

Ещё раз о проблеме калькулирования себестоимости в электроэнергетике её последствиях и её решении

Анисимов С.П.
Хузмиев И.К.

Калькулирование себестоимости продукции в электроэнергетике - исчисление себестоимости произведенной энергии и сопутствующих товаров, а также услуг связанных с энергоснабжением, включая реализацию.

Существует несколько методов калькулирования в зависимости отраслевых особенностей. Калькулирование в электроэнергетике с давних времен осуществлялось по упрощёнке с применением простого (попроцессного) метода. Этот метод применялся для калькулирования себестоимости в электроэнергетике СССР с 1971 года и регламентировался Инструкцией по планированию, учету и калькулированию себестоимости электрической и тепловой энергии в энергосистемах и на электростанциях, затрат на передачу и распределение энергии в электрических и тепловых сетях [1]. Именно эта методика калькулирования совместно с ненаучными принципами распределения расходов условного топлива между электрической и тепловой энергией при комбинированном производстве энергии на ТЭЦ применялась предприятиями электроэнергетики и вплоть до начала её реформирования. В период холодной войны Советское Правительство ставило задачу догнать и обогнать США по удельным расходам условного топлива на производство 1 квт.ч. в то время (1980 год) эта величина ≤ 327 грамм. Передовые развитые страны имели такой показатель без приписок топлива на производство тепловой энергии в комбинированном цикле производства энергии в отличии от СССР.

Много рефератов и других научных работ за прошедшее время посвящено калькулированию продукции в электроэнергетике, но каково их практическое значение, если все предприятия электроэнергетики сегодня забросили калькулирование себестоимости?

Последняя официальная методика калькулирования себестоимости энергии была разработана ФЭК России [2], и введена в виде АРМа ОАО «РАО ЕЭС России» [3]. Она мало чем отличалась от изложенной в [1]. Калькулирование себестоимости продукции в электроэнергетике стало официально необязательным после завершения реформирования ОАО «РАО ЕЭС России». Реформа ОАО «РАО ЕЭС России» была нацелена на создание рынка электрической энергии и мощности, результатом которой надо было показать, как снижаются тарифы на электрическую энергию и мощность за счет дутой эффективности производства электрической энергии, а теплоснабжение и топливная эффективность не были целью

реформы [4]. В последствии новыми собственниками предприятий калькулирование было решено упростить до уровня экономических элементов в виде сметы сохранив нужный метод разделения затрат на топливо между электрической и тепловой энергией. При этом бухгалтерия предприятий и организаций по мере борьбы с издержками на предприятиях электроэнергетики стала переводиться на аутсортинг. Невозможно стало калькулирование себестоимости энергетической продукции по факту. Это ограничивалось особенностями учета в электроэнергетике и возможностями автоматизации бухгалтерского учета, а главное учетной политикой, которую устанавливал собственник. На многих предприятиях электроэнергетики и сейчас отсутствует возможность быстрого закрытия (fast-close) бухгалтерской отчетности. Во многих ТГК собственники оголили цеха, сокращают бухгалтеров и экономистов в филиалах. Про преимущества ТЭЦ (рассматриваем ТЭЦ как наиболее сложный объект для калькулирования себестоимости её продукции) просто специально забыли. Пришедшим инвесторам было выгодно заменить технологическое калькулирование на сметное по экономическим элементам. Это давало возможность относить большую эффективность на электрическую энергию через снижение топливной составляющей, а о тарифах на тепловую энергию можно договориться с регулятором через его захват. Региональная власть шла на поводу у инвесторов и не смогла организовать отношения с инвесторами и собственниками ТЭЦ с целью расширения зоны теплофикации и снижения удельной энергоёмкости ВРП.

В результате сложилась следующая картина:

1. Рост удельных расходов условного топлива на производство энергии. КПД производства тепловой энергии превысило 100%!!!! [5].
2. Снижалось потребление тепловой энергии от ТЭЦ, росла стоимость присоединения, росла стоимость тепловой энергии и как следствие стоимость услуг ЖКХ [6].
3. Страну охватило массовое строительство котельных при наличии централизованных систем теплоснабжения[7].
4. Количество вынужденных генераторов стало расти [8].
5. Возникла огромная сумма (ориентировочно 150 - 200 млрд. рублей) перекрёстного субсидирования снижения стоимости электрической энергии за счёт увеличения стоимости тепловой энергии которая закладывается при формировании тарифов на энергию.
6. Снижался КПД (КПИТ) ТЭЦ и не снижалась удельная энергоёмкость ВВП страны [9].

Это факт. А что же в перспективе? Почему же необходимо вернуться к схеме калькулирования продукции производимой ТЭЦ? Сохранить принцип калькулирования себестоимости продукции на технологии производства и оказания услуг в электроэнергетике?

1. Развитие рынков энергии и стремление к динамическим тарифам на них требуют изменений и в системе ценообразования. Принципы динамического ценообразования требуют изменения подходов и в калькулировании себестоимости продукции в электроэнергетике т.к. затрагивают инновационные технологии в измерениях, расчетах и формировании общения с потребителем в открытом доступе, а главное создания возможности для него управления стоимостью ресурсов. Это стало возможно благодаря становлению рынка топливных ресурсов на основании часовых графиков поставки ресурса. Динамическое ценообразование рассматривается как основа Зеленой экономики направленной на повышение эффективности использования топлива и энергии, снижения нагрузки на экологию. Цены и тарифы, основанные на переменных затратах во временных интервалах продаж энергии и мощности, комплиментарной энергии, а также сопутствующих товаров, которые потребитель может выбирать в режиме реального времени на основе множества меню на основе алгоритмов повышения эффективности производства и передачи ресурсов выгодны всем участникам рынка.

2. Применение многоставочных и зонных тарифов с ЧЧИ, на рынках ресурсов на несколько видов энергетической продукции не могут не затронуть калькулирование себестоимости этой каждой продукции. Калькулирование просто себестоимости энергии сегодня недостаточно, появилась мощность, пиковая и полупиковая энергия, а также сопутствующие товары, а следовательно формирование затрат необходимо по стадиям производства, передачи и реализации энергии и мощности, включая и сопутствующие товары. Сегодня необходимо учитывать себестоимость присоединения, качество энергетической продукции и надёжность поставки, производство реактивной энергии и мощности и т.д. Разнесение в данном случае по экономическим элементам просто исказит все физические и экономические постулаты, исказит тарифы, снизит эффективность использования топлива и энергии, следовательно, регулятор должен сказать своё слово, а калькулирование себестоимости продукции в электроэнергетике стала нормой.

Конечно, сохраняются понятие переменных и условно-постоянных затрат. Формирование себестоимости энергии, воды должно основываться на переменных затратах, а мощности – на условно-постоянных.

Необходима система калькулирования затрат в электроэнергетике, которая бы формировала спрос на энергетическую продукцию через разнообразные меню, включая весь комплекс продуктов и услуг по алгоритмам повышающим энергоэффективность и экономию топлива в электроэнергетике и у самих потребителей.

3. Развитие тригенерации.

Принципы калькулирования себестоимости энергии сегодня требуют научного подхода, в связи с развитием тригенерации, которая не

регулируется сегодня государством, а её тарифы и методики регламентируются учетной политикой установленной собственником на предприятии. С отпуском энергии, сопутствующих товаров тригенерацией инфраструктуре городов в т.ч. для оказания услуг ЖКХ методики не могут определять сами собственники тригенерации, необходимы единые правила калькулирования продукции отпускаемой тригенерацией. Тригенерация использует самые современные технологии и высокий КПИТ до 90% и продолжает совершенствоваться за счёт новых технологий. Учитывая, что стоимость передачи электрической энергии измеряемой в т.у.т. уже дороже для населённых пунктов, где нет ТЭЦ, чем стоимость энергии произведённой городской ТЭЦ, а эффективность абсорбционных машин для выработки холода выше компрессионных в 2 раза [10]. Мы стоим на пороге революции.



4. Наконец приступить к реальному снижению удельной энергоёмкости ВВП России. Программы энергосбережения и повышения эффективности использования энергии не учитывают эффективность использования топлива, что является ошибкой т.к. не позволят достичь показателей обозначенных Энергетической стратегией страны.

Сегодня нам инвесторы навязывают понятие альтернативной котельной, чтобы добиться сговорчивости и запутать регуляторов в итоге повысить доходность теплового бизнеса. Но стране то, другое нужно! Снижение удельной энергоёмкости ВВП! Новой понятие - хорошее, но только для оценки эффективности комбинированного производства энергии и метода сравнения, т.е. оценки показателей регулируемых предприятий и их предложений – всё! Методов регулирования цен и тарифов на тепловую энергию и так достаточно. Сегодня надо вспомнить про котельные, с мощностью свыше 20 гкал./час.

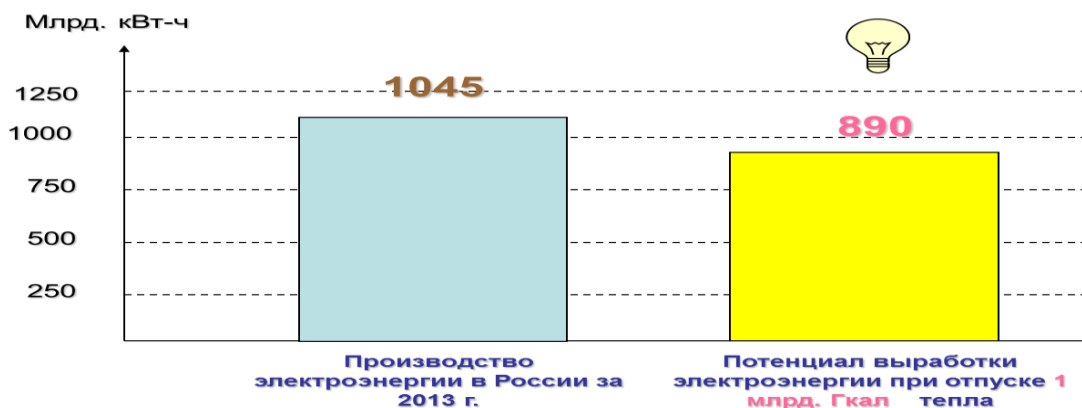
Источники тепловой энергии	Объемы производства, млн. Гкал	% в общем объеме	% по секторам
Всего	2100	100	
1. Централизованные, из них:	1430	68	100
- ТЭЦ и ТЭС федерального уровня	710	34	49
- котельные мощностью более 20 Гкал/ч	720	34	51
2. Децентрализованные, в том числе	600	28	100
- котельные мощностью менее 20 Гкал/ч	260	12	43
- автономные и индивидуальные	340	16	57
3. Прочие (утилизационные установки, электродогревательные, АЭС)	70	3	100

Выводы:

1. В России функционирует более **180 тысяч** мелких котельных.

2. **Около 1 млрд. Гкал.** тепловой энергии в России вырабатывается на неэффективных котельных.

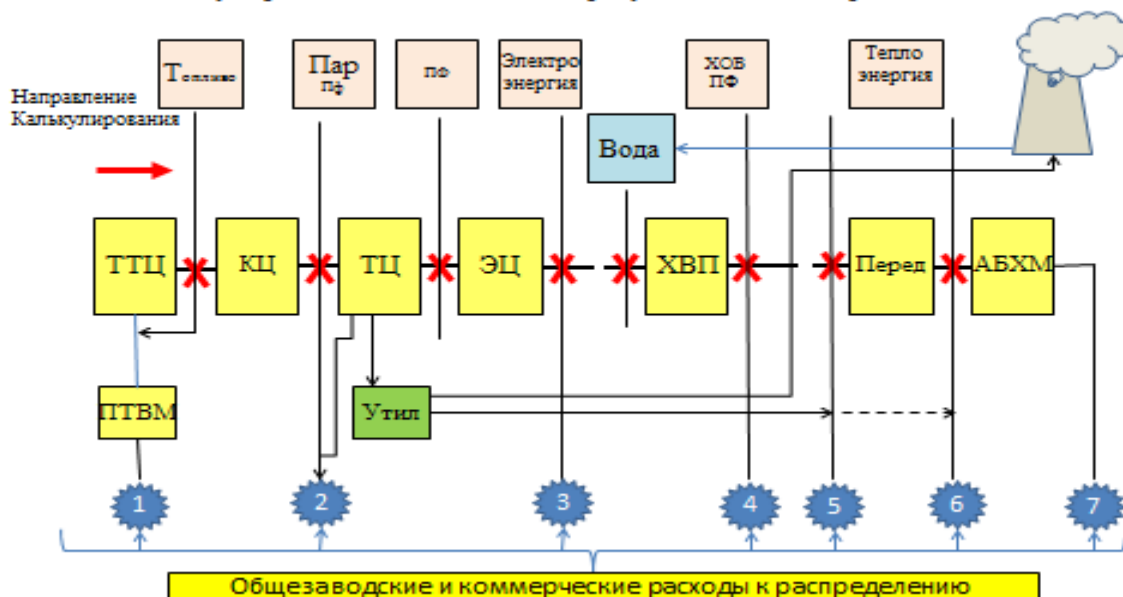
А как стимулировать замещение котельных распределительной энергетикой? Как снизится нагрузка на окружающую среду и приблизит нас к снижению удельной энергоёмкости ВВП?



Какие же изменения должны быть учтены при формировании схемы калькулирования себестоимости в электроэнергетике? И достаточно ли этого?

Необходимо именно соблюсти технологический принцип и разложить поэтапность производства т.к. даже комбинированный способ производства энергии должен следовать самой технологии. А простой или упрощенный (попроцессный) метод калькулирования должен быть заменен на попередельный метод калькулирования с формированием цеховой калькуляции себестоимости и себестоимости полуфабрикатов. Приблизительная схема калькулирования себестоимости продукции на ТЭЦ выглядит следующим образом:

Схема калькулирования себестоимости продукции ТЭЦ попередельным методом



ТТЦ - Топливо-транспортный цех;

КЦ- Котельный цех;

ТЦ- Турбинный цех;

ЭЦ- Электроцех;

ХВП-Цех химводоподготовки;

Перед- передача тепловой энергии в случае установки чиллеров у потребителя холода;

АБХМ – Цех абсорбционных машин;

ПТВМ-пиковые водогрейные котлы в случае их наличия;

Утил.- система утилизации тепловой энергии конденсатор либо отпуск на сторону;

ПФ-признак полуфабриката.

Цеховое калькулирование себестоимости незавершенного продукта учитывается как полуфабриката с последующим попеределом в другой вид продукции и в итоге учитывается как составляющая в себестоимости готовой продукции. В нашем случае, каждый вид продукции состоит из калькулирования двух и более ставок и множества видов продукции ТЭЦ. При калькулировании продукта или полуфабриката к переменным затратам относится: топливо, вода и энергия, все остальное относится на мощность, включая общезаводские и коммерческие расходы. На рисунке порядок калькулирования полуфабрикатов и продукции обозначен стрелкой и порядковыми номерами.

Необходимо отметить, что оборудование не связанное с комбинированным производством, которое работает параллельно, калькулируется отдельно (пиковые котельные с ПТВМ) расположенные на станции. Калькуляция себестоимости тепловой энергии в данном случае

учитывает затраты на топливо и воду, а также энергию (исходя из того что это полуфабрикаты), общезаводские и коммерческие расходы распределяются косвенным способом.

Калькулирование остальной продукции в соответствии со стадией производства начинается именно с производства тепловой энергии в паре, который является до попадания в турбину полуфабрикатом, следующие передел - калькулирование себестоимости производства электрической энергии. Себестоимость электрической мощности будет учитывать затраты на содержание и ремонт градилен. При этом электрическая энергия калькулируется как электрическая при сбросе пара в конденсатор и как комплиментарная при утилизации тепловой энергии отработанного пара на цели теплоснабжения.

Калькуляция себестоимости пара потребуется в случае реализации пара на сторону от отборов турбин, первоисточник максимальной эксергии для последующего калькулирования по параметрам пара.

И только потом составляется калькуляция тепловой энергии подлежащей утилизации, которая калькулируется и как комплиментарная энергия для целей энергоснабжения и следующего передела - производство холода. Именно такое попередельное калькулирование себестоимости при комбинированном способе позволит правильно отразить все технологические стадии и МВЗ в итоговой стоимости комплиментарной энергии для целей освещения, отопления и г.в.с., а также в себестоимости производства холода. Необходимо учитывать место установки чиллеров и их собственность и собственность передаточных устройств, которые будут влиять на себестоимость производства холода при калькулировании его себестоимости.

Мы вначале говорили, об ущербности показателя удельного расхода условного топлива. Пора его забыть при калькулировании себестоимости на ТЭЦ. Уже есть альтернативная котельная, есть показатели производства электрической энергии в конденсационном цикле, поэтому надо рассматривать два метода раздельное производство электрической и тепловой энергии и комбинированное с выделением понятия комплиментарной энергии. Необходимо как во всём мире, руководствоваться методом Вагнера [11].

Иными словами эксергетической экономикой т.е. полезности энергии и следовательно эксергетическим методом распределения топлива. Однако как нам доказали при комбинированном производстве энергии, если руководствоваться только физическим методом или эксергетическим методом, получаются абсурдные результаты и тарифы. Метод Вагнера является усовершенственным на основе эксергетического метода разделения затрат. Он выбран наукой как единственный, направленный на повышение КПИТ, снижения нагрузки на экологию и воспринимаемый рынком энергии. Правильность таких экономических суждений

инструментально доказана на практике с использованием метода относительных приростов нагрузок на теплофикационную турбине ТЭЦ [12].

Согласно, метода Вагнера расход условного топлива на производство электрической энергии ТЭЦ должен быть незначительно меньше величины, чем при работе станции на конденсатор, т.е. как на обычной конденсационной станции. Остается один вопрос как разнести (общехозяйственные) управленческие и коммерческие расходы при калькулировании себестоимости продукции на ТЭЦ? Если полуфабрикат подлежит реализации как готовая продукция, то к цеховой себестоимости добавляется, на себестоимость готового продукта на него относятся и управленческие и коммерческие расходы. Разнесение этих затрат как условно – постоянных затрат (УПЗ) производится косвенными методами при калькулировании себестоимости мощности. Определения норм (долей) УПЗ может формироваться от приведенных мощностей или стоимости активной части оборудования в цехах и зависимости от типа оборудования и места его установки.

Синтезированная калькуляция должна выглядеть следующим образом, которую можно консолидировать в две или три графы - энергия и вода, электроэнергия и тепловая энергия, вода:

№ п/п	Калькуляционные статьи затрат	Единица измерения	план (БЕЗ РАЗДЕЛЕНИЯ НА СТАВКИ ЭНЕРГИЯ И МОЩНОСТЬ)					
			Теплоэнергия ПТВМ	Пар в т.ч. По	Электроэнергия	Теплоэнергия для утилизации	Холод	ХВО
A	B	C	1	2	3	4	5	6
1.	Топливо на технологические цели	тыс.руб						
2.	Вода на технологические цели	тыс.руб						
3.	Электроэнергия на технологические цели	тыс.руб						
4.	Теплоэнергия на технологические цели	тыс.руб						
5.	Основная оплата труда производственного персонала	тыс.руб						
6.	Дополнительная оплата труда производственного персонала	тыс.руб						
7.	Отчисления на социальные нужды с затрат на оплату труда производственного персонала	тыс.руб						
8.	Амортизация производственного оборудования	тыс.руб						
9.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб						
10.	Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые расходы)	тыс.руб						
11.	Цеховые расходы не учтенные выше	тыс.руб						
12.	Цеховая себестоимость производства э.продукции	тыс.руб						
13.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб						
13.1.	Административно-управленческие расходы	тыс.руб						
13.2.	Общепроизводственные расходы	тыс.руб						
13.3.	Оплата услуг сторонних организаций	тыс.руб						
13.3.1.	Оплата услуг операторов рынка	тыс.руб						
13.3.2.	Оплата услуг СО	тыс.руб						
13.3.3.	Оплата услуг сторонних организаций производственного характера	тыс.руб						
13.3.4.	Оплата прочих услуг сторонних организаций	тыс.руб						
13.4.	Обязательные платежи (налоги, сборы), включаемые в себестоимость продукции (работ, услуг)	тыс.руб						
13.5.	Страховые платежи	тыс.руб						
13.6.	Арендные платежи	тыс.руб						
13.7.	Прочие общехозяйственные расходы	тыс.руб						
14.	Покупная энергия	тыс.руб						
15.	Всего затрат на производство энергии, воды, холода, пр.продукции (включая коммерческие и управленческие расходы)	тыс.руб						

Целевые показатели эффективности, которыми могли бы пользоваться

регуляторы при установлении цен и тарифов, которые бы вписывались в систему калькулирования себестоимости энергии и сопутствующей продукции, должны задавать эффективность использования топлива и энергии через такие показатели как: КПИТ, удельная величина произведенной и потреблённой электроэнергии на тепловом потреблении и т.д. Причем эти показатели, должны заставлять не только инвестора думать о новых технологиях и техническом перевооружении, но и администрации городов и поселений о росте потребления электрической энергии в составе комплиментарной, это несомненно отразится на снижении удельной энергоёмкости ВРП.

Касаясь изменения самой системы тарифов и тарифных меню, необходимо отметить, что регулятором должны в тарифном меню закладываться экономические механизмы: например через свободные договора на комплиментарную энергию, где цена на комплиментарную энергию зависит от количества и графика потребления электрической энергии, произведённой на основе утилизации тепловой ТЭЦ и влияет на снижение общей стоимости, зонных тарифов на основе ЧЧИ. Аналогично можно рассматривать температуру возвращаемого теплоносителя и платить за это потребителю, а расширение зоны теплофикации за счёт производства холода чиллерами должно поощряться отменой платы за технологическое присоединение и стоимость трипродукта должна стоить ниже, чем приобретаемая для этих целей электрическая и тепловая энергия от тепловых источников и гарантирующих поставщиков отдельно.

Выводы:

1. Существующие методы регулирования цен и тарифов на продукцию ТЭЦ и в целом в теплоснабжении не стимулируют повышение эффективности использования топлива и энергии.
2. Несовершенная модель оптового рынка электрической энергии и мощности, отказ от калькулирования себестоимости продукции на ТЭЦ регулятором не позволяют реализовать Энергетическую стратегию страны и снизить удельную энергоёмкость ВВП страны.
3. Регулируемые организации ведут отдельный учет по следующим видам деятельности, установленным Федеральным законом от 27.07.2010 N 190-ФЗ «О теплоснабжении» и постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» В итоге, согласно п. 5 Приказа ФСТ от 12.04.2013 № 91 отдельный учет осуществляется регулируемой организацией с дифференциацией доходов и расходов, объема тепловой энергии, теплоносителя по

источникам тепловой энергии, системам теплоснабжения, субъектам Российской Федерации, а также с учетом дифференциации цен (тарифов) в сфере теплоснабжения. Одновременно п. 6 Приказа полностью дублирует положения п. 10 Основ ценообразования. Огромное количество узаконенной информации, характеризует, что у регулятора нет схемы калькулирования и целевых показателей эффективности соответствующих новым методам регулирования.

4. Требуется пересмотр нормативно-правовых актов связанных с регулированием цен и тарифов на энергию с учётом необходимого роста эффективности использования топлива и энергии через конкретные целевые показатели.

Предложения:

1. Вернуться регуляторам к применению методики калькулирования себестоимости продукции на ТЭЦ на новых принципах через задание схемы калькулирования себестоимости регулируемым предприятиям.
2. Внести в модель рынка электрической энергии и мощности изменения в отношении отбора ТЭЦ в т.ч. за счёт написания целевой модели розничного рынка энергии с участием администраций регионов и городов.
3. Создать отдельное министерство Энергетики и электрификации в т.ч. для работы с регионами по предотвращению строительства индивидуальных котельных.
4. Внести изменения в 6-ТП в части оценки эффективности использования топлива.

Литература, документы и ссылки:

1. ИНСТРУКЦИЯ ПО ПЛАНИРОВАНИЮ, УЧЕТУ И КАЛЬКУЛИРОВАНИЮ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ И НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ, ЗАТРАТ НА ПЕРЕДАЧУ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ, <http://www.alppp.ru/law/hozjajstvennaja-dejatelnost/promyshlennost/26/instrukcija-po-planirovaniyu-uchetu-i-kalkulirovaniyu-sebestoimosti-elektricheskoj-i-teplo.html>;
2. Инструкция по планированию, учету и калькулированию затрат на производство и поставку электрической и тепловой

- энергии на электростанциях, в электрических и тепловых сетях и в целом энергоснабжающих организациях (Единая система классификации и учета затрат в электроэнергетике), постановление Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации от 03 июля 1998 г. № 27/4;
3. Письмо ОАО «РАО ЕЭС России» от 15.03.07 №1-73-03/3-136, О модернизации АС «Калькуляция»;
 4. Интервью — Анатолий Чубайс, председатель правления «Роснано», http://www.vedomosti.ru/library/news/6096061/ne_vozvraschajtes_k_bylym_vozlyublennym_anatolij_chubajts;
 5. Энерго рынок ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ 1 2 (8 3) ДЕКАБРЬ 2010, Министерство анергии, А.Б. Богданов;
 6. Eprussia.ru, <http://energotrade.ru/reviews/2014/3/гэс-сибири-рыночные-цены-не-обрадуют-потребителя.aspx>
 7. Богданов А.Б. Котельнизация России – беда национального масштаба // ЭнергоРынок. 2006, № 3, 6, 9; 2007 № 2, 6, 11; 2008, № 1, 2.;
 8. ЕСТЕСТВЕННЫЙ ОТБОР МОЩНОСТИ. 28.02.2014. kommersant.ru;
 9. ЭНЕРГОНАДЗОР, № 1–2 (20), ЯНВАРЬ-ФЕВРАЛЬ, 2011 г., Двойственная форма энергии, Александр Богданов;
 10. Применение новейших математических методов в экономике энергетики, Ленинград-Ереван, 1969 год, Нелинейная математическая модель оптимизации схем хладоснабжения промышленных предприятий. Ф.С. Абдуллаева, Б.И. Голубчин;
 11. Шаргут Я., Петелла Р. Эксергия / Под ред. В.М. Бродянского, пер. с польского. М.: Энергия, 1968. 280 с.;
 12. Новости теплоснабжения №5 (май) 2009 г. Анализ показателей теплофикационных турбин по относительным приростам топлива на тепло А.Б. Богданов, главный технолог, ЗАО «СибКОТЭС Группа Е4», г. Новосибирск (печатается с сокращениями, полную версию см. на сайте РосТепло.ру – www.rosteplo.ru).