



# ЧВЭ И ЧНЭР РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

**А. Б. БОГДАНОВ**

Главный специалист отдела энергоресурсосбережения и энергoeffективности «МРСК Сибири»

## Быть открытым перед обществом

В докладе ООН «Доклад о развитии человеческого потенциала в Российской Федерации 2009г. Энергетика и устойчивое развитие<sup>1</sup>» приведены данные по положению России в рейтинге стран по уровню энергоемкости ВВП России в 2000г и 2006г. (Рис. 1, 2) В докладе Президиума Государственного Совета РФ от 2 июля 2009гг. Архангельск «О повышении энергоэффективности российской экономики<sup>2</sup>» приведен вывод что «.... высокая энергоемкость российского ВВП – это не «цена холода» а наследие плановой экономики, от которого за последние 17 лет так и не удалось избавиться...»

Мне, как технарю проработавшему 38 лет в большой энергетике, не-посредственно на ТЭЦ, в энергосистеме, в крупнейшей инжиниринговой фирме, в крупнейшем электросете-

вом комплексе чрезвычайно обидно читать строки этого доклада. В отличии от PR, который как «кот-Баюн» усыплять общественное мнение раздужными, убаюкивающими лозунгами, я не могу разделить восторг от того, что ».. в 2000–2008 годах после долгого отставания Россия, вырвалась в мировые лидеры по темпам снижения энергоемкости ВВП..», и гордится тем, что по энергоемкости внутреннего валового продукта Россия перешла со 141 места до 133 место! Вещи надо называть своими именами. Это плата за бездарное регулирование путем усреднения «всех, за счет всех!» Это национальный по-зор «рыночного регулирования энергетикой»!

С принятием Указа Президента от 4 июня 2008г №889 о снижении к 2020 году энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации не менее чем на 40 процентов по сравнению с 2007 годом,

в стране началась широкомасштабная и планомерная работа по снижению энергоемкости ВВП. Принят федеральный закон 261-ФЗ от 26 ноября 2009г «Об энергосбережении...», развернута огромная работа по повышению энергетической эффективности производства и потребления. Спустя год от принятия первой программы в 2009г была переработана и утверждена вторая редакция Государственной программы РФ от 27 декабря 2010 года №2446-р «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года».

На первый взгляд, кажется, что все пошло хорошо, все правильно. Энергоэффективности посвящены десятки форумов, симпозиумов. Все говорят правильные слова, эффективные лозунги об энергосбережении. Но...! Что-то не то! Все мелко! Как говорится «переводим кровь на воду» Все завалено потоком восторженной

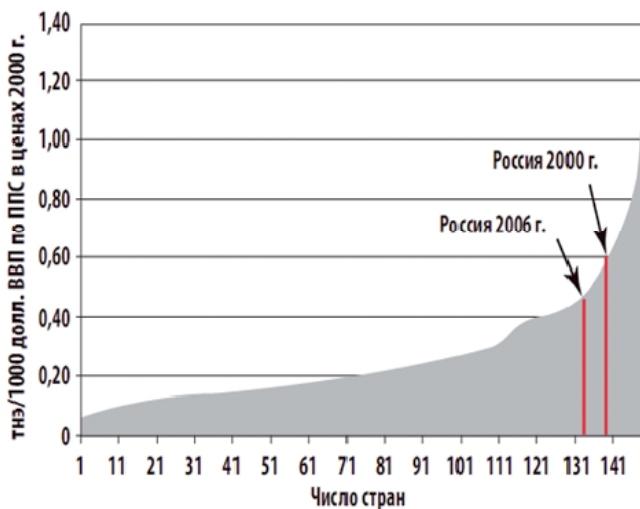


Рис.1 Положение России в рейтинге стран по энергоемкости ВВП в 2000 и 2006 годы. Источник: Рассчитано по данным Международного энергетического агентства.

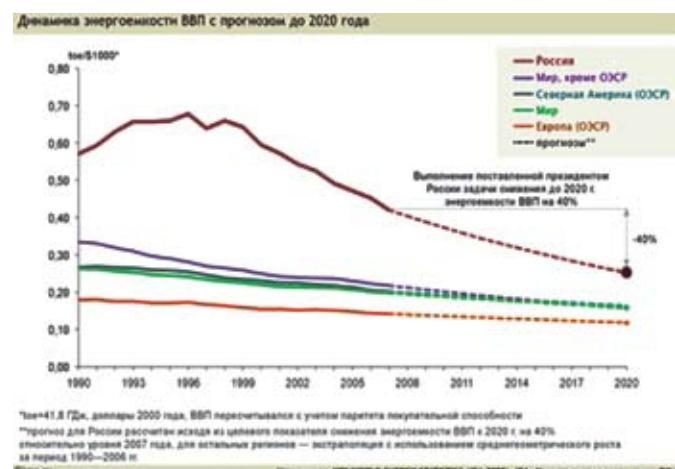


Рис.2 Прогноз динамики снижения Энергоемкости различных стран к 2020 году

1 ООН Россия «Доклад о развитии человеческого потенциала в Российской Федерации 2009г Энергетика и устойчивое развитие» стр. 96 рис. 5.1  
2 Президиум Государственного совета РФ. Доклад «О повышении энергоэффективности российской экономики» Архангельск 2 июля 2009г стр. 6



второстепенной, шумовой информации. Нет конкретных, конечных численных показателей по энергоемкости в целом по стране, по регионам, по министерствам. А раз нет конкретики в показателях, то нет и конкретной ответственности!

На учебных занятиях с заказчиками по организации и проведению энергетического аудита возникает чувство, того что, все мы вовлечены в модную игру, не играть в которую, нынче нельзя! Одни участники игры делают вид что организуют, другие участники игры делают вид, что выполняют. Главное сегодня быть в игре, что-то сказать, отчитаться! А там видно будет!

Россия, как и страны бывшего Советского Союза, замыкая рейтинг стран, отстают от передовых стран по энергоемкости более чем в 3-3,5 раза ( $0,42/0,12$  тонн нефтяного эквивалента/ $1000\$$  ВВП) Даже поставив и выполнив, в общем, то скромную задачу снижения энергоемкости ВВП на 40% к 2020 году энергоемкость ВВП России, будет в 2÷2,5 раза выше чем среднемировая величина. Вопрос, чем же тут гордится? Сто пятым местом в рейтинге стран?

Технические и технологические проблемы снижения энергоемкости ВВП известны давним, давно. Но как, ни странно, дело не в технических проблемах. Необходимо понять методологию проблемы снижения энергоемкости России. Так, например, если КПД котельных составляет  $75\div80\%$  вместо реального достижимого значения  $85\div90\%$  то это, скорее всего, действительная техническая задача конкретной технологической схемы. Но, если же КПД котельных составляет  $25\div30\%$ , то это уже не техническая, а политическая задача общества. Значит «собственнику» таких котельных проще решить вопрос по скрытому перекрестному субсидированию топливом неэффективных котельных, за счет потребителей тепла эффективных котельных. Сделать

единные тарифы по городу, по району, поселению, это самая сокровенная мечта, палочка выручалочка для таких монополистов, собственников, регуляторов, мэров. Исчезает конкретика и ответственность! Знания не нужны, можно обойтись общими словами!

В условиях, когда общество не может перейти к полностью рыночным отношениям, скрытое субсидирование топливом, должно быть переведено в явное, управляемое целевое субсидирование, либо ваучерами. Перекрестное субсидирование это социальная и политическая задача общества, и решать эту задачу надо открытыми политическими решениями, а не традиционно скрытым технологическим и политическим «котловым» субсидированием «всем за счет всех». Не одно десятилетие, говорится об одних и тех же технических и технологических проблемах и успехах. А о вот самом главном, как в условиях перекрестного технологического субсидирования топливом на так называемом псевдо рынке прекратить непрерывный рост энергоемкости, нет ни слова. Это уже не сколько техническая задача общества, а скорее политическая и социальная задача общества<sup>3</sup>.

#### **Федеральному и региональным регуляторам энергетики надо быть открытым и честным перед обществом!**

Еще в 1897г итальянский экономист и социолог Вильфредо Парето сформулировал гениальный простой и фундаментально правильный принцип анализа проблем, так называемый «принцип Парето», или принцип 20/80 – эмпирическое правило, который в наиболее общем виде формулируется как: **«20% усилий дают 80% результата, а остальные 80% усилий – лишь 20% результата»**. Да, более 90 процентов мощностей действующих электростанций, 83% жилых зданий, 70% котельных, 70 процентов технологического оборудо-

ования электрических сетей и 66% тепловых электростанций было построено еще до 1990 года. Да, около четверти используемых в настоящее время бытовых холодильников было приобретено более 20 лет назад. Да, об этом надо говорить, да заменой и реконструкцией оборудования, безусловно, заниматься надо. Но это как раз и есть те 80% усилий, которые дадут только 20% успеха. Но решать же проблему снижения энергоемкости необходимо экономическими методами, методами формирования энергоресурсосберегающей рыночной тарифной политики, адекватно отражающей затраты первичного топлива, методами исключающими политизированное скрытое перекрестное субсидирование электроэнергетики за счет теплоэнергетики. Это и есть 20% усилий, которые дают 80% результата.

В чем же коренная причина Чрезвычайно Высокой Энергоемкости (ЧВЭ) российской электро и теплоэнергетики? Что, российские технари не знают энергоэффективных технологий? Нет, конечно – же, знают! О технических проблемах энергосбережения сказано много в различных статьях и в том числе в моих публикациях<sup>4</sup> и на сайте [www.exergy.narod.ru](http://www.exergy.narod.ru) Но в этой статье мы поведем разговор не сколько о технических проблемах, и не о новейших научных разработках. Они известны более 40-60 лет и не внедряются! С технологической точки зрения у энергетиков России нет не решаемых технических проблем! Все технологии энергоресурсосбережения хорошо отработаны и апробированы не только за рубежом, но и непосредственно у нас в России.

Разговор пойдет о бездействии многочисленных регуляторов энергетики, о том, что политизированный регулятор не хочет видеть и ограничивает свою ответственность и формальное участие за универсальным ответом «**вопросы реализации инновационной системы ценообразования**

3 А. Б. Богданов Перекрестное субсидирование в энергетике России//Журнал «Энергогорынок» 2009, №3, с.55 – 60 <http://exergy.su/er2009 – 03.pdf>

4 А. Б. Богданов «Ангрия и энергосбережение» Техлоэнергоэффективные технологии №32010 год стр. 6 – 14.

<http://www.exergy.narod.ru/tt2010 – 03.pdf>



**на рынках энергии... к компетенции ФСТ России не относятся...»** (смотри вставку ответ ФСТ Шевкоплясову П. М.) Не имея конкретных технологических показателей определяющих эффективность и ответственность регулирующих органов, можно десятилетиями преданно заверять о высоких идеалах энергоресурсосбережения в России, не принимая никаких ответственных решений. Вот уже более десяти лет мной публикуется цикл статей с необходимости перехода на тарифообразование на основе маржинальных издержек. Приводятся выдержки из многочисленных классических зарубежных учебников, авторов статей имеющих 30 – 50 летний опыт. (см. вставку *Тарифный и нагрузочный менеджмент. Французский опыт*) Но регулирующие органы, своим практическим бездействием доказывают, что «вопросы, поставленные... к компетенции ФСТ России не относятся» до того момента, когда Президент РФ или Председатель Правительства РФ не усомнится в компетенции ЧНЭР энергетики.

Цель настоящей статьи заключается в осмыслении того, что главнейшей причиной высокой энергоемкости энергетики России является: а) противоречивость политических решений и тарифного регулирования экономики электроэнергетики; б) оторванность политического регулирования от технологической сути производства, транспорта и распределения электрической и тепловой энергии. Проводниками неэффективной, энергоемкой энергетической политики являются **Чрезвычайно Неэффективные Энергетические Регуляторы<sup>5</sup> (ЧНЭР): – на федеральном уровне – ФСТ России; на региональном уровнях – РЭК, а также организаторы оптового раздельного рынка электроэнергии, игнорирующие технологию производства и реализацию комбинированной тепловой энергии.**

5 А. Б. Богданов «Как снизить энергоемкость экономики страны» Коммунальный комплекс России №3; 4; 52011г; <http://exergy.su/kkr2011-03.pdf>

6 А. Б. Богданов «О принципах анализа маржинальных издержек» Энергорынок №102009 год стр. 52 – 55 продолжение статьи <http://exergy.su/er2009-10.pdf>

Серия: «Настольные статьи для ЧНЭР»

Шевкоплясову П. М. От 15 марта 2010 года НБ-2048/14

Федеральная служба по тарифам в соответствии с письмом Аппарата Правительства Российской Федерации от 1 марта 2010 года №П9 – 6198 рассмотрела обращение Шевкоплясова Павла Михайловича от 19 января 2010 года по вопросу реализации инновационной системы ценообразования на рынках энергии.

В соответствии с Положением о Федеральной службе по тарифам, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 года №332 (с изменениями на 20 февраля 2010 года), **вопрос, поставленный в обращении, к компетенции ФСТ России не относится.**

Поскольку в соответствии с Положением о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 года №400, Министерство энергетики Российской Федерации является федеральным органом осуществляющим, в частности, функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию по вопросам электроэнергетики, на основании пункта 3 статьи 8 Федерального закона от 2 мая 2006 года №59-ФЗ «О порядке рассмотрения обращений граждан Российской Федерации» по согласованию с Аппаратом Правительства Российской Федерации направляю указанное обращение в Минэнерго России для рассмотрения по существу.

Приложение: копия письма Аппарата Правительства Российской Федерации от 1 марта 2010 года №П9 – 6198 и приложение к нему обращение Шевкоплясова П. М., всего на 7 листах + книга + пособие + конверт в 1 экз. только в первый адрес.

Н. Г. Бакаев

### Основы субсидирования топливом при производстве электрической энергии

С точки зрения энергоемкости энергетического производства на рынок энергетической продукции представляется **не два вида энергии:** а) электрическая энергия; б) тепловая энергия, а **три вида энергии<sup>6</sup>:** а) электрическая раздельная энергия с КПД до 34÷39%; б) тепловая раздельная с КПД до 88÷90%; с) комбинированная (комплементарная) энергия с КПД до 84÷88%.

• «Комбинированная энергия» – это тепловая и электрическая энергия, полученная при неразрывном производстве в единой технологической установке без сброса отработанного тепла в

окружающую среду на источнике энергии.

- «Комплементарная энергия» – это такая же комбинированная энергия, но уже распределенная и доставленная конечному потребителю энергии.

- Сумма «комбинированной энергии» у производителя энергии всегда равна сумме «комплементарной энергии» у потребителя.

- Вся остальная энергия, которая не входит в баланс комплементарной энергии является: а) раздельной электрической энергией и б) раздельной тепловой энергией.

Для анализа энергоемкости производства электрической энергии рассмотрим показатели эффективности на основе традиционных показателей электроэнергетики: для луч-



Серия: «Настольные статьи для ЧНЭР»

В. Лескёр. Ж. Б. Каллан. Тарифный и нагрузочный менеджмент. Французский опыт. EDF Париж Франция IEEE Transactions of Power Systems, Vol. PWRS-2, No.2 May 1987

Нагрузочный менеджмент можно рассматривать, используя побудительные мотивы комбинированных тарифов, физического контроля и программ сбыта. Общеизвестно, что маржинальное ценообразование уже почти 30 лет (с ~1957-1965 годов примечание А. Б. Богданов) управляет тарифной и коммерческой политикой EDF. И все же для повышения КПД тарифных сигналов EDF ввела в действие тарифы, основанные на маржинальной стоимости, посредством различных способов крупномасштабного контроля нагрузки, особенно для потребителей низкого напряжения..

Как многие другие коммунальные предприятия, EDF всегда придерживалось того мнения, что суть проблемы состояла в контроле всей системы с целью достижения все объемлющего оптимума для общества в целом и в определении наиболее подходящих тарифов и графиков нагрузочного менеджмента путем сравнения стоимости (включая издержки на осуществление) и прибылей как для поставщика- отражается в маржинальных затратах на производство и распределение, – так и для потребителей.

Согласно экономической теории, для того, чтобы способствовать коллективному оптимуму, коммунальное предприятие – монополист должно придерживаться 3-х правил ценообразования: удовлетворение спроса, сведения к минимуму производственных затрат и продажа по маржинальной цене. Последний принцип состоит в оповещении потребителя о стоимости, вызванной в системе предложения изменениями в его потреблении электроэнергии, через тариф. Таким образом, выбирая ту альтернативу, **которая сводит к минимуму его затраты**, потребитель сделает выбор наименьших затрат и для общества в целом.

На основании, **общей стоимости** для общества, когда энергообеспечение предоставляет собой конкурирующий вариант и имеет большой потенциал развития, предоставляется оправданным установление тарифа, который наиболее точно отражает его стоимость.

Главным следствием тарифных модификаций является очень существенная разница в маржинальных ценах между периодами с низкой нагрузкой, когда маржинальная цена равна стоимости топлива, и периодами, когда пиковые устройства с очень высокой эксплуатационной стоимостью должны вводиться в действие, а также, когда удовлетворение дополнительного спроса требует разработки нового оборудования. **Маржинальная стоимость таким образом может изменяться в отношении 20:1 между двумя экстремальными положениями.**

ших ГРЭС России: коэффициента полезного использования топлива – КПИТ [%] (рис 3); удельного расхода топлива [г. у. т/кВт. ч] (рис. 4)

Что можно сказать о перспективе повышения энергетической эффективности работы Российской электроэнергетики анализируя рис №3; 4.

**Первое.** О невыполнимости поставленной политической цели **технологическим путем** снизить энергоемкость производства электрической энергии на ГРЭС с 333гут/кВтч (КПИД с 36,9%) в 2007 году до 300гут/кВтч (КПИТ=40,95%) в 2020 году.

По данным статистической отчетности ОРГРЭС за 2007 год, ни одна из самых лучших ГРЭС, даже работающих на газе, не имеет КПД работы за год более 39,9% (рис №3800 мВт 240ата), а на угле тем более выше 36% тем более нет никого!

Основной диапазон значений КПД ГРЭС России изменяется от 33% до 37%. Мало того некоторые энергоблоки ГРЭС, как например Назаровская ГРЭС 500МВт 240ата, которые должны бы иметь КПИТ не менее 37%, а работали в 2007 году с КПИТ на уровне 29,5%.

Вывод! Рост среднегодового КПД по ГРЭС России с 36,9% до 40,95% заложенный во второй редакции государственной программы РФ от 27 декабря 2010 года №2446-р «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» технологически невыполним и нереален!

Задание не корректное! Да, по отдельным пилотным проектам значение парадного КПД 40,95% в течение 72 часов испытаний может быть и можно достичь, но более!

**Второе.** О сложившейся системе скрытого политического перекрестного технологического субсидирования топливом отрасли «Электроэнергетика» за счет потребителей сбросного тепла ТЭЦ отрасли «Теплоэнергетика».

Комбинированное производство электрической энергии на ТЭЦ с параметрами пара 35-240ата даже на самых рядовых и стареньких ТЭЦ производится с удельным расходом условного топлива 142-163 гут/кВтч

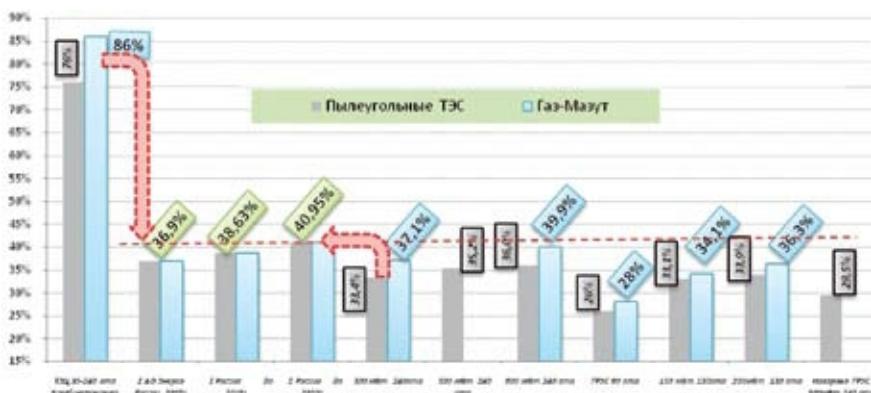


Рис. 3. Коэффициент полезного использования топлива КПИТ при производстве конденсационной электрической энергии на лучших ГРЭС и комбинированной электрической энергии на ТЭЦ (%), 2007 г.



(КПИТ=76÷86%) что, в 2,3 раза лучше передовых ГРЭС России с удельным расходом 338÷360гут/кВтч (КПИТ=36÷34%).

Именно отраслевые методические указания Минэнерго России<sup>7</sup> по определению удельного расхода топлива на ТЭЦ, вот уже более 60 лет искусственно, политически «улучшают» технико-экономические показатели работы Российской федеральной электроэнергетики за счет коммунальной теплоэнергетики<sup>8</sup> города, региона. И если в условиях плановой экономики, снижение стоимости электроэнергии за счет субсидирования топливом от коммунальной теплоэнергетики ТЭЦ, в какой-то степени было объяснимо признанием «народно хозяйственного эффекта», то с переходом к рыночным отношениям именно субсидирование топливом электроэнергетики влечет к размыканию конкретной ответственности регуляторов энергетики (ФСТ, РЭК) и непрерывному росту энергоемкости Российской энергетики.

**Третье.** Недопустимо оценивать энергоемкость энергии ТЭЦ по удельному расходу только на два вида продукции: на электрическую энергию и на тепловую энергию.

Самая распространенная ошибка менеджеров и регуляторов энергетики не владеющих методами анализа топливных издержек заключается в том, что ими делается вывод о эффективности строительства котельных только на основании высокого КПИТ работы котельной. **Любая котельная**, даже с КПИТ достигающая высокого значения до 90÷95%, по сравнению теплоснабжением отработанным паром от турбин **приносит перерасход топлива не менее 75÷80% годового расхода топлива!** Необходимо оценивать КПИТ в целом по городу (региону, предприятию) при равенстве потребления тепловой и электрической энергии конечными потребителями.

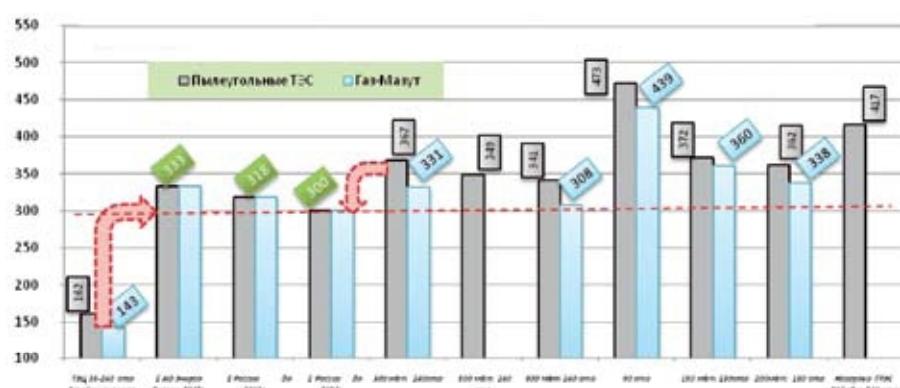


Рис. 4. Субсидирование топливом электроэнергетики лучших ГРЭС за счет комбинированной (комплементарной) электроэнергии ТЭЦ (г.у.т./кВтч) (Отчет ОРГЭС за 2007 г.)

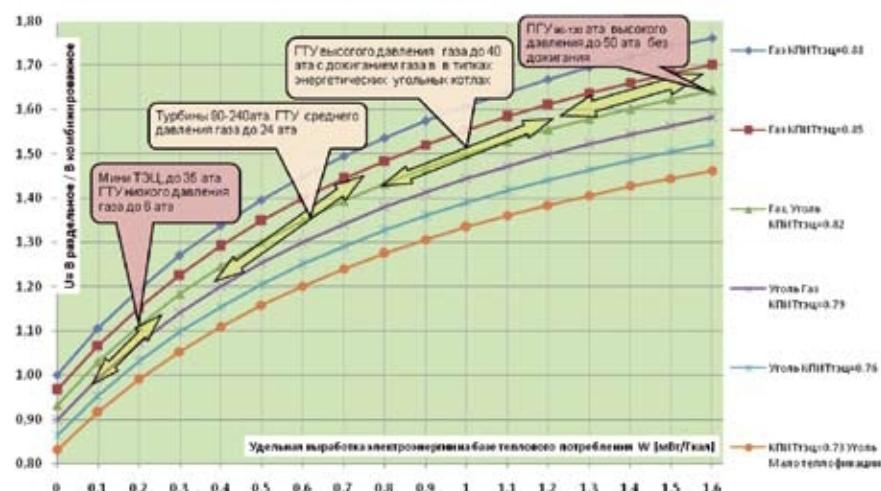


Рис. 5. Относительная энергоемкость раздельного производства энергии над комбинированным производством энергии U (о.е.) для различных технологий

ТЭЦ производящие комбинированную (комплементарную) тепловую и электрическую энергию могут иметь равное значение КПИТ, что для ТЭЦ с низкими параметрами пара (газа), что для ТЭЦ с высокими параметрами пара (газа). Конечный же итог по снижению энергоемкости должен быть оценен с учетом удельной выработки электроэнергии на базе теплового потребления –  $W$  [мВт/Гкал].

Так, несмотря на кажущееся равенство эффективности при сжигании газа с КПИТ=85% как для мини-ТЭЦ давлением газа до бата и удельной выработкой  $W=0,2$  мВт/Гкал так и для ПГУ с давлением газа 50ата и

удельной выработкой 1,6мВт/Гкал реальная разница в энергоемкости составляет в 1,48 раза. (1,64/1,11 смотри рис.№5)

Однако, регулирующие органы: ФСТ, РЭК до настоящего времени не осмыслили степень своей компетенции и ответственности за разработку качественных и количественных показателей определяющих энергоемкость производства и потребления тепловой и электрической энергии на ТЭЦ.

## Выводы:

1. Только производство комбинированной (комплементарной) энер-

7 Приказ Минэнерго России от 30.12.2008г №323 об утверждении «Инструкции по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную тепловую и электрическую энергию от тепловых электростанций и котельных»

8 А. Б. Богданов. История взлетов и падений теплофикации России. Энергосбережение №32009г стр. 42 – 47 <http://energy.su/es2009-04.pdf>



гии может обеспечить адекватное снижение энергоемкости производства тепловой и электрической энергии в России.

2. Необходимо отменить Приказ Минэнерго России от 30.12.2008г №323 об утверждении «Инструкции по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную тепловую и электрическую энергию от тепловых электростанций и котельных»

3. В инструкцию и другие нормативные материалы внести раздел о предоставлении на рынке энергии от **ТЭЦ трех видов энергии:** а) раздельной электрической, б) раздельной тепловой с) комбинированной (комплементарной) энергии.

4. Для снижения энергоемкости производства тепловой и электрической энергии необходимо прекратить искусственное политическое субсидирование топливом безымянных потребителей электрической энергии не имеющих никакого отношения к технологии энергосбережения. Весь технологический эффект от использования отработанного тепла ТЭЦ передать конкретным потребителям отработанного тепла от паровых турбин ТЭЦ. Для этого:

- Удельные затраты топлива на **комбинированную (комплементарную) электроэнергию** от ТЭЦ 143÷162 гут необходимо поднять до уровня лучших ГРЭС России (газ-308÷331гут/кВтч, уголь 349÷367гут/кВтч)

- Удельные затраты топлива на **комбинированную (комплементарную) тепловую энергию** от ТЭЦ снизить в 2÷5 раза против уровня котельных (до уровня 70÷30гут/Гкал) тем самым обеспечить постоянный спрос на отработанное тепло от паровых турбин.

### Пример практического анализа энергоемкости комплементарной энергии ТЭЦ

В качестве практических примеров анализа энергоемкости ТЭЦ без скрытого субсидирования рас-

смотрим динамику ухудшения показателей энергоемкости Новосибирских ТЭЦ за 2010 год по сравнению с 2006 годом и задачи по улучшению к 2016 году.

Из таблицы 1 и 2 наглядно видно, что несмотря на принятие закона 261-ФЗ направленного на повышение энергетической эффективности ТЭЦ г. Новосибирска и Барабинска произошло **ухудшение показателей энергоемкости буквально по всем электростанциям Новосибирска!**

Так коэффициенту полезного использования топлива КПИТ ТЭЦ-2 снизился с 69,3% до 64,88%; ТЭЦ-3 снизился 70,5% до 64,93%; ТЭЦ-4 снизился с 73,0% до 70,5%; ТЭЦ-5 снизился с 60,1% до 56,6%; ТЭЦ Барабинска снизился с 69,3% до 67,6%!

В чем дело! Парадокс! Самая новая современная Новосибирская ТЭЦ-5 с КПИТ=56,6% работает менее эффективно, чем Барабинская ТЭЦ с низкими параметрами пара КПИТ=67,6%! Ответ, конечно же, есть, но он не такой очевидный, как видят организаторы рыночной энергетики России и современные регуляторы энергетики.

Главная и видимая причина роста энергоемкости заключается в росте выработке раздельной электроэнергии! Доля конденсационной выработки электроэнергии составляет: для Барабинской ТЭЦ- 31%, а для ТЭЦ5 – 57,6%. Чем больше конденсационной электроэнергии, и чем меньше доля комбинированной (комплементарной) энергии тем хуже показатели энергоемкости энергии. Но только одного этого очень важного показателя явно недостаточно, чтобы понимать суть издержек и формировать политику снижения энергоемкости. Это только следствие, а не причина!

В отличии от существующей недостоверной системы анализа работы ТЭЦ а) по удельному расходу топлива на тепло и б) по удельному расходу топлива на электроэнергию, имеется два других более наглядных и более конкретных показателя, которые определяют все организационные и технические мероприятия и на-

правления работы по снижению энергоемкости. Это следующие два показателя:

1. **Wтэц-рез [мВт/Гкал]** удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления с учетом неиспользуемого резерва тепловых мощностей.

2. **U [о. е.]** – относительная энергоемкость раздельного производства энергии над комбинированным производством энергии

**Удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления с учетом неиспользуемого резерва тепловых мощностей – Wтэц-рез [мВт/Гкал]**

Именно эти два показателя, как лакмусовая бумага, в сочетании с принципом Паретто, могут выявить и обосновать применение именно тех 20% затрат, которые обеспечат 80% успеха в снижении энергоемкости Российской энергетики.

Анализ экономической эффективности, энергоемкости энергии необходимо осуществлять с анализа потребностей потребителя! Для ТЭЦ, именно потребитель тепла определяет все его благополучие и благосостояние. Производство комбинированной электроэнергии это побочный, второстепенный продукт, который, абсолютно всегда будет востребован на рынке. Но этот второстепенный продукт **не должен быть дешевле 95÷98%** самой эффективной конденсационной энергии ГРЭС с одинаковыми параметрами пара и на том, же виде топливе. Игнорирование де-юре, своим молчанием именно этого принципа, ЧНЭР энергетики де-факто субсидирует производство дешевой электрической энергии за счет удешевления тепловой энергии. Именно потребителям тепла должны быть отданы все выгоды от комбинированного производства электрической и тепловой энергии.

В понятиях рыночной экономики производство шнурков являются взаимно дополняемым – комплементарным товаром к ботинкам. Чем больше будет спрос на ботинки, тем больше будет спрос на шнурки. Все неразрывно и взаимно связано!



Таблица 1

Сводная таблица технологических показателей определяющих энергоемкость производства энергии Новосибирских ТЭЦ.

	Коэффициент полезного использования топлива КПИТ <sub>тэц</sub> [%]		Цель, Норма КПИТ <sub>тэц</sub> = КПИТ <sub>комбинированной</sub> [%]	Доля конденсационной выработки [%]		Резерв неиспользоваемой тепловой мощности [%]		ЧЧИМ число часов использования максимума тепловой нагрузки [час/год]		Удельная выработка на тепловом потреблении W <sub>тэц</sub> мВт/Гкал]		
	год	2006	2010	Норматив	2006	2010	2010	Норматив	2010	Норматив	2010 факт	2010 расчет
ТЭЦ-2	69,3	64,88	79 (7%газ)	23,0	30,1	34,8	5	2430	3726	0,42	0,274	0,45
ТЭЦ-3	70,5	64,93	79 (100% уголь)	24,7	38,8	35,4	5	2409	3726	0,52	0,336	0,53
ТЭЦ-4	73,0	70,5	81 (54% газ)	17,1	17,4	52,3	5	1672	3726	0,45	0,202	0,6
ТЭЦ-5	60,1	56,6	79 (100% уголь)	51,9	57,6	49,0	5	1901	3726	0,65	0,332	0,62
Сумма ТЭЦ	65,45	61,21										
Барабинская ТЭЦ	69,3	67,6	79 (10% газ)	17,3	31,0	48,0	5	1733	3726	0,22	0,102	0,36

Таблица 2.

Субсидирование энергоемкости производства раздельной тепловой и электрической энергии за счет комбинированной (комплементарной) энергии на ТЭЦ г. Новосибирска в 2010 году

	Электрическая энергия			Тепловая энергия		
	Комбинированная Эл. энергия	Раздельная Эл. энергия	Субсидированное энергоемкости	Комбинированное Текло	Раздельное Текло	Субсидированное энергоемкости
	тут/мВт*ч	тут/мВт*ч	о. е.	тут/Гкал	тут/Гкал	о. е.
2010 ТЭЦ-2	0,1600	0,483	3,021	0,186	0,181	0,9731
ТЭЦ-3	0,1582	0,362	2,288	0,184	0,179	0,9728
ТЭЦ-4	0,1617	0,423	2,616	0,189	0,181	0,9577
ТЭЦ-5	0,1625	0,337	2,076	0,184	0,179	0,9728
Σ ТЭЦ	0,1582	0,353	2,233	0,184	0,179	
Барабинская ТЭЦ	0,1720	0,5872	3,414	0,200	0,190	0,9500

Точно также и в энергетике крупного города. Электроэнергия, производимая на ТЭЦ, это 100% комплементарный товар, дополняющий производство тепла. Чем больше на рынке тепловой энергии требуется тепла от турбин ТЭЦ с температурой до 115°C, тем больше будет произведено комплементарной электроэнергии с коэффициентом полезного использования топлива КПИТ=80÷86%. и автоматически тем меньше будет меньше производится раздельной конденсационной электроэнергии с КПИТ=32÷36%!

Но стимулировать выгодным тарифом надо не всех потребителей электроэнергии. С них толку нет, они ничего не поймут и даже спасибо не скажут, а стимулировать 3÷4 кратным снижением тарифа на тепло надо только тех потребителей, которые потребляют отрабо-

танное, сбросное тепло от отборов турбин!

Конкурентная способность и благосостояние ТЭЦ определяется тем насколько качественно, и полно будут удовлетворены потребители тепловой энергии, именно потребители тепловой энергии, а не электроэнергии. Из приведенной таблицы 1 четко видно:

- Главной причиной, снижающей энергоемкость работы ТЭЦ является **значительная недозагруженность ТЭЦ по тепловой нагрузке**. Так, при нормативном числе часов использования максимума отопительной нагрузки для города Новосибирска 3726 часов, фактическое число часов использования установленной тепловой мощности ТЭЦ составляет всего 1670÷2400 часов/год (46÷65%).

- Именно нехватка теплового потребителя (до 3826 Гкал/час) ав-

томатически приводит к снижению удельной выработки электроэнергии. Так при достижимом нормативе на паровых турбинах 0,4÷0,65 мВт/Гкал реальная величина удельной выработки с учетом резерва составляет всего 0,1÷0,33 мВт/Гкал. – Это и есть **самый главный и самый сильный** показатель эффективности комбинированного производства и комплементарного потребления энергии от ТЭЦ. Вот главный показатель регулирования энергетики!

На первый взгляд, кажется, что показатель КПИТ ТЭЦ-4 являются самым высоким 70,52% и самым эффективным! Однако для анализа эффективности комбинированного производства одного этого показателя недостаточно! Хотя КПИТ топлива является одним из необходимых показателей характеризующим экономическость производства энергии, но

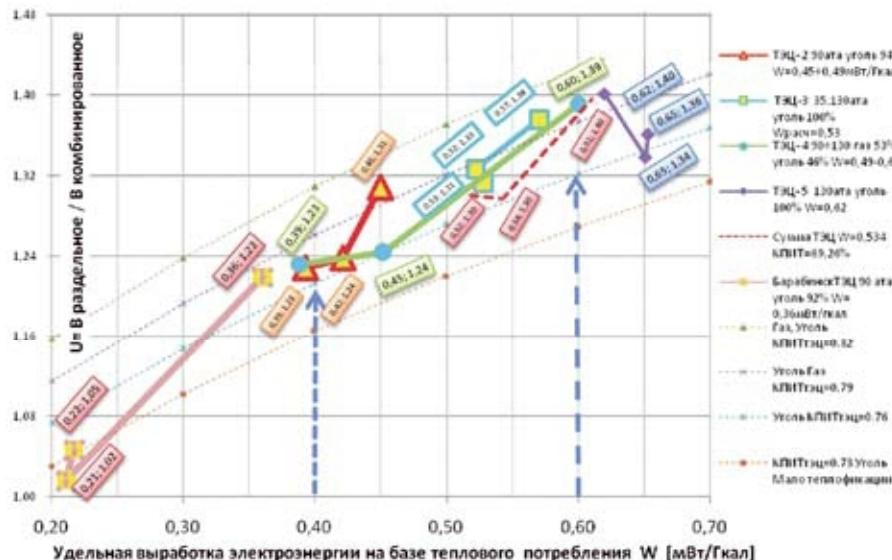


Рис. 6. Относительная энергоемкость раздельного производства над комбинированным производством для Новосибирских ТЭЦ (2006–2010 прогноз 2016)

Принято КПИТ котельной = 86% (0,166 тут/Гкал)

КПИТ ГРЭС = 35% (0,35 тут/МВт)

недостаточным условием. Требуется оценивать как по необходимому условию КПИТ [%], так и по достаточному условию:  $W$  [МВт/Гкал\*ч] – удельной выработке электроэнергии на базе теплового потребления

Относительное снижение энергоемкости  $U$  [о. е.] раздельной энергии над комбинированной (комплементарной) энергией.

Только комплексный показатель: – относительное снижение энергоемкости раздельной энергии над комбинированной энергией  $U=$ Раздельное/Вкомбинированное в зависимости по  $W$  и КПИТ позволяет четко и однозначно оценивать энергоемкость комбинированного производства энергии на ТЭЦ различными технологиями.

На рис 6 в более крупном масштабе, чем на рис 5, приведены реально достижимые цели по снижению энергоемкости конкретно для каждой из ТЭЦ города Новосибирска. А именно: для ТЭЦ-2 на 8% с 1,23 до 1,31; для ТЭЦ-3 на 7% с 1,31 до 1,38; для ТЭЦ-4 на 16% с 1,23 до 1,39; для ТЭЦ-5 на 6% с 1,34 до 1,40; и для Барабинской ТЭЦ на 20% с 1,02 до 1,22.

В целом за счет дальнейшего развития теплофикации по городу Ново-

сибирску вместо ухудшения показателя энергоемкости на 4,23% (с 65,45 до 61,21%) реально возможно улучшение показателя энергоемкости на 10% (с 1,30 до 1,40).

Рост выработки на тепловом потреблении  $W$  однозначно приводит к снижению энергоемкости производства и потребления энергетической продукции. Так, при неизменном КПИТ ТЭЦ равном 76%, рост удельной выработке комбинированной электроэнергии  $\Delta W=0,2$  МВт/Гкал (с 0,4 до 0,6 МВт/Гкал) однозначно приведет к снижению энергоемкости потребляемой энергии  $\Delta U$  на 11% (с 1,21 до 1,32). Это очень сильный показатель и именно его надо использовать для разработки технических обоснованных, инновационных проектов реконструкций ТЭЦ и тепловых сетей!

### Выводы экономического анализа энергоемкости производимой тепловой и электрической энергии в Новосибирской области

- Существующая система отчетности и анализа энергоемкости 6-тп не объективна, не отражает техноло-

гию комбинированного производства энергии

- Система основана на обеспечении технологического перекрестного субсидирования топливом производство электрической энергии за счет потребителей сбросного тепла от турбин ТЭЦ.

- Энергоемкость электрической энергии (соответственно и тариф) производимой на ТЭЦ не должна быть ниже энергоемкости электрической энергии производимой на ГРЭС с такими же параметрами пара.

- Для снижения энергоемкости энергии ТЭЦ путем исключения скрытого перекрестного технологического субсидирования

- ✓ тарифы на теплофикационную электроэнергию от ТЭЦ должны быть не ниже тарифов ГРЭС (рост в 1,5:2 раза)

- ✓ Стоимость теплофикационной тепловой энергии от ТЭЦ должна быть снижена в 2 – 3 раза

- Для того, что бы использовать существующие резервы тепловых мощностей, (до 3200Гкал/час) необходимо не просто инвестировать строительство новых ТЭЦ и котельных, а с пониманием «реперных точек теплофикации»<sup>9</sup> прежде всего:

- производить полномасштабную реконструкцию и развитие магистральных и квартальных тепловых сетей.

- производить полномасштабную реконструкцию и развитие тепловых схем станций,

- обосновывать и осуществлять строительство сезонных аккумуляторов тепловой энергии,

- обосновывать применение абсорбционных и компрессионных тепловых насосов,

- обеспечивать последовательно – параллельную работу базовых ТЭЦ и пиковых котельных

- и т.д. и т.п.

- Все эти мероприятия должны обеспечить инвестиционную привлекательность для: а) производства базовой и полубазовой тепловой энергии с максимально полной загрузкой теплофикационных отборов турбин с температурой до 110°C с числом часов использования

9 Богданов А. Б. «Реперные точки теплофикации» Журнал ЭнергоРынок №5; №7; и №82009 <http://exergy.narod.ru/kotelni11.pdf> <http://exergy.narod.ru/er2009-07-08.pdf>



Серия: «Настольные статьи для ЧНЭР».

Питер Вандорен «Дeregulation of the Electricity Industry. A Primer»

.... Очень немногие клиенты электроэнергетических компаний в жилищном секторе имеют дело с ценами реального времени на **уровне предельных издержек**. (здесь и далее выделено шрифтом, цветом и подчеркнуто мной – Богдановым А. Б.) Вместо этого они платят цены на уровне средних издержек, которые меняются самое большое дважды в год – весной и осенью. Возможно, что на полностью deregulated рынке потребители имели бы дело с более низкими пиковыми ценами и более высокими пиковыми ценами. Это, в свою очередь, могло бы вызвать политическое давление, чтобы защитить жителей от «слишком высоких» пиковых цен. **Штаты, которые поддадутся этому давлению**, могут принять законы о предоставлении потребителям в жилищном секторе тарифного плана с ценами на **уровне средних издержек** (Богданов А. Б. Россия именно этим и страдает).

Издержки государственных предприятий не слишком отличаются от издержек частных энергокомпаний, но принципы ценообразования различны. Как и следовало ожидать от фирмы, которая управляет с оглядкой на поведение избирателей, у государственных предприятий более низкие цены для жилищного сектора и более высокие цены для промышленных потребителей, чем у компаний, которыми владеют частные инвесторы.

Возможность изменения политики всегда вызывает оппозицию со стороны тех, кто опасается потерять свои нынешние рыночные привилегии, а также тех, кто считает, что их доля в ожидаемых выгодах будет недостаточной. Электроэнергетика не является исключением из этого правила. **Те, кого существующий режим субсидирует, беспокоятся о потере этих субсидий в результате deregulation.** (Богданов А. Б. В первую очередь пострадают покупатели дешевой электрической энергии, дотируемые регионы, алюминиевые заводы, электросетевой комплекс МРСК, ФСК).

Перекрестное субсидирование имеет место, когда для некоторых потребителей (Богданов А. Б. потребителейброского тепла ТЭЦ) устанавливаются цены выше уровня предельных издержек с той целью, чтобы для других потребителей можно было установить цены ниже предельных издержек. Перекрестное субсидирование не может быть продолжительным явлением на конкурентных рынках, потому что здесь «обложенный данью» потребитель может найти другого поставщика, который не будет брать с него излишней платы. К счастью, перекрестное субсидирование не может существовать на deregulated рынке. Оно искажает ценовые пропорции и плохо работает в качестве уравнительного механизма.

Ваучеры (талоны), распределяемые среди нуждающихся целевым образом, гораздо лучше служат для решения уравнительных задач при меньшем искажении цен. Субсидирование в форме ваучеров (талонов) более совместимо с рыночной инновационной деятельностью. Например, если услуги традиционной энергетики в сельской местности по эффективным ценам окажутся дороги, и политическая система отреагирует на это выдачей нуждающимся соответствующих талонов, то они могли купить микротурбины, за счет предоставленных субсидий и таким образом сберечь некоторую сумму денег, которую они потратили бы на электроэнергию при использовании традиционного источника.

Ваучерная система более прозрачна для общественного контроля. Наоборот, перекрестные субсидии уже скрытым образом включены в существующие тарифы, поэтому избиратели ничего о них не знают. **Если бы общественность имела более точные сведения, многие перекрестные субсидии были бы отменены.** Ежегодные прямые ваучерные субсидии со скользящей шкалой более совместимы с рыночной экономикой, чем перекрестные субсидии. Кстати, эти субсидии (за исключением, возможно, программ поддержки людей с низкими доходами) после серьезной проверки не получили бы общественного одобрения, но даже если бы получили, то в любом случае явно выделенные Конгрессом или штатами ассигнования более эффективны, чем скрытое перекрестное субсидирование, искажающее ценовые пропорции. Вместо того чтобы с помощью грубой силы отделять генерацию от передачи и распределения и регулировать сеть как транспорт общего пользования, почему бы просто не устранить федеральные и региональные органы и нормы регулирования существующих вертикально интегрированных предприятий и не позволить рыночным силам найти «наилучшие» экономические решения?

(полный текст статьи см. [www.libertarium.ru/libertarium/der\\_energy05](http://www.libertarium.ru/libertarium/der_energy05))

К сожалению, это исследование Питера Вандорена так и не стало настольной книгой для бывшего РАО «ЕЭС России», так и для сегодняшнего Минэкономразвития, Минэнерго, отечественного регулятора энергетики.

максимума теплофикационных отборов турбин более 4800 час/год и б) работу с локальными котельными работающими в пиковом режиме с температурой до 150°C с числом часов использования максимума не более 600±800час/год.

## Дeregulation энергетики

Очень хорошо о сути перекрестного субсидирования и о путях deregulation энергетики приведено в исследовании Питера Вандорена

«Дeregulation of the Electricity Industry. A Primer»<sup>10</sup> еще в 1998 году.

**Уважаемые ЧНЭР рыночной энергетики! Свойства 39 видов рыночного товара энергетики надо изучать и уметь регулировать!**

10 Питер Вандорен «Deregulation of the Electricity Industry. A Primer» Cato Policy Analysis » 320, 6 октября 1998 года

11 Богданов А.Б Котельизация России – беда национального масштаба (Виды энергии) ЭнергоРынок №6 2006 стр.32-35; (Виды мощности) ЭнергоРынок №11 2007 стр. 41-46 <http://exergy.su/kotelniz10m.pdf>; <http://exergy.su/kotelniz10.pdf>



**А не само ограничиваться компетенцией «котлового метода» перекрестного субсидирования плановой экономики типа «всех за счет всех», и неопределенным вороватым «метод RAB-регулирования» перекрестного субсидирования типа «будущего за счет настоящего».**

#### Выводы:

- Существующие правила формирования рыночных отношений на федеральном рынке электроэнергии, не отражают технологию производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ и создают условия для непрерывного роста энергоемкости энергетики России.(133 место из 150стран)
- Регулирующие органы, своим практическим бездействием показывают, что вопросы, снижения энергоемкости путем модификаций тарифов когда маржинальная стоимость может изменяться в отношении 20:1 между двумя экстремальными положениями. «... к компетенции ФСТ России не относятся..»
- Поставленная цель снизить энергоемкость производства электрической энергии на ГРЭС с 333гут/кВтч(КПИД с 36,9%) в 2007 году до 300гут/кВтч (КПИТ=40,95%) в

2020 году. технологическим путем невыполнима.

- Только производство комбинированной (комплементарной) энергии может обеспечить адекватное снижение энергоемкости производства тепловой и электрической энергии в России.
- Регулирующие органы: ФСТ, РЭК до настоящего времени не осмыслили степень своей компетенции и ответственности за разработку качественных и количественных показателей определяющих энергоемкость производства и потребления тепловой и электрической энергии на ТЭЦ
- На практическом примере ТЭЦ Новосибирска наглядно видно, что несмотря на принятие закона направленного на повышение энергетической эффективности, буквально на всех ТЭЦ г. Новосибирска за период 2006-2010 произошло ухудшение показателей энергоемкости по всем электростанциям Новосибирска с 65,45% до 61,21%.
- Только комплексный показатель: – относительное снижение энергоемкости раздельной энергии над комбинированной энергией U=Враздельное/Вкомбинированное в зависимости по W и КПИТ позволяет

четко и однозначно оценивать энергоемкость комбинированного производства энергии на ТЭЦ различными технологиями.

- Для последовательного снижения энергоемкости крупных городов необходимо не просто инвестировать строительство новых ТЭЦ и котельных, а прежде всего производить полномасштабную реконструкцию и развитие магистральных и квартальных тепловых сетей города, реконструкцию и развитие тепловых схем станций, внедрять сезонные аккумуляторы тепловой энергии, обосновывать применение абсорбционных и компрессионных тепловых насосов, обеспечивать последовательно – параллельную работу базовых ТЭЦ и пиковых котельных.

- Питер Вандорен «... Вместо того чтобы с помощью грубой силы отделять генерацию от передачи и распределения и регулировать сеть как транспорт общего пользования, почему бы просто не устранить федеральные и региональные органы и нормы регулирования существующих вертикально интегрированных предприятий и не позволить рыночным силам найти «наилучшие» экономические решения..»

Богданов А. Б. 6 июня 2011г Красноярск.

## СТРАНЫ ТАМОЖЕННОГО СОЮЗА (ТС)

СОЗДАДУТ МЕЖРЕГИОНАЛЬНУЮ СИСТЕМУ ТЕХНИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ В 2012 ГОДУ

Об этом сообщил министр регионального развития России Виктор Басаргин. «Страны Таможенного союза создадут межрегиональную систему технического регулирования в строительстве. Уже ведется работа по освоению европейских норм, надеюсь, в будущем году уже будут совместные соглашения в этом направлении», – сказал Басаргин на заседании XXXI межправительственного совета по сотрудничеству в строительной деятельности стран СНГ.

По его информации, межрегиональная система технического регулирования позволит широко применять европейские стандарты в строительстве. «...иностранные стандарты, в том числе еврокоды, могут быть включены в перечень документов, использование которых обеспечит выполнение требований международных норм.

Мы перенимаем систему Евросоюза по техническому регулированию в строительстве, у них большой

опыт по стандартизации, метрологии, сертификации, нормированию строительных объектов», – пояснил министр России. Басаргин также проинформировал, что в этой работе в России и в Казахстане примут участие свыше 100 специализированных институтов. Отметим, Казахстан переходит на новые строительные нормы – еврокоды – с 2014 года.

Tengrinews.kz