно, до 15 мая представлять «Национальный доклад по энергоемкости валового внутреннего продукта ВВП РФ» и отвечать за количественные и качественные показатели энергоемкости российской энергетики.

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 не-

обходимо 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 максимального использовании эффекта теплофикации.

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 «Альткотельной» предлагаемой Минэнерго РФ, а от эквивалентной КЭС предложенным Вагнером [10, с. 252–253]. Оставшаяся экономия от комбинированной выработки энергии должна относиться на удешевление производства и транспорт тепловой энергии от ТЭЦ.

В 1978 году метод эквивалентной КЭС стал идеологической основой при формировании энергетического закона об использовании топлива на электростанциях и в промышленности и закона о регулировании деятельности коммунального предприятия [14] (Public Utility Regulatory Policies Act of 1978, PURPA) в США. По этому закону энергокомпаниям предписывается закупать электроэнергию и мощность, генерируемую независимыми электроустановками ТЭЦ, солнечными, ветровыми и имеющими 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. Этот закон считается наиболее успешным энергетическим законом в истории США. Он обеспечил значительную экономию топлива, ускорил строительство новых ТЭЦ и альтернативных электростанций.

Для исключения дефекта скрытого перекрестного субсидирования топливом необходимо провести диверсификацию рынка оптовой электрической, тепловой и комплиментарной энергии (см. рис. 8). Необходимо вводить новый вид энергетического товара — комплиментарную энергию — энергию, произведенную по комбинированному способу без сброса тепла в окружающую среду. В отличие от оптовой конденсационной электрической энергии, производимой с потерями первичного топлива до 68–70 %, комплиментарная электрическая энергия производится с потерями не более 17–25 %, но пользоваться этой энергией может только тот потребитель, который купил сбросную тепловую энергию от паровых турбин ТЭЦ.

**П. М. Шевкоплясов, Е. Ю. Шевкопляс:**

«Региональные службы тарифов совместно с налоговыми органами обязаны отслеживать достоверность включения в фактические издержки станций затрат на топливо, заработную плату, амортизацию, товарно-материальные ценности, уровень фактической рентабельности, **но не устанавливать предельные значения цен (тарифов)**, величину прибыли и т.д.

При комбинированном способе производства тепловой и электрической энергии на конкретной местной ТЭЦ идеальным розничным рынком (торговой площадкой) по прямым свободным договорам производителя с потребителями является территория города, расположенная в радиусе охвата ее сетями теплоснабжения местной ТЭЦ. На этом рынке в полной мере проявляются все преимущества теплофикации при оперативном расчете цен и **использовании обоих начал технической термодинамики.**

В результате цены на тепло будут в **два-четыре раза ниже сегодняшних**, поскольку устраняется перекрестное субсидирование электрической энергии за счет тепла, отпускаемого местным потребителям. Цены на электроэнергию от расположенных в центре энергоснабжения местных ТЭЦ [с КПИТ 75–83 %. — *Примеч. А.Б.*] возрастут до их фактических значений при

конденсационной выработке, но они будут все равно будут гораздо ниже равновесных цен оптового рынка энергии и мощности (ОРЭМ), “транслируемых с оптового рынка”, поскольку **устраняется множество посредников и виртуальный оборот электроэнергии** от этой ТЭЦ сначала в Москву к администратору торговой сети (АТС) ОРЭМ, а затем с оптового рынка через систему виртуальных, воображаемых “гарантирующих поставщиков” к реальным потребителям местного розничного рынка.

Фактически никакого оборота электрической энергии от местных ТЭЦ всех ТГК (а также ОГК) сначала в Москву на ОРЭМ, а затем обратно к местным потребителям не существует в физической природе отрасли. Электроэнергия как поступала к местным потребителям от генераторов ТЭЦ с напряжением до 35 кВ по распределительным сетям 6–100 кВ, так и продолжает поступать согласно объективным физическим законам электротехники, **вне зависимости от юридических “законов” и “правил”** формирования и функционирования механизма ОРЭМ. С ОРЭМ электроэнергия местным потребителям может поступать через распределительные сети только от сетей напряжением 220 кВ [с КПИТ 30–32 %. — *Примеч. А.Б.*], при условии что местные станции не обеспечивают фактический спрос» [6, с. 14–15].

«Сегодня всем участникам рынка энергии навязано одностороннее толкование понятия “маржинальная цена” оптового рынка как истина в последней инстанции, как цена энергии только по топливной составляющей (неполных) издержек от станции, замыкающей энергетический баланс ценовой зоны оптового рынка с предельными самыми высокими переменными издержками и самыми высокими узловыми ценами, транслируемыми (т. е. посылаемыми вдогонку за электроэнергией) на розничных рынках. Полные издержки и цена энергии расчленены на две составляющие: постоянная часть цены за мощность (так называемый конкурентный отбор мощности, КОМ) и переменная — за



энергию. **Цены за энергию на границах ответственности сторон должны рассчитываться, а не “транслироваться” неизвестно откуда»** [6, с. 86].

«Сегодня абстрактные, завышенные цены продаж энергии от генераторов станции по точкам поставки для всей электроэнергетики России определяются единственным административным органом, осуществляющим ценообразование на электроэнергию на уровне ОРЭМ на основании юридического закона «Об электроэнергетике» в большей части без учета физических законов технологии электроэнергетического производства в процессе ценообразования заранее, до фактической генерации и отпуска энергии потребителям. При этом цены, согласно торговому графику генераторов на ОРЭМ, почти на 100% противоречат ценам по фактическому. **Цена полностью оторвана от издержек производства энергии.** Алгоритм расчета на цен ОРЭМ существует сам по себе, издержки генераторов — сами по себе» [6, с. 91].

### Выводы

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 и 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, еще в 1953 году [3, с. 383], в «Теплотехническом справочнике» 1958 года [15, с. 14].

Термодинамический и статистический методы расчета энергоемкости позволяют

осуществить качественный анализ технико-экономических показателей работы ТЭЦ, адекватно отражающих 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.

В системе анализа и нормирования расходов топлива необходимо внедрение дополнительного показателя — КПИТ. Этот показатель должен быть применен отдельно для потребителя (КПИТ потребителя) и отдельно для производителя тепловой и электрической энергии (КПИТ производителя).

Существующая система нормирования технико-экономических показателей теплофикационных турбин, основанных на физическом методе и методе тепловых потоков распределения затрат, искусственно привязанных к количественным показателям, не отражает **технологическую суть комбинированного производства** тепловой и электрической энергии и **не отвечает существующим рыночным условиям.**

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  $U$ , %.

Несмотря на то что самые уважаемые ученые, специалисты И. А. Андрющенко, В. М. Бродянский и многие другие ученые и специалисты в течение 20–30 лет категорически отрицают применение физического метода и их модификаций, менеджмент естественной монополии – электроэнергетики федеральных ГРЭС, ОРЭМ электросетевого комплекса, крупнейших потребителей электроэнергии устойчиво и упорно игнорирует дефект скрытого перекрестного субсидирования топливом, обеспечивающий рынок сбыта федеральных ГРЭС.

Для решения экономических задач, связанных с определением себестоимости, цены на энергию необходимо исходить из прин-

ципа равенства затрат на электроэнергию с применением метода эквивалентной КЭС.

ТЭЦ — это высокие технологии. Только ценообразование на основе маржинального дохода, соответствующее рыночным условиям с применением термодинамического и статистического метода анализа энергоёмкости, отвечающей технологии производства энергии, позволит поставить топливосберегающую и энергосберегающую политику России на достойное место.

#### Литература

1. *Вопросы определения КПД теплоэлектроцентралей*: Сб. ст. / Под общ. ред. А. В. Витера. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1953.
2. *Горшков А. С. Техникоэкономические показатели тепловых электростанций*. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1949. 287 с.
3. *Лукницкий В. В. Тепловые электрические станции промышленных предприятий*. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1953. 472 с.
4. *Методы оптимизации режимов энергосистем* / Под ред. В. М. Горншейна. М.: Энергоиздат, 1981. 336 с.
5. *Основные принципы распределения удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии, применяемые в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения*. Слайды к проекту приказа / Минэнерго РФ. [М.,] 2013. 10 слайдов, 14 с.
6. *Шевкоплясов П. М., Шевкоплас Е. Ю. Ценообразование на оптовом и розничном рынках энергии на основе маржинального дохода*. СПб.: ПЭИПК, 2012. 131 с.
7. *Бененсон Е. И., Иоффе Л. С. Теплофикационные паровые турбины*. М.: Энергия, 1976. 264 с.
8. *Богданов А. Б. Котельнизация России — беда национального масштаба. Максимальная выработка на тепловом потреблении — основа топливосбережения* // Энергорынок. 2008. № 2. С. 46–51.
9. *Богданов А. Б. Анализ показателей теплофикационных турбин по относительным природстам* // Новости теплоснабжения. 2009. № 5. С. 30–37, № 11. С. 34–41.
10. *Шаргут Я., Петелла Р. Эксергия*. М.: Энергия, 1968. 280 с. URL: <http://exergy.narod.ru/shargut-petela.pdf>.
11. *Обзор показателей топливоиспользования ТЭС АО энергетики и электрификации и АО ТЭС России за 2004 г./ ОГРЭС. М., 2005. 101 с.*
12. *Андрющенко А. И. О разделении расходов топлива и формирование тарифов на электроэнергию и тепло* // Теплоэнергетика. 2004. № 8. С. 77–78.
13. *Бродянский В. М. Письмо в редакцию* // Теплоэнергетик. 1992. №9. С. 62–63. URL: <http://exergy.narod.ru/Brodyanski-pismo.pdf>.
14. *Семенов В. А. Оптовые рынки электроэнергии за рубежом*. М.: Энас, 1998. 190 с.
15. *Теплотехнический справочник: В 2 т.* / Под ред. С. П. Герасимова. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1958. Т. 2. 672 с.