

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ НАРОДНЫМ ХОЗЯЙСТВОМ

Богданов А. Б.¹, Богданова О.А.²

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭКСЕРГИИ И АНЕРГИИ.

¹инженер, аналитик теплоэнергетики инженерно проектной компании ТехноСканер, Омск² ведущий инженер АО «Ленводоканалпроект», Санкт-Петербург¹Alexander B. Bogdanov, heat power engineering analyst, TechnoScanner, Omsk²Olga A. Bogdanova, senior engineer, JSC Lenvodokanalproekt, St. Petersburg

Energy output ratio of CHPPs with the application of exergy and anergy.

Аннотация. Впервые в теплоэнергетике и российской экономике энергетике применение понятий ЭКСЕРГИЯ и АНЕРГИЯ позволяет производить классификацию качества рыночного товара: тепловой и электрической энергии, в зависимости от потребности в первичном топливе -энергоемкости. Показано, что энергоемкость для производства равного количества энергии отличается в 2÷7 и более раз, в зависимости от вида и технологии ее производства энергии. Применение понятия АНЕРГИЯ в тарифном регулировании, позволяет создать рынок комплементарной энергии, исключить «дефект перекрестного субсидирования топливом» электроэнергетики за счет потребителей отработанного тепла ТЭЦ.

Abstract. For the first time in Russian heat power engineering, the application of EXERGY and ANERGY concepts allows for the classification of quality of heat and electric energy depending on the energy power ratio – the need for the primary fuel. It was shown that the need for the primary fuel for the equal amount of energy can vary in 2 –7 and more times, depending on the type of energy and the technology of its production. The application of the ANERGY concept in tariff regulation can eliminate the ‘defect of cross-subsidy of fuel’ of the power engineering due to the consumers of the waste heat of CHPPs.

Ключевые слова: Энергоемкость; эксергия; анергия; маржинальный доход; «Котельнизация»; «альтернативная» котельная; КПД ТЭЦ; КПД брутто турбины; теплофикация; комбинированная (комплементарная) энергия ТЭЦ; ЧВЭ; ЧНЭР; УРУТ; ХОП - характеристика относительного прироста топлива на тепло; диаграмма режимов турбины; удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления; «Схема теплоснабжения...»; калькуляция затрат.

Keywords: Energy output ratio, exergy, anergy, ‘boilerization’, ‘alternate’ boiler plant, performance factor of CHPP, gross performance factor of turbine, combined energy of CHPP, specific reference fuel consumption, IRC – incremental rate characteristic of fuel to heat, steam-consumption diagram of turbine, specific electric energy production based on heat consumption, district heating introduction, ‘Heat supply’ ‘Heat supply scheme ...’, costs calculation, marginal revenue.

«Не привозили и не покупали бы мы сейчас «персоналок» (персональных компьютеров), если бы другой придворной остро слов и иже с ним не остановили на года технологию и методологию вычислительной техники, утверждая, что КИБЕРГЕНТИКА - лженаука»

Н.П. Бехтерева 2008 г. [1]

Продолжая эпиграф можно сказать:

Какое бы снижение энергоёмкости ВВП мы бы имели, какой бы огромный эффект по экономии, до 70% от годового расхода топлива (как в Дании) каждой отопительной котельной, имела бы Россия, если бы понятия «эксергия» и «анергия» в своей деятельности начали изучать и внедрять с 1968 года (как в Польше).

Тогда бы:

- стали бы строиться новые и развиваться действующие ТЭЦ, позволяющие за счёт утилизации сбросного тепла паровых турбин поднять КПД использования топлива с 36÷38% до 80%;

- отработанное тепло паровых турбин стало бы доступным для всех потребителей и позволило исключить беду «котельнизации» и последствия «дефекта скрытого перекрестного субсидирования» тепловой энергии за счёт потребителей электроэнергии;

- создали бы прогрессивную тарифную политику на комплементарную энергию и мощность,

отвечающую фактической технологии производства комбинированной энергии на ТЭЦ;

- отказались бы от применения усреднённых тарифов, «котлового» метода в энергетике и перешли на тарифную политику рыночных стран на основе маржинальных издержек с разницей $^{min}/_{max}$ как 1 к 10÷20;

- создали бы привлекательную топливосберегающую тарифную политику для внедрения таких инвестиционно привлекательных проектов, как:

- ТЭЦ и мини-ТЭЦ с высокими параметрами пара;

- утилизации тепла с применением тепловых насосов;

- сезонного аккумулирования сбросного тепла ТЭЦ с исключением из работы пиковых котельных;

- использования до 60% тепла от атомных электростанций;

- низкотемпературного отопления;

– высокотемпературного дальнего транспорта тепла,

– тарифы на электроэнергию, на строительство вновь введённых мощностей по договорам поставки

Введение

Запрет на полноценное использование показателей качества ЭНЕРГИИ, состоящей «ЭКСЕРГИИ» и «АНЕРГИИ», в теплоэнергетике ключевые участники энергетического сектора не могут снять уже более 65 лет. Начиная с момента становления советской энергетики, и особенно с 10 января 1950г[18], вынуждено играем в политическую игру под названием «энергосбережение электроэнергетики, за счет тепловых потребителей отработанного тепла турбин ТЭЦ». Играем по правилам монополии федеральной электроэнергетики, которая игнорирует опыт передовых зарубежных стран, игнорируя систему знания академической науки создала свою монопольную систему ведомственной отчетности, ведомственную школу анализа и нормирования технико экономических показателей работы ТЭЦ, Подавление инакомыслия, конформизм поразили советскую экономику энергетику, но особенно российскую экономику энергетики. Основная причина – нет цельной системы знаний экономики энергетики крупных энергетических

(ДПМ) электрических мощностей, обеспечили баланс интересов участников энергетического рынка;

– и т.д. и т.п.

систем, городов. Есть закон об электроэнергетике, отдельно по теплоэнергетике, отдельно об энергосбережении, отдельно по тарифной политике, а единых знаний по энергетическим системам нет. Поэтому сообщество российских регуляторов энергетики обслуживает каждый субъекта не отвечая за конкретные показатели роста энергоёмкости ВВП России.

ЭКСЕРГИЯ и АНЕРГИЯ – это неразрывные составные части ЭНЕРГИИ, уникальные качественные и количественные показатели, которые могут и должны восстановить логический смысл в формировании энергосберегающей политики энергетики. К сожалению, в России, даже в большинстве теплоэнергетических вузов, бизнес-школах и, тем более, в обычных школах этих понятий до настоящего времени не знают, и, соответственно, не применяют в реальной жизни. Как следствие – огромная, в 2÷3 раза выше западных стран, энергоёмкость российской энергетики (рис.1).

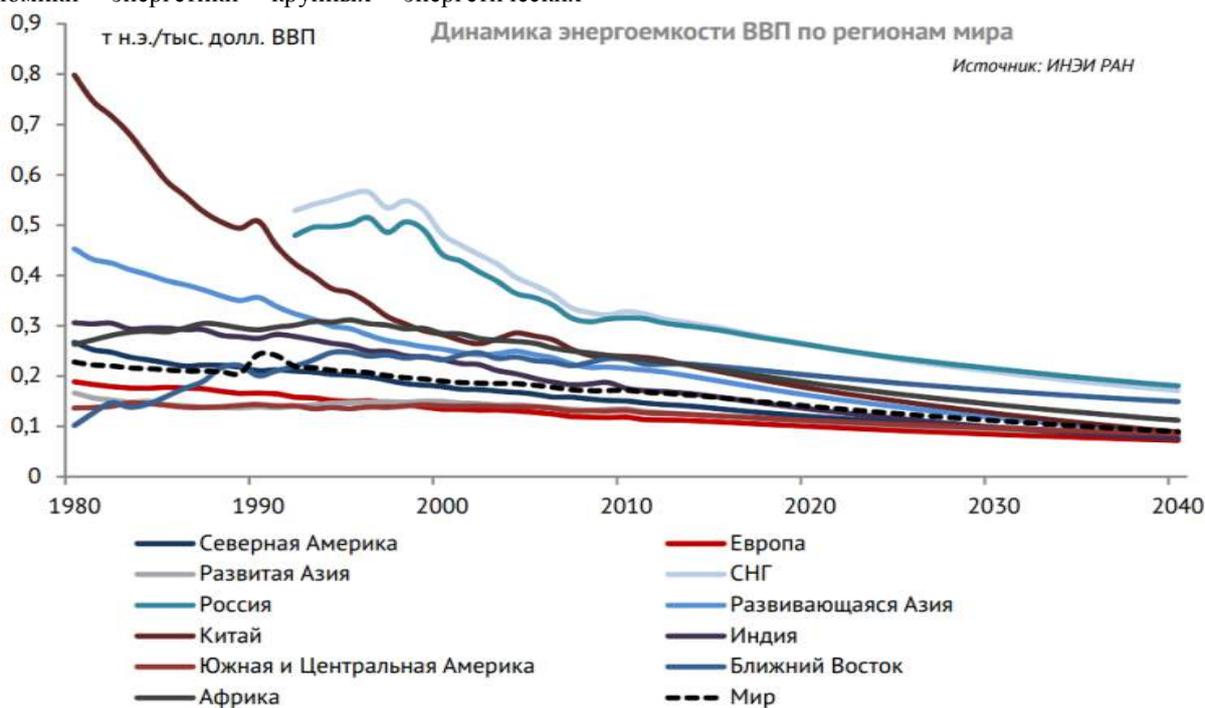


Рис. 1. Энергоёмкость ВВП России в сравнении с регионами мира

ЭКСЕРГИЯ – высококачественная, легко превращаемая часть ЭНЕРГИИ, такая, как например электроэнергия, солнечная энергия, энергия органического топлива, механическая энергия вращения ротора турбины, энергия излучения, потенциальная энергия водяного потока перед плотиной ГЭС и т.д. Главной особенностью эксергии является «относительная простота» превращения в другие виды энергии. ЭКСЕРГИЯ может делать механическую работу (крутить вал турбины,

приводить в движение поезд), передаваться на сотни и тысячи километров в виде солнечного луча.

АНЕРГИЯ – это низкокачественная, не превращаемая часть ЭНЕРГИИ, перешедшая в тепло окружающей среды, такое, как например: тепло отработанного пара турбины ТЭС с температурой 40°C, энергия водяного потока ниже плотины ГЭС, тепло дымовых газа котлов, тепло сгоревшей спички, тепло океана, для превращения которой в другие (полезные) необходимые нам в данный момент виды энергии требуется затратить дополнительно часть

ЭКСЕРГИИ. Каждый из читателей видел огромные клубы пара из градирен ТЭЦ, видел незамерзающие, даже в сильные морозы на 40÷60 километров русло реки после крупных гидроэлектростанций. Все это и есть АНЕРГИЯ в чистом виде! АНЕРГИИ океана бесконечно много, его малейшее изменение может вызвать шторм, залить водой или завалить снегом материи, но чтобы, к примеру, вызвать пожар, поджарить шашлычок, как это легко делает ЭКСЕРГИЯ солнечного луча, ей слабо!

АНЕРГИЯ отработанного пара турбин ТЭЦ, хотя в ней и содержится 50% сожженного тепла топлива, уже не может совершать механическую работу – что-то двигать. ЭНЕРГИЯ подчиняется закону сохранения энергии, но закона сохранения ЭКСЕРГИИ не существует. В итоге, в замкнутой системе все виды “чистой”, работоспособной, высококачественной ЭКСЕРГИИ превращаются в низкокачественную неиспользуемую АНЕРГИЮ – тепло окружающей среды!

Чего не знают регуляторы Российской энергетики.

Наглядные примеры ЭНЕРГИЯ=ЭКСЕРГИЯ+АНЕРГИЯ $E_n = E_k + A_n$

ЭНЕРГИЯ чистой «электрической энергии»,

100%ЭНЕРГИИ = 100% ЭКСЕРГИИ + 0% АНЕРГИИ

ЭНЕРГИЯ несгоревшего топлива

100%ЭНЕРГИИ = 100% ЭКСЕРГИИ + 0% АНЕРГИИ

ЭНЕРГИЯ «сгоревшего топлива» для электроэнергетики:

100%ЭНЕРГИИ=35% ЭКСЕРГИИ+ 65% АНЕРГИИ

ЭНЕРГИЯ отработанного пара турбины 40°C:

100%ЭНЕРГИИ = 0% ЭКСЕРГИИ +100% АНЕРГИИ

ЭНЕРГИЯ отработанного пара турбины 80°C:

100%ЭНЕРГИИ = 33% ЭКСЕРГИИ + 67% АНЕРГИИ

Пример понимания разницы ЭКСЕРГИИ и АНЕРГИИ при нагреве и охлаждении металлической гири.

При теплотехническом анализе, ЭНЕРГИЯ необходимая для нагрева гири от минус 200°C до 0°C **равна** ЭНЕРГИИ, которой требуется для охлаждения гири от+200 0°C до +0°C. Но, при термодинамическом анализе **и фактически**, для того, чтобы нагреть гирю прямым нагревом от спиртовки с 0°C до + 200°C, требуется ЭКСЕРГИИ (первичного топлива) более чем на 20% (>120%). При нагреве с помощью электрических тэнов первичного топлива требуется в **2,9 раза больше(>290%)** Ну, а для того, что бы с помощью криогенной техники охладить от 0°C до минус -200°C первичного топлива требуется в 4 раза больше(>400%)

Парадокс: при формальном теплотехническом анализе «ЭНЕРГИЯ нагрева»=«ЭНЕРГИИ охлаждения»!

Однако для реального охлаждения «Эксергии охлаждения» (первичного топлива) требуется в **~4 раза больше, чем «Эксергии нагрева»!**

Разница в ~400-100=300% , это отводимое тепло первичного топлива ГРЭС в виде АНЕРГИИ, и отводимое тепло криогенного компрессора, в виде АНЕРГИИ выброшенное в окружающую среду!

Топ-менеджеры, регуляторы монополии большой электроэнергетики этого и близко не знают!

Коренная причина «Котельнизации» -высокой энергоёмкости ВВП, главной беды национального масштаба в российской энергетике [2], состоит в том, что советские, а затем и российские экономисты, регуляторы экономики энергетике еще с 50÷60-х годов прошлого века игнорируют технологически обоснованную методологию расчета показателей экономики энергетике, основанную на отношении новых видах составных понятия энергии – «ЭКСЕРГИИ» и «АНЕРГИИ». И если во времена Госплана СССР с замалчиванием понятия «ЭКСЕРГИЯ» можно было согласиться, так как от применения теплофикации был «народнохозяйственный эффект», то во время так называемых «регулируемых рыночных отношений»

это приносит огромный национальный ущерб - **до 70%** от годового расхода топлива от котельных, отпускающих тепло для населения.

Вот уже более 15 лет циклом статей «Котельнизация - беда национального масштаба [2]» мы пытаемся довести до регулирующих органов нашей страны суть этой беды! Но в ответ - формальные отписки, молчание, а порой и совсем противоположные выводы. Агрессивная политика монополии федеральной энергетике продавливают свои решения, направленные на искусственное скрытое перекрестное субсидирование топливом электроэнергетики за счет населения сбросного тепла паровых турбин ТЭЦ.

Законопроект по "альтернативной котельной" будет внесен в Госдуму 2 октября 2015 г.

Проект федерального закона, предусматривающий изменение законодательства в сфере теплоснабжения и запускающий в России механизм ценообразования по методу "альтернативной котельной", будет внесен в Госдуму РФ в IV квартале 2015 года, сообщили "Интерфаксу" в пресс-службе Минэнерго РФ, которое разработало документ.

Новый метод тарифообразования призван стать **единственным в отрасли (!!!)**. Стоимость тепловой энергии будет определяться **на уровне ее производства на так называемой "альтернативной котельной"** - станции, которая могла бы быть построена рядом с потребителем как альтернатива работающей инфраструктуре. По мнению разработчиков, новые тарифы должны стимулировать инвестиции в отрасль. Существующая модель в области теплоснабжения требует перекрестного субсидирования со стороны производителей электроэнергии и субсидий из бюджетов. Фактические ежегодные субсидии бюджетной системы в отрасль теплоснабжения (без учета ЖКУ) составляют около 150 млрд руб., потребность в них - 200 млрд руб., свидетельствуют данные опроса субъектов РФ, который был проведен Минэнерго в 2015 году

Комментарий к позиции Минэнерго.

Неискушенному читателю видится, что правильными буквами написаны как будто правильные слова, сделаны как будто правильные выводы, сформулированные как будто правильные и благородные цели общественного развития нации до 2030-х годов. Все будет хорошо! Особенно

показателен яркий пример Минэнерго [3] (см. слайд доклада Минэнерго о том, что в нашей существующей энергетике на большом количестве ТЭЦ удельные расходы топлива на тепло ниже теоретического значения 142,86кг/Гкал!

Министерство Энергетики Российской Федерации			Удельные расходы условного топлива существующих ТЭЦ и ГРЭС России			3		
<p>100% КПД превращения энергии топлива в тепло это 142,86 кг/Гкал. Закон сохранения энергии</p> <p>104-110% КПД- существующий метод. Удельные на ТЭЦ 131-138 кг/Гкал. САМООБМАН</p> <p>130-150% КПД- эксергетический метод (Минэкономразвития) 110 кг/Гкал и ниже. ТЭЦ НЕ БУДЕТ</p>								
Наименование электростанции	втэ, кг/Гкал	КИТ, факт	Наименование электростанции	втэ, кг/Гкал	КИТ, факт	Наименование электростанции	втэ, кг/Гкал	КИТ, факт
Владимирская ТЭЦ-2	133,1	61,7	Тольяттинская ТЭЦ	136,0	71,5	Челябинская ГРЭС	132,4	85,1
Новогорьковская ТЭЦ	171,0	53,0	НК ТЭЦ-2	171,7	33,4	Аргаяшская ТЭЦ	150,3	57,9
Пензенская ТЭЦ-1 (гр. 90)	140,0	62,8	ТЭЦ ВАЗ	130,8	66,1	Челябинская ТЭЦ-1	128,1	83,7
Пензенская ТЭЦ-1 (гр. 130)	132,3	66,7	Самарская ТЭЦ	142,9	67,8	Челябинская ТЭЦ-2	151,1	54,1
Держинская ТЭЦ (гр. 130)	150,8	62,5	НК ТЭЦ-1	152,7	58,3	Челябинская ТЭЦ-3	141,5	63,4
Сормовская ТЭЦ	149,6	56,6	Безымянская ТЭЦ	139,3	67,1	Тобольская ТЭЦ	150,8	60,3
Нижегородская ГРЭС	149,2	63,9	Сызранская ТЭЦ	150,7	63,6	Тюменская ТЭЦ-1	139,7	61,8
Ивановская ТЭЦ-2	156,9	58,4	Самарская ГРЭС	129,7	83,9	Тюменская ТЭЦ-2	144,9	53,1
Ивановская ТЭЦ-3	146,7	60,4	Саратовская ГРЭС	131,1	81,8			
Саранская ТЭЦ-2	138,8	62,9	Саратовская ТЭЦ-1	162,0	73,6			
			Саратовская ТЭЦ-2	149,7	61,2	Крупные/средние ГРЭС (газ, уголь)		
			Энгельсская ТЭЦ-3	140,1	61,5	Наименование электростанции	втэ, кг/Гкал	КИТ, факт
			Балаковская ТЭЦ-4	147,9	60,9	Яйвинская ГРЭС	173,9	34,4
			Саратовская ТЭЦ-5	133,1	64,5	Пермская ГРЭС	162,8	41,9
			Ульяновская ТЭЦ-1	144,9	66,7	Сургутская ГРЭС	165,2	40,8
			Ульяновская ТЭЦ-2	143,4	64,9	Нижевартовская	166,9	40,5
			Орская ТЭЦ	144,5	59,2			
			Сакмарская ТЭЦ	133,9	63,8			
			Каргалинская ТЭЦ	129,4	78,7			
			Медногорская ТЭЦ	151,6	89,3			

Вывод: затраты топлива на ТЭЦ переносятся на рынок э.энергии, искусственно увеличивая удельный расход на 30-40 г/кВт.ч

1. ТЭЦ недополучают в тарифе на тепло.
2. ТЭЦ не конкурентны с ГРЭС на ОПТе 310-320 г/кВт.ч. ГРЭС против 360 у ТЭЦ

Рис. 2. Слайд из доклада Минэнерго о необходимости перехода к формированию тарифов по принципу «альтернативной котельной».

Как заявляет автор слайда Минэнерго, КПД производства тепла на ТЭЦ 104÷110% - это САМООБМАН! Так же он утверждает, что КПД в 130÷150% по эксергетическому методу (Минэкономразвития) ТЭЦ НЕ БУДЕТ! В чем же дело? Почему такие заявления о том, что КПД производства тепловой энергии на ТЭЦ более 100% - это САМООБМАН? Может быть, авторы этого слайда из Минэнерго, делая такие заявления, несколько

погорячились, руководствуются только знаниями физики школьной программы, а знания технической термодинамики из институтской программы ему просто неведомы? В институте он «ввел в заблуждение» экзаменатора по термодинамике, а теперь регулируя экономику энергетики огромной страны «вводит в заблуждение» все политическое руководство страны! К большому сожалению, это так и есть. Давайте вернемся к истории этого вопроса.

История вопроса

В 1965 в Варшаве был опубликован первый в мировой литературе обобщающий труд польских авторов Я. Шаргут и Р. Петелла «Эксергия [4]», посвященный понятию «эксергия» (техническая пригодность энергии) и применению её в энергетике. В 1968 г. В.М. Бродянский издал несколько книг [5] по эксергетическому анализу; Янговский Е.И., Пустовалов Ю.В., Левин Л.А. в 1988 г. выпустили замечательную серию книг [6], а также появилась великолепная книга [7] Андрущенко А.И. «О применении эксергии для анализа совершенства и оптимизации теплоэнергетических установок». Появились понятия и описания новых видов энергии, таких как «эксергия» и «анергия». Применение этих понятий находит широкое применение при анализе теплосиловых и холодильных установок. Они

позволяют с достаточной научной строгостью, и вместе с тем наиболее наглядно определять источники и размеры потерь в установках и находить пути их усовершенствования. Издано очень много книг, но для формальных регуляторов российской экономики энергетики эти знания, по реальному снижению энергоёмкости ВВП России не нужны. Отсутствие реальной ответственности за энергоёмкость ВВП страны, позволяет обходиться школьным уровнем знаний.

Круглый год, зимой и летом самые современные, самые экономичные ГРЭС работают с КПД не выше 38÷40%. Остальные 62÷60% тепла топлива ГРЭС вынуждены выбрасывать в окружающую среду. При этом все 100% затрат топлива закладываются в цену электроэнергетики.



Рис 3 Самые экономичные ГРЭС вынуждены выбрасывать через градирни в окружающую среду до 60% энергии сжигаемого топлива.

Однако, российские экономисты и регуляторы «рыночной» тарифной политики в российской энергетике (Минэнерго и Минэкономразвития), не понимая технологии производства комбинированной энергии, поднимают топливную составляющую летнего сбросного тепла от турбин ТЭЦ при реализации его потребителю до значения $180 \div 195$ кг.у.т./Гкал, что на 10% выше обычной котельной – 165 кг.у.т./Гкал. Если же к $180 \div 195$ кг.у.т./Гкал добавить еще $10 \div 12$ кг у.т./Гкал на транспорт по тепловым сетям, то кто же будет покупать это тепло? Какой же здравомыслящий инвестор будет вкладывать средства в теплофикацию, в магистральные тепловые сети с удельными расходами $198 \div 215$ кг.у.т./Гкал? В итоге такого «государственного» регулирования получается, что теплофикация (когенерация), как основа технологического и экономического эффекта в «Схемах теплоснабжения..» не окупится никогда, будет вечно дотационным! «Котельнизация России» [2] будет развиваться с ускорением! Через 2÷3 года Госдума опять будет вынуждена корректировать или даже отзывать законопроект об «альтернативной котельной»!

Для того, чтобы сбросное тепло ТЭЦ всегда находило своего потребителя (не только зимой), надо чтобы оно имело стоимость по топливной составляющей отвечающей реальным затратам топлива в отработанное тепло и было как например в Дании [17] в 3÷4 раза ниже, чем от самой лучшей

«альтернативной» котельной, т.е. на уровне $35 \div 60$ кг.у.т./Гкал. А весной, летом и осенью тепло с температурой 40°C вообще должно продаваться бесплатно - лишь бы только брали для сезонного аккумулирования тепла в грунте с применением широко внедряемых за рубежом, но абсолютно недоступных для российской экономики энергетике компрессионных и абсорбционных тепловых насосов.

Уважаемое сообщество государственных регуляторов российской энергетике, согласовавшие законопроект об «альтернативной котельной», о каком яко бы **перекрестном субсидировании потребителей отработанного тепла паровых турбин за счет потребителей электроэнергии вы хлопчете** в Госдуме перед Премьером и Президентом? Выйдите из своих кабинетов, съездите на станции и посмотрите на градирни, искупайтесь в водоемах охладителей с температурой $50,1^\circ\text{C}$ и вы увидите как задыхается ТЭЦ и ГРЭС от того, что некуда девать «анергию» сбросного тепла! **Левая рука** регулятора Минэкономразвития и Минэнерго, которая возглавляет департаменты энергосбережения, отвечающий за энергоёмкость российской энергетике, рисует программы энергосбережения, но **не знает, что делает их правая рука**, которая легким решением тарифной политики по методике «альтернативная котельная» по всей территории России **отменяет второй закон термодинамики**, открытый Садди Карно еще в 1820 году!

Электроэнергию - эксергию, в чистом виде ТЭЦ невозможно производить без сброса огромного количества сбросного тепла ТЭЦ (анергии) в окружающую среду! Электрическая энергия ТЭЦ (чистая эксергия) никак не может производиться с нереально высоким КПД 85% вместо реальных 35-38% КПД ГРЭС. **Регулятору тарифной политики необходимо прекратить завышать расход топлива на сбросное тепло от паровых турбин (анергию) с затратам топлива равным «альтернативной» котельной на уровне 165 кг.у.т/Гкал**

Что делать? Научитесь считать топливо на ЭКСЕРГИЮ и АНЕРГИЮ ТЭЦ!

Для обеспечения адекватного технического анализа и нормирования с полным исключением скрытого перекрестного субсидирования топливом электроэнергии за счет сбросной тепловой энергии от

паровых турбин необходимо научиться считать расходы топлива для комбинированной энергии ТЭЦ согласно объективным законам физики.

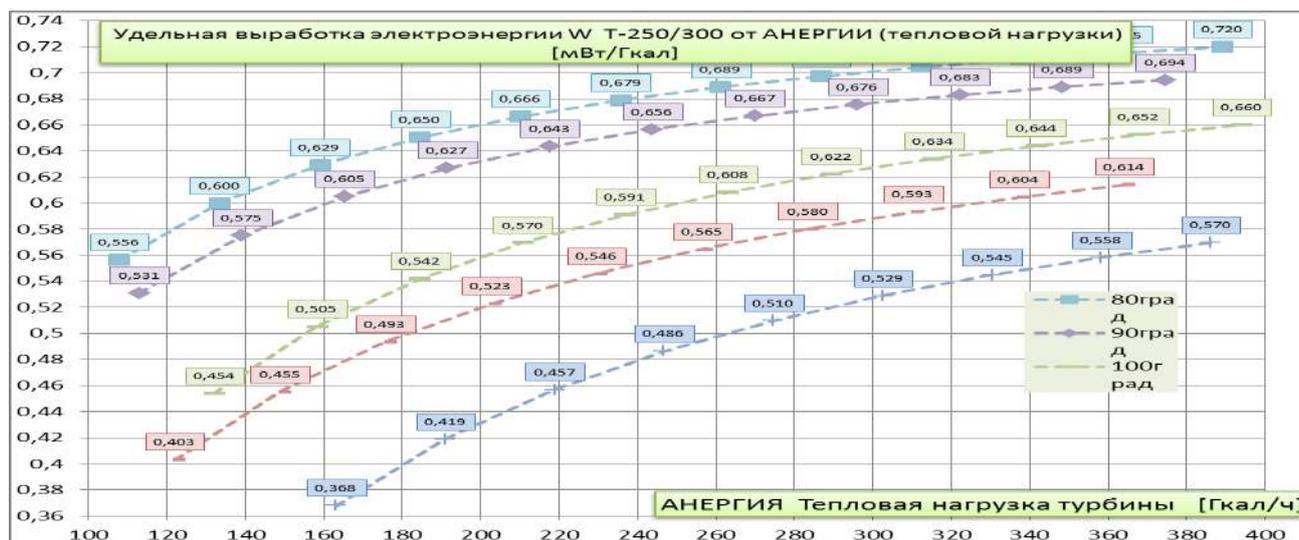


Рис 4 Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении W [МВт/Гкал.ч]

Для чего требуется полностью отказаться от существующего нормирования удельного расхода топлива УРУТ на ТЭЦ и применить ряд давно известных, но пока мало применяемых в российской теплоэнергетике показателей.

Особо подчеркиваем, что:

- для раздельного производства конденсационной электрической энергии ТЭЦ, ГРЭС, тепловой энергии на котельной не требуется изменения существующих методик расчета топлива с применением УРУТ - удельного расхода топлива на электроэнергию и на тепловую энергию.

- а, вот для производства комбинированной электроэнергии (ЭКСЕРГИИ) и тепла (АНЕРГИИ), необходимо отказаться от традиционных УРУТов и

доработать существующие методики расчета топлива с применением следующих индикаторов и показателей:

- а) эксергия - $Э_k$ и анергия - $А_n$; б) удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления - W ; в) КПД брутто турбины; г) КПИТ ТЭЦ; д) характеристика относительного прироста топлива на прирост тепловой нагрузки ХОПтэ и характеристика относительного прироста топлива на прирост электроэнергии ХОПээ; ж) относительная экономия комбинированного производства на ТЭЦ против раздельного производства ЭЭ на ГРЭС и ТЭ на котельной $U[\%]$; з) класс качества энергоёмкости тепловой и электрической энергии и т.д.

Порядок расчета ЭКСЕРГИИ и АНЕРГИИ ТЭЦ по диаграмме режимов турбины.

Рассмотрим, как рассчитать реальные расходы топлива на электроэнергию и тепло отработанного пара паровых турбин ТЭЦ с применением понятия «ЭКСЕРГИЯ» и «АНЕРГИЯ» на примере расчета показателей самой современной теплофикационной паровой турбины Т-250/300.

На основании диаграммы режимов турбины строятся графики «Удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении W » в зависимости от электрической мощности, тепловой мощности (рис 4) при различных температурах сетевой воды - от 80 до 118°C. По своей сути это и есть самые главные графики. Именно эти графики определяют всю суть теплофикации, всю экономику энергетики

производства комбинированной электроэнергии на базе тепловой нагрузки в зависимости электрической, тепловой нагрузки турбины Т-250/300 и от температуры сетевой воды. Именно этот график должен быть в основе качественного регулирования тарифной политики основанной на маргинальном доходе [13] [14] эффективности работы ТЭЦ.

На основании диаграммы режимов турбины рассчитывается расход тепла на турбину для всех возможных режимах работы турбины:

- а) конденсационном;
- б) чисто теплофикационном с закрытой поворотной диафрагмой;

с) с прикрытой диафрагмой по электрическому графику;

1. На основании расходов тепла на турбину и по КПД брутто котла из карты режимов котла определяется расход топлива на котлы;

2. На величину расхода электроэнергии на электрические собственные нужды станции 7÷12% увеличивается расход топлива на котлы;

3. Проводится расчет КПД брутто турбины при закрытой диафрагме. Проверяется достоверность исходных данных при нагрузках 80÷100%, где КПД брутто турбины должно быть на уровне 94÷96%;

4. Зная суммарный расход топлива, тепловую и электрическую нагрузку турбины, определяется КПД нетто станции (рис. 5) для трех возможных режимах работы турбины:

а) конденсационном;

б) чисто теплофикационном с закрытой поворотной диафрагмой;

с) с прикрытой диафрагмой по электрическому графику;

5. Применяя «Метод расчета относительного прироста теплофикационной выработки», описанный А.С. Горшковым [8] (с. 38÷39) и метод расчета относительных приростов Богданова[9], определяется характеристика относительного прироста топлива ХОП для двух видов энергии:

а) ХОП на сбросное тепло (АНЕРГИЮ) при неизменной электрической мощности [кг.у.т/Гкал] (рис. 6) и

б) ХОП на электроэнергию (ЭКСЕРГИЮ) при неизменной тепловой нагрузке [г у.т./кВтч] (рис. 7)

6. График на [рис. 6] четко и однозначно показывает, во сколько раз снижается потребление первичного топлива на производство тепла (анергию) турбины в зависимости от температуры сетевой воды потребителям тепла.

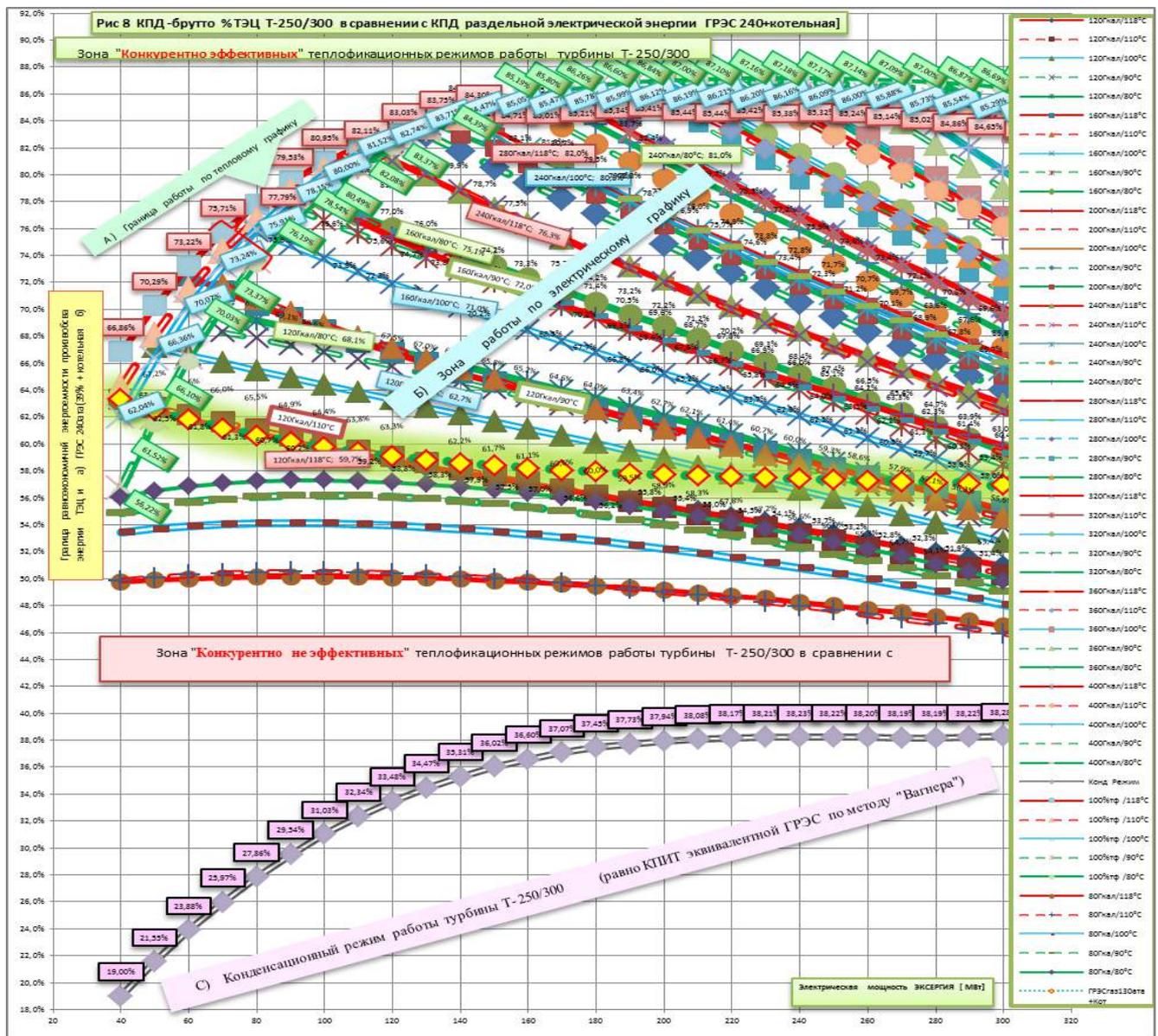


Рис 5 Универсальный, всережимный график КПД нетто теплофикации – (комбинированного производства ЭЭ+ТЭ) на ТЭЦ в сравнении с КПД раздельного производства.(Эл. Энергия ГРЭС+ Тепло котельной).

- Так, при температуре сетевой воды 118°C и тепловой нагрузке 240 Гкал/ час расход топлива на тепло на ТЭЦ составляет 62÷75 кг у.т./Гкал, что в **2,1÷2,6 раза ниже** расхода топлива на «альтернативной» котельной, равной ~160 кг.у.т/Гкал
- При температуре сетевой воды 80°C и тепловой нагрузке 160 Гкал/час расход топлива на

изменение тепловой нагрузки снижается еще больше - до уровня 23÷35 кг у.т./Гкал, что в **4,6 ÷7раз ниже** «анергии» «альтернативной» котельной, равной ~160кг.у.т./Гкал.
 Это и сеть наглядные примеры реального снижения энергоёмкости тепловой энергии турбин!

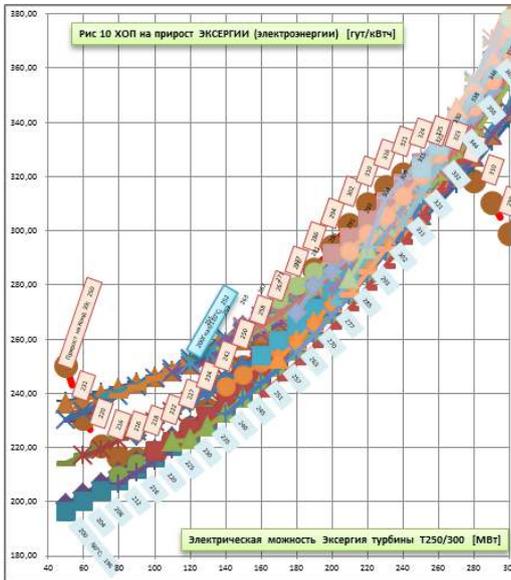


Рис.6 Характеристика удельного прироста топлива ХОП на прирост тепловой нагрузки турбины «анергию ТЭЦ» и

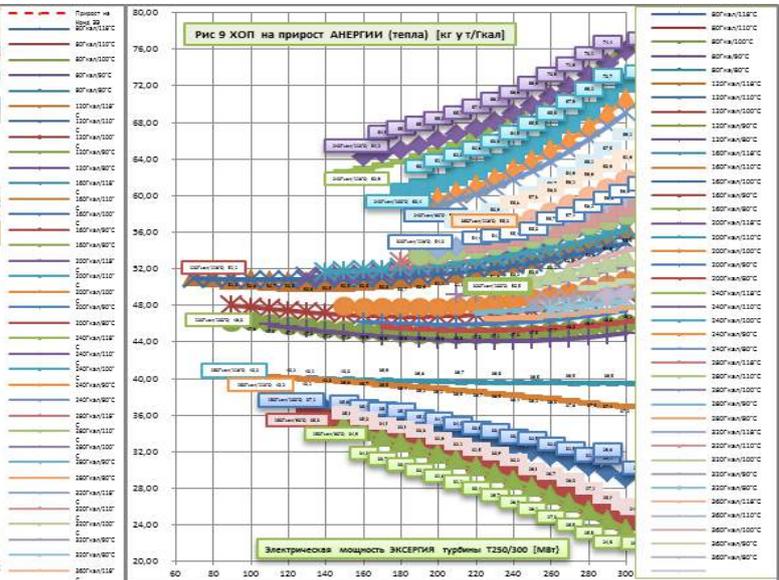


Рис 7 ХОП на прирост электрической энергии «эксергии ТЭЦ» T-250/300 в зависимости от нагрузки турбины и от температуры сетевой воды °С

7. Но самым наглядным и удивительным является график экономии топлива при комбинированном производстве чистой ЭКСЕРГИИ и тепла с добавкой АНЕРГИИ на ТЭЦ в сравнении с раздельным производством электроэнергии на самой современной ГРЭС с КПД= 38% (336 г у.т./кВтч) и тепла на самой лучшей альтернативной котельной с КПД нетто =85% (168 кг.у.т/Гкал) (рис. 8)

Наглядно видно, что при неизменном КПИТ=const для комбинированной энергии (от 78% до 86%) относительная экономия топлива напрямую зависит от W - удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Так, для пылеугольного блока 240 ата с КПИТ=82% при изменении удельной выработки с 0,3 до 0,7 МВт/Гкал/ч происходит рост экономии топлива по сравнению с вариантом «ГРЭС + котельная» с 17,3% до 29,2%.

Расчетные формулы с применением ЭКСЕРГИИ и АНЕРГИИ	
Баланс топлива на ТЭЦ, ГРЭС - обобщающий индикатор	$E_n = E_k + A_n$ (1)
Качество преобразования топлива в энергию:	
- обобщающий индикатор через эксергию и анергию	$W = E_k / A_n$ (2)
- точный показатель, как выработка ЭЭ на тепловом потреблении	$W = E_{ээ} / Q_{тэ}$ (3)
Для конденсационного режима $V_{кондНорма} = N_{конд} * 0,86 / (7 * \eta_{кондНорма})$	(4)
Для комбинированного режима $V_{комбинНорма} = Q_{комб} (1 + 0,86 * W_{Нормат}) / (7 * \eta_{комбНорма})$	(5)
Для смешанного режима работы по электрическому графику	
$V_{смешНорма} = Q_{комб} (1 + 0,86 * W_{Норма}) / (7 * \eta_{комбНорма}) + (N_{турб} - Q * W_{Норма}) * ХОП_{Норма}$	(6)
Относительная экономия комбинированного производства $U_{комб Норма} = (1 - V_{комб} / (V_{грэс} + V_{кот}))$	(7)

Такого конкретного однозначного анализа энергоёмкости производства комбинированной тепловой и электрической энергии с

существующими методиками УРУТ и, тем более, с методикой «альтернативной котельной» в принципе достичь невозможно!

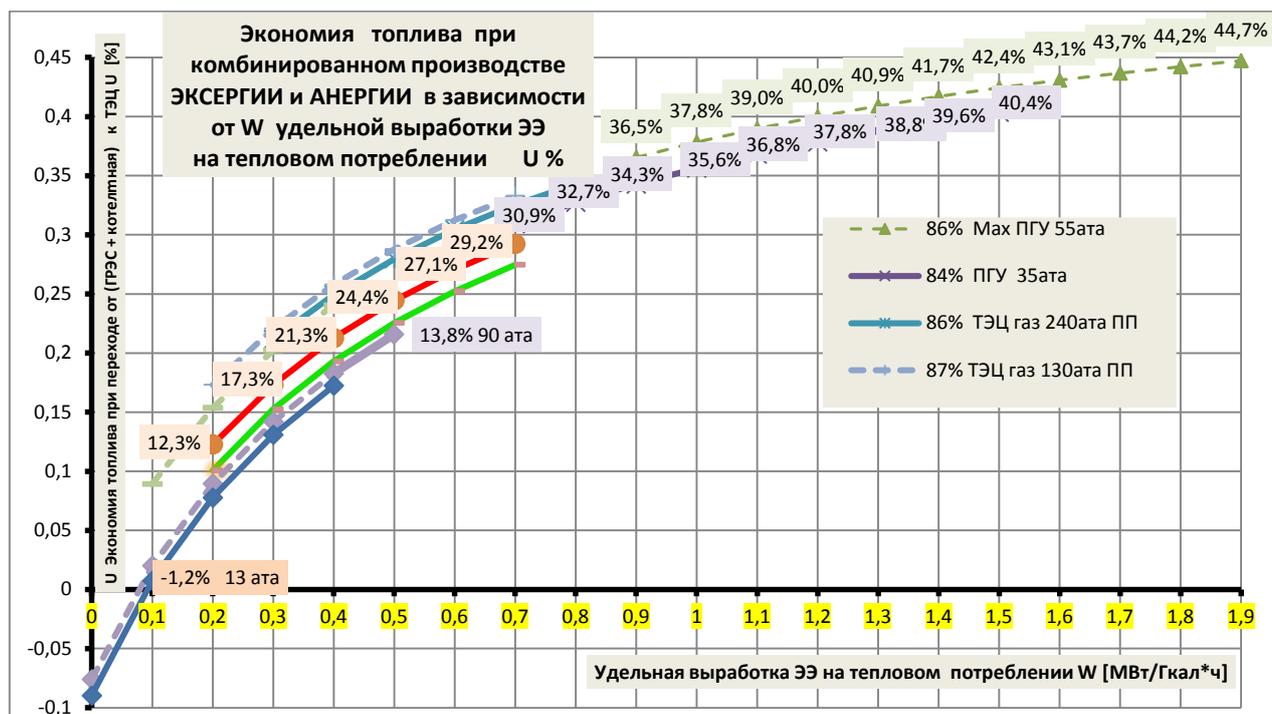


Рис8 Суммарная экономия топлива U % при комбинированном производстве ЭКСЕРГИИ и АНЕРГИИ на ТЭЦ против раздельного производстве энергии на ГРЭС и тепла на котельной

Переход на метод анализа с применением ЭКСЕРГИИ и АНЕРГИИ впервые в российской теплоэнергетике, позволяет производить классификацию качества тепловой и электрической энергии в зависимости от энергоемкости – потребности в первичном топливе и перейти на принципиально более высокий уровень формирования эффективной топливосберегающей тарифной политики на ТЭЦ. (рис. 9)

Показано, что потребность в первичном топливе для равного количества энергии отличается **в 2÷7 и более раз**, в зависимости от вида энергии и технологии ее производства. Применение понятия АНЕРГИЯ в тарифном регулировании, позволяет исключить «дефект перекрестного субсидирования

топливом» электроэнергетики за счет потребителей отработанного тепла ТЭЦ [13].

Как таблица Менделеева, в свое время позволила, осуществить четкую классификацию качества свойств всех физических элементов, так и **предлагаемая система классификации качества энергоемкости тепловой и электрической энергии ТЭЦ с применение ЭКСЕРГИИ и АНЕРГИИ** позволяет выстроить четкую систему оценки качества энергии.

Наглядно видно сколько требуется первичного топлива для производства различных видов энергии: тепловой, электрической, комбинированной (комплементарной), гидравлической, атомной, химической излучением и т.д.

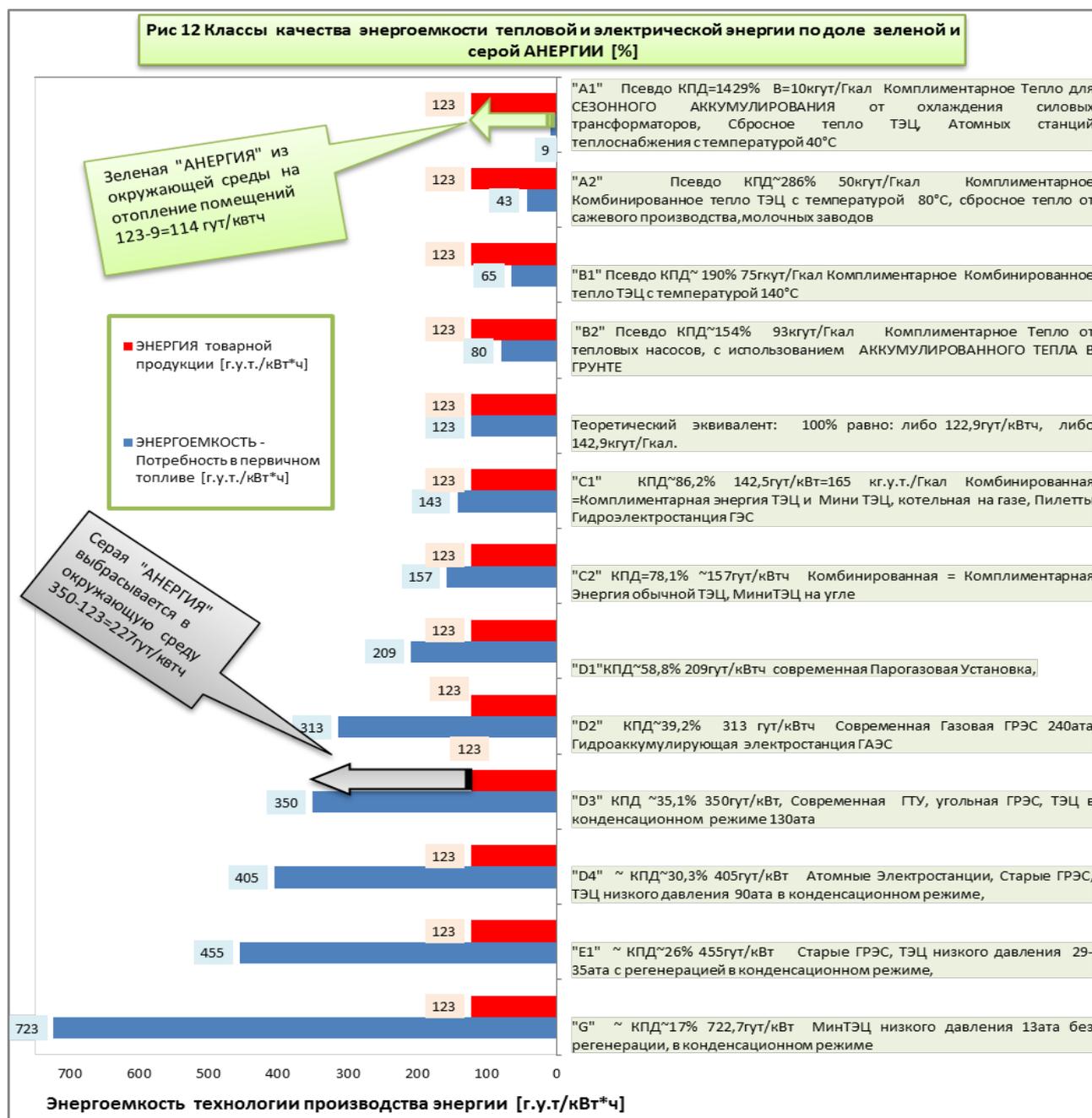


Рис 9 Классификация качества энергоемкости ЭНЕРГИИ в зависимости от содержания ЭКСЕРГИИ и АНЕРГИИ.

Почему законопроект Минэнерго РФ по «альтернативной котельной» ошибочен.

1. Менеджеры энергокомпаний и экономисты регулирующих органов, находясь под обаянием простоты школьных знаний, игнорируют законы термодинамики и пытаются установить в энергетике необоснованные методы тарифного регулирования, противоречащие законам физики, ведущие в итоге к росту энергоёмкости и росту тарифов на тепловую и электрическую энергию [рис. 1].

2. Оборудование ТЭЦ и ГРЭС предназначено прежде всего для выработки электрической энергии. Тепловая энергия является вынужденным отходом производства электрической энергии. При этом КПД самых современных, самых лучших ГРЭС не выше 37÷40%. Остальные 50÷60% тепла сгоревшего топлива ТЭЦ или ГРЭС вынуждены выбрасывать в окружающую среду с помощью градирни или же

водоема-охладителя круглый год с температурой до 40°C. [рис.2].

3. Топливная составляющая тепла (анергии) сбросного тепла паровых турбин с температурой 40°C должна быть нулевой, независимо от того, зима это или лето, есть в данный момент тепловой потребитель тепла или нет – ведь без потребителя это тепло все равно сбрасывалось бы в окружающую среду. Поэтому все 100% расходов на топливо всегда должны включаться в тариф на электрическую энергию.

4. С ростом температуры сбросной тепловой энергии свыше 40°C вплоть до 120°C удельный расход топлива на тепло поднимается от 0,0 кг.у.т/Гкал до уровня 70÷90 кг.у./Гкал.

5. Причинами неадекватного ценообразования на оптовом и розничных рынках

энергии, является «дефект скрытого перекрестного субсидирования» и нежелание регулирующих органов переводить российскую энергетика на основе маржинального дохода предлагаемая д.э.н. П.М. Шевкоплясовым [13]

6. Глубинная причина чрезвычайно высокой энергоёмкости (ЧВЭ) [15] и чрезвычайно низкой эффективности регулирования технологической

неэффективности (ЧНЭР) [16] деятельности топ-менеджеров, экономистов, регулирующих органов, Минэкономразвития, Минэнерго заключается в непонимании технологии производства электрической и тепловой энергии на ТЭЦ и калькулирование до настоящего времени затрат по инструкции ~ 1970года [10],[14]

Что мы теряем, игнорируя понятия «эксергия» и «анергия» и применяя методику расчета «альтернативная котельная»?

«Альтернативная котельная» - это клон «физического метода», раковая опухоль топливосбережения страны. Как раковую опухоль трудно вовремя обнаружить, диагностировать и лечить, так и трудно увидеть степень беды и безнравственности национального масштаба при переходе к формированию тарифов с применением метода «альтернативная котельная» при централизованном теплоснабжении от ТЭЦ.

В следствие этого, российская энергетика теряет инвестиционную привлекательность от снижения энергоёмкости проектов комбинированного производства электроэнергии и тепла в сравнении технологией «ГРЭС + котельная» (рис 11) в следующих масштабах:

- ТЭЦ с давлением 35 ата и $W=0,35$ - на 15,0 % меньше расхода годового расхода топлива;
- ТЭЦ давлением 90 ата и $W=0,45$ - на 20,0% меньше расхода годового расхода топлива;
- ТЭЦ давлением 130 ата и $W=0,6$ - на 25,0% меньше расхода годового расхода топлива
- ТЭЦ давлением 240 ата и $W=0,7$ - на 29,0% меньше расхода годового расхода топлива
- ПГУ давление газа 55 ата $W=1,9$ - на 44,7 % меньше расхода годового расхода топлива
- АЭС в конденсационном режиме - на 60% меньше расхода годового расхода ядерного топлива
- «альтернативных» котельных - на 70% меньше расхода от годового расхода топлива котельных, работающих в «базе»- круглый год, без совместной работы «ТЭЦ + пиковой котельной»

«Альтернативная котельная» - это искусственное, технологически необоснованное занижение затрат топлива в 2,3 раза при производстве электрической энергии в комбинированном цикле (150 г у.т./кВтч вместо реальных 340 г у.т./кВтч) за счет скрытого перекрестного субсидирования топливом (с 40÷60 кг.у.т/Гкал до 160 кг.у.т/Гкал) потребителей обработанного тепла ТЭЦ

а) Метод тарифообразования «альтернативная котельная» теоретически может быть допустимы только на тех ТЭЦ, ГРЭС и котельных, где нет паровых или газовых турбин, вырабатывающих в комбинированном цикле электроэнергию одновременно с отпуском тепла потребителю. То есть, только там, где все сбросное тепло паровых турбин не

Выводы

Применение понятий эксергия и анергия позволяет производить классификацию качества энергии в зависимости от энергоёмкости потребления первичного топлива (рис 9) которая на принципиально новом, более высоком качественном уровне позволяет четко и однозначно обеспечить развитие топливосберегающей политики Российской энергетике

1. На конкурентном рынке энергии и мощности только тарифы решают все. Только создание рынка комплементарной (комбинированной) энергии с тарифообразованием на основе маржинального дохода [13,14] обеспечивает коллективный оптимум энергообеспечения общества. Метод «альтернативной котельной» недопустим, так как узаконивает «дефект скрытого перекрестного субсидирования» топливом [13] на электроэнергию за счет потребителей сбросного пара паровых турбин.

2. Недопустимо определять тарифы на комбинированное тепло ТЭЦ в отрыве от тарифов на

используется для теплоснабжения потребителей и полностью сбрасывается в окружающую среду (на градирне или в водоеме).

б) Тепловая энергия для тепловых потребителей вырабатывается только в водогрейных котлах или в энергетических паровых котлах, работающих через редуционно охлаждающие установки, без прохождения пара через паровые турбины ТЭЦ, ГРЭС, котельных.

с) По методике «альтернативной котельной» можно сравнивать эффективность только самих котельных. Но и тут нет абсолютно ничего нового – вся пятилетняя суэта, это пшик, это видимость бурной деятельности монополии электроэнергетики!

комбинированную электроэнергию ТЭЦ! Разница в топливной составляющей на сбросное тепло паровых турбин ТЭЦ изменяется от 0,0 до 90 кг у.т./Гкал. Тем более абсолютно недопустимо принимать тарифы на тепло от ТЭЦ по методу «альтернативной котельной» на уровне 155-160 кг у.т./Гкал.

3. Категорически недопустимо применение метода «альтернативной котельной» в «Схемах теплоснабжения городов», при расчете экономической эффективности, доходности, привлекательности инвестиционных топливосберегающих проектов Российской энергетике: ТЭЦ, Мини ТЭЦ, тригенерации, компрессионных и абсорбционных тепловых насосов, аккумулятирование тепла у потребителей, сезонное аккумулятирование тепла в грунте, низкотемпературное отопление, высокотемпературный дальний транспорт тепловой энергии, мусоросжигающих заводов и т.д.

Этому не учат в школе, да и в теплотехническом институте об этом говорят вскользь, и то, только теоретически! Холодильщики прекрасно знают и работают с понятием эксергия. А вот энергетиков большой энергетики отучили думать, анализировать и принимать решения! За них все решают наверху. Все регламентировано, обложено противоречивыми законами, инструкциями. Конформизм монополии электроэнергетики с 10 января 1950г подавил всякое мышление. Вместо рыночных отношений, процветает только система формального регулирования. Можно было бы с этим согласиться, если бы работу регуляторов оценивали и по показателю интегрированной энергоэффективности всех энергоустановок города – ПИЭЭГ [МВт/Гкал], а не только за результатами политических выборов.

Но, как говорится, железо не обманешь, второй закон термодинамики не отменишь! Задача регуляторов энергетики, эффективных собственников генерирующих мощностей, аналитиков-технологов теплоэнергетики создать такие экономические, политические, технологические условия, чтобы выполнить превращение ЭКСЕРГИИ чистого топлива в АНЕРГИЮ окружающей среды с максимальной экономичностью и минимальными потерями исходного первичного топлива.

Глубинные причины системного кризиса в Российской энергетике:

- Нет рыночной экономики энергетики основанной на тарифной политике с анализом маржинального дохода [13;14] с соотношением тарифов $\frac{\min}{\max}$ не менее чем 1 к 8;

- Нет рынка комбинированной (комплементарной) энергии ("С1"; "С2" рис. 9) с КПД производства энергии 78-86%;

- Нет знаний и нет решений по устранению узаконенной системы скрытого перекрестного субсидирования топливом электроэнергии за счет потребителей сбросного тепла паровых турбин;

- В экономике энергетике о теплофикации говорят правильные слова, красивые лозунги, но практически поступают наоборот. Ярчайший пример этого является методика «альтернативной котельная», при которой **тарифная политика на комбинированную энергию ТЭЦ полностью оторвана от технологии** производства энергии;

- Не внедряется в государственную отчетность: а) показатель интегрированной энергоэффективности всех энергоустановок города–ПИЭЭГ [МВт/Гкал]; б) удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении ТЭЦ W [МВт/Гкал]; в) коэффициент полезного использования топлива КПИТ[%] предприятия, города, региона;

- Исчезла система калькулирования себестоимости тепловой и электрической энергии [10], система анализа маржинальных издержек при производстве, транспорте и реализации комбинированной энергии ТЭЦ;

- Для реального снижения энергоёмкости российской энергетики, существующее **Министерство энергетики должно быть преобразовано в Министерство Анергии**[11] основным показателем работы которого должно стать реальное технологическое снижение энергоёмкости Российской энергетики, на всех этапах производства, распределения и потребления.

На прощание...

Немного перефразировав цитату Н.П. Бехтерева можно сказать: ...Какой бы эффективной и топливосберегающей была тепло и электроэнергетика России, если бы не было такого затаянного торжества регулируемого формализма и безнравственности, если бы энергетическую политику формировали на основе трудов ученых от академической науки, такие как А.И. Андрущенко [7]; В.М. Бродянский [5;12]; Е.И. Янговский [6]; П.М.Шевкоплясов [14] и т.д., а дипломированные и остепененные исполнители монополии федеральной электроэнергетики, Минэнерго [3], и Минэкономразвития не игнорировали в своих методиках «ЭКСЕРГИЮ» и «АНЕРГИЮ» как научно обоснованный метод анализа и нормирования экономики энергетики России.

Список литературы

1. Бехтерева Н. П. Магия мозга и лабиринты жизни: Дополнительное издание. – М.: АСТ, 2015. – 384 с.

2. Богданов А.Б. «Котельнизация России –беда национального масштаба» "Новости теплоснабжения", 2006, №10 (74), с.30-34 [www.exergy.narod.ru http://exergy.narod.ru/kotelniz1.pdf](http://exergy.narod.ru/kotelniz1.pdf)

3. Доклад Минэнерго основные принципы распределения топлива в целях тарифного

регулирования в сфере теплоснабжения.- М., 2013, <http://exergy.narod.ru/minenergo-2013-1.pptx>

4. Шаргут Я., Петела Р. Эксергия: Перевод с польского. – М., Энергия, 1968, - 280 с.

5. Бродянский В.М. Эксергетический метод термодинамического анализа. – М.: Энергия, 1973. - 296 с; Эксергетические расчеты технических систем: Справочное пособие под редакцией академика АН УССР Долинского А.А. и д.т.н. Бродянского В.М. – Киев: Наукова думка, 1991.

6. Янговский Е.И. Потоки энергии и эксергии. – М.: Наука, 1988. – 144 с.; Парокомпрессионные теплонасосные установки. – М.: Энергоиздат, 1982. - 143с.; Промышленные тепловые насосы. М.: Энергоиздат, 1989.

7. Андрущенко А.И. О применении эксергии для анализа совершенства и оптимизации теплоэнергетических установок: Изв. вузов. – М.: Энергетика, 1989, № 4. – с. 59-64.

8. Горшков А.С. Техничко-экономические показатели тепловых электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1984, 240 с.

9. Богданов А.Б. Анализ показателей теплофикационной турбины по относительным приростам топлива на тепло. М.: Новости

теплоснабжения, 2009, №5. - с. 30-37
<http://exergy.narod.ru/nt2009-05.pdf>; 2009, №11, с. 34-41
<http://exergy.narod.ru/nt2009-11.pdf>

10. Анисимова С.П., Хузмиева И.К. Ещё раз о проблеме калькулирования себестоимости в электроэнергетике её последствиях и её решении. – 2014, <http://exergy.narod.ru/Anbsimov01.pdf>

11. Богданов А.Б. Министерство Анергии. – М.: Энергорынок, 2010, №12, <http://exergy.narod.ru/er2010-12.pdf> Новости теплоснабжения, 2010, №9. – с. 12÷18, <http://exergy.narod.ru/nt2010-09.pdf>.

12. Бродянский В.М. «Письмо в редакцию». Журнал «Теплоэнергетик» № 9 1992г. <http://exergy.narod.ru/Brodyanski-pismo.pdf>

13. Шевкоплясов П.М. «Ценообразование на оптовом и розничном рынках энергии на основе маржинального дохода» ПЭИПК Санкт-Петербург 2012 <http://exergy.narod.ru/Shevkoplyasov-Bogdanov.pdf>

14. Богданов А.Б. Управление тарифами и нагрузкой: французский опыт "Тепловая энергетика", №06 (15) декабрь 2014 <http://www.eprussia.ru/teploenergetika/15/168.htm>

15. Богданов А.Б. Концепция регулирования энергоёмкости России (ЧВЭ и ЧНЭР). Журнал "Теплоэнергоэффективные технологии", 2012, №1 <http://exergy.narod.ru/tt2012-01.pdf>

16. Богданов А.Б. ЧВЭ и ЧНЭР российской энергетики. Журнал "Теплоэнергоэффективные технологии", 2011, №3, с.6-30 <http://exergy.narod.ru/tt2011-03.pdf>

17. Видеоролик «в Дании люди тратят топлива в 3-4 раза меньше чем на альтернативной котельной» <https://yadi.sk/i/HO1ow0EKWijMN>

18. «Вопросы Определения КПД теплоэлектростанций». общей редакцией академика А.В.Винтера Госэнергоиздат Москва Ленинград 1953г 119 стр. (12 статей разных авторов) http://exergy.narod.ru/resh_kom_500110-500111.pdf

Aleksei Izumov¹, Leonid Kosals²

MODELS OF LABOR-MANAGEMENT RELATIONS IN A TRANSITION ECONOMY

¹*Ph. D., Visiting Professor, Novosibirsk State University, Novosibirsk*

²*Doctor of Science, Professor of Higher School of Economics, Moscow*

ABSTRACT

This paper discusses models of labor-management relations (LMR) found in Russian industrial enterprises in the transition period. The study is based on the analysis of international and national management literature. The main thesis of this paper is that the existing management models represent the traditional components of the Russian/Soviet business culture: "hierarchical", "paternalistic" and "collectivist". Based on existing studies one can hypothesize that the management-dominated hierarchical and paternalistic LMR models are more widespread compared to the labor-friendly cooperative one.

Keywords Labor-management relations; Manufacturing; Economic Performance; Russia

It is widely accepted that as an integral part of overall national business culture, national models of LMR are largely predetermined by the socio-cultural and institutional arrangements prevailing in a respective society. In mature market economies the LMRs have been forming over long periods and are characterized by a high degree of internal cohesion and stability. More recently, under the impact of globalization, these models have undergone certain unification but their principal differences remain valid.

The theoretical framework of the human relations/management literature emphasizes the importance of social and cultural context. Much of the comparative analysis has focused three models of LMR corresponding to three dominant varieties of the developed market capitalism—the manager-centered individualistic Anglo-Saxon model; the familial model of Asian/Japanese type; and the labor-centered West European model (2; 15; 17; 22; 23; 25).

Thus the Anglo-American LMR model rooted in individualism, competition and limited government participation was always characterized by flexibility and a strong management prerogative (6; 22). The Asian-Japanese model is in many ways contrary to the US model and is based on traditions of familism, discipline and

hierarchy (15; 17). In this model, collectivism is emphasized and the company is viewed as an extended family. The employees in this model have strong job security and seniority is highly valued. The European model in contrast to the Anglo-Saxon and Japanese is rooted in communitarian culture and corporatist institutions leading to an much larger role of trade unions in decision-making particularly regarding labor issues (22).

Unlike the LMR models commonly observed in mature market economies, LMR models of post-communist countries of Eastern Europe and former USSR are still being formed and established. Some of the existing studies indicate that post-communist economies are gravitating towards the models that currently dominate mature market economies. For example, in Eastern European firms LMR arrangements tend to evolve towards either the German or the Anglo-Saxon model (20; 27). However, in countries of the former USSR, LMR models developed more independently. Here their evolution was linked more intimately to their own history and culture which did not share as much cultural and historical similarity with the West and where the communist economic system lasted much longer than in Eastern