

СОБСТВЕННАЯ ЭНЕРГИЯ ДЕШЕВЛЕ ПОКУПНОЙ

Журнал «Леспромформ»,
№ 2, 2005 г.

Левин А.Б., Суханов В.С.

*Головной научный центр
лесопрмышленного комплекса
по технологиям и энергетике*

Затраты на электрическую и тепловую энергию составляют в структуре себестоимости продукции предприятий лесопромышленного комплекса до 25 % и уступают только затратам на сырье. В связи с постоянным, а в последние годы интенсивным ростом цен на энергоресурсы следует ожидать увеличения как самих затрат на приобретение энергоресурсов, так и их доли в суммарных издержках производства. В условиях неизбежного сближения внутренних цен на энергоресурсы с мировыми многие предприятия пытаются искать альтернативу приобретаемым энергоресурсам в собственном древесном топливе, главным образом отходах основного производства. К сожалению, при этом зачастую не принимается во внимание такой ресурс древесного топлива как дровяная древесина. Современная структура лесных насаждений, особенно в Европейской части РФ, такова, что каждое третье дерево не может быть использовано для производства пиломатериалов, технологической щепы, балансов или другой товарной продукции, а может быть реализовано только в качестве дров.

Себестоимости заготовки деловой и дровяной древесины практически не отличаются. Предприятиям приходится продавать дрова по ценам вдвое и более низким, чем себестоимость и перекладывать убытки от дров на пиловочник, завышая его цену. Часто лесозаготовители бросают дровяные деревья на лесосеке, ухудшая условия для возобновления леса и экологическую ситуацию в целом.

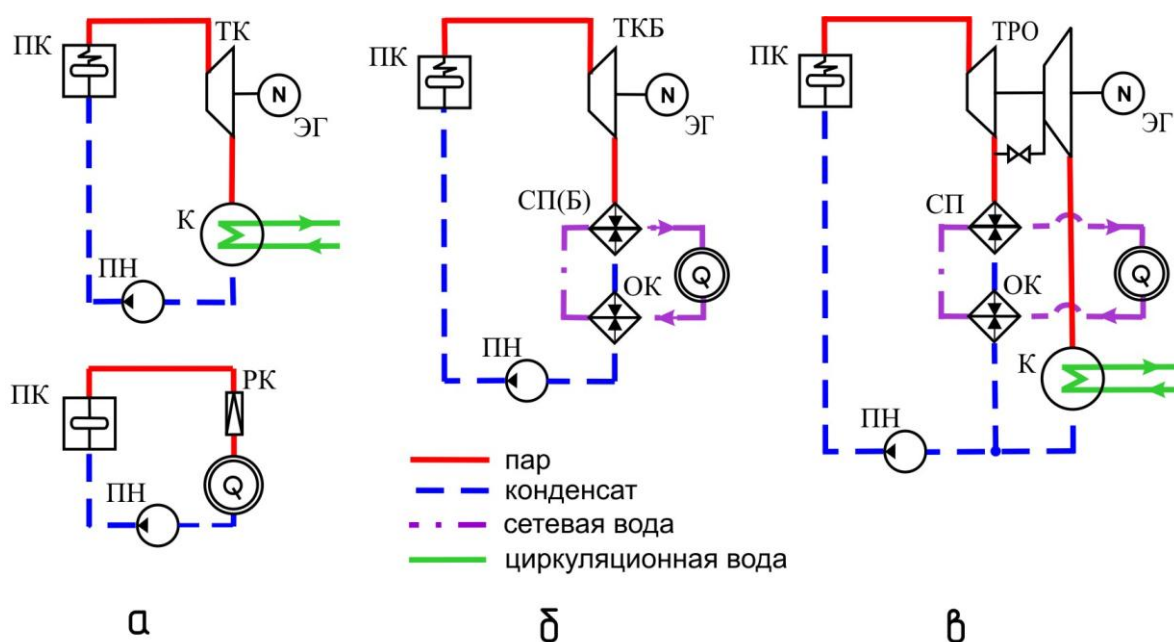
Выход из сложившегося положения нам видится в энергетическом использовании древесных отходов основного производства и вообще всей некачественной древесины. Полностью используя ресурс древесного топлива на паротурбинных тепловых электростанциях, предприятия смогут не только полностью обеспечить себя собственной тепловой и электрической энергией, но во многих случаях производить электроэнергию как товарную продукцию гораздо более ликвидную и существенно легче транспортируемую к потребителю, чем дрова.

Рост цен на покупные энергоресурсы заставляет предприятия более полно использовать древесину в качестве топлива. К сожалению, речь идет пока об установках малой единичной мощности, главным образом о водогрейных и реже паровых котлах производственно-отопительных котельных. В мире же действуют сотни ТЭЦ на растительном топливе мощностью от долей МВт до 550 МВт. В то же время в России за последние 50 лет такие электростанции по мере их физического износа закрывались и предприятия переходили на электроснабжение от государственных электросетей. В настоящее время действует всего несколько ТЭЦ на древесном топливе, и строятся 2...3 новых. Это происходит в основном из-за отсутствия у предприятий достаточных средств для капиталовложений и недоступности относительно дешевых долгосрочных кредитов. Но не маловажно и недостаточное осознание собственниками и менеджментом предприятий ЛПК возможностей и экономической эффективности энергетики с использованием древесного топлива.

С 1998 года ГНЦ ЛПК ТЭ по заказам предприятий и контракту Минпромнауки, при поддержке Российско-шведской программы по развитию биоэнергетики в Северо-Западном регионе РФ ведет работы по оценке экономической эффективности промышленных ТЭЦ на древесном топливе и разрабатывает для них оборудование, которое пока не выпускается отечественными заводами – топочные

устройства оригинальной конструкции, линии производства и механизированные склады топлива. Основное оборудование – котлы, турбогенераторы, дутьевые машины и пр. серийно выпускаются нашими партнерами ОАО "Калужский турбинный завод" и ОАО "Бийскэнергомаш".

В зависимости от мощности и характеристик потребителей на промышленных тепловых электростанциях предприятий ЛПК могут быть установлены турбогенераторы мощностью от 0,6 до 6,0 МВт с турбинами конденсационными, противодавления и с регулируемым отбором пара. Принципиальные схемы тепловых электростанций показаны на рисунке 1.



ПК - паровой котел; РК - редукционный клапан; ТК - турбина конденсационная; ТКБ - турбина с конденсатором-бойлером; ТРО - турбина с регулируемым отбором; ЭГ - электрогенератор; К - конденсатор; СП(Б) - сетевой подогреватель (бойлер); ОК - охладитель конденсата; ПН - питательный насос

а – с турбиной конденсационной (ТК); б – с турбиной противодавления, т.е. турбиной конденсатором-бойлером (ТКБ); в – с турбиной с регулируемым отбором (ТРО)

Рисунок 1 – Принципиальные схемы тепловых электростанций

Конденсационные турбины (рис. 1а) предназначены только для привода электрогенератора и не предусматривают отбора пара для теплового потребления. При наличии таких потребителей они должны обеспечиваться паром непосредственно от котлов ТЭЦ или от котлов отдельной производственно-отопительной котельной. На ТЭЦ с турбинами противодавления (рис. 1.б) весь пар после турбин направляется тепловым потребителям, что наиболее выгодно с точки зрения использования теплоты топлива. Но в этом случае через турбину можно пропустить только такой расход пара, который необходим для теплового потребления – не больше и не меньше. Разновидностью турбин противодавления являются турбины с конденсаторами-бойлерами. В них пар на выхлопе турбины имеет давление достаточное для нагрева воды, отводящей теплоту от конденсирующегося пара, до 90 °С и использования ее в качестве сетевой.

Турбины с регулируемым отбором (рис. 1в) позволяют некоторую долю расхода пара забирать из проточной части турбины при давлении и в количестве, необходимом тепловым потребителям, а оставшемуся пару дать возможность расширяться до давления в конденсаторе (0,004...0,006 МПа) и произвести максимально возможную работу. В этой схеме электрическая (N) и тепловая (Q) мощности могут изменяться независимо в широких пределах. Такой способ производства тепловой и электрической энергии представляется предпочтительным для промышленного предприятия с разнообразными потребителями, работающими по различным суточным и годовым графикам.

Рассмотрим типичные ТЭЦ на древесном топливе с точки зрения их экономической эффективности. Согласно нашим расчетам, для одного из предприятий в Томской области суммарные затраты на сооружение ТЭЦ с двумя турбогенераторами с конденсаторами-бойлерами ТГ-0,6/0,4-К1,3 мощностью по 600 кВт и тремя паровыми котлами ДКВр-10-13-225 паропроизводительностью

по 10 т/ч и всем необходимым вспомогательным оборудованием составляют 70,7 млн руб. При годовом потреблении 47 тыс. пл. м³ древесного топлива ТЭЦ за год выработает 6 250 кВт·ч электроэнергии и 50 тыс. Гкал тепловой энергии. При цене топлива 220 руб./пл. м³ годовые эксплуатационные затраты составят 21,6 млн руб., а себестоимость электроэнергии – 0,66 руб./кВт·ч и себестоимость тепловой энергии – 349 руб./Гкал.

Суммарные затраты на сооружение для того же предприятия более мощной ТЭЦ мощностью 4 000 кВт с одной турбиной П-4-3,5/0,5 с регулируемым отбором и четырьмя котлами ДКВр-10-39-440 составят 104 млн руб. При годовом потреблении 117 тыс. пл. м³ топлива и неизменной выработке тепловой энергии 50 тыс. Гкал, определенной условиями предприятия. Выработка электроэнергии составит 33 600 тыс. кВт·ч, что превышает потребности предприятия и позволяет реализовать излишки внешним потребителям. Себестоимость электроэнергии при этом составит 0,88 руб./кВт·ч, а тепловой энергии 289 руб./Гкал при годовых затратах 43,9 млн руб.

Сравнивая результаты расчетов по двум приведенным выше вариантам комплектации ТЭЦ легко сделать вывод о относительной недогрузке ТЭЦ тепловым потреблением во втором варианте. В связи с этим представляется важным установить влияние на экономическую эффективность ТЭЦ цены топлива и соотношения тепловой (Q) и электрической мощности (N).

Расчеты выполнены для ТЭЦ установленной электрической мощностью 4 МВт, использующей древесное топливо с влажностью свежесрубленной древесины ($W^p = 55\%$). Низшая теплота сгорания рабочей массы такого топлива составляет 7 000 кДж/кг. Принято, что турбоустановка работает 8 000 часов в год на номинальной электрической мощности. Тепловая нагрузка полагалась постоянной в течение этого же времени и в различных вариантах расчетов изменялась от 0 (конденсационный режим) до 15,7 МВт

(максимально возможный отбор при номинальной электрической мощности – 25 т/ч).

Все расчеты выполнены для трех значений цены на топливо – 100, 175 и 250 руб./пл. м³. На разных предприятиях цена на топливо может существенно отличаться. Деревообрабатывающие предприятия, не ведущие заготовки древесины и использующие в качестве топлива только кору и отходы собственного производства, вправе отнести стоимость на реализуемую продукцию. Для таких предприятий себестоимость топлива включает только затраты на внутризаводскую транспортировку и хранение. Для предприятий, ведущих заготовку, себестоимость топлива из дровяной древесины составляет около 300 руб./пл. м³. На этих предприятиях себестоимость топлива из смеси относительно дешевой щепы из отходов и более дорогой щепой из дровяных деревьев или хлыстов может колебаться в зависимости от соотношения составляющих в пределах 100...250 руб./пл. м³.

Суммарные затраты на сооружение ТЭЦ с установленной электрической мощностью 4 МВт – 104 млн руб., складываются из затрат на котельное оборудование – 36,4 млн руб., турбоустановку – 43,4 млн руб., здание ТЭЦ – 11,2 млн руб., склад топлива – 3,5 млн руб., проектные работы – 9,5 млн руб.

Годовые затраты на выработку тепловой и электрической энергии, рассчитанные как сумма затрат на топливо, амортизационные отчисления, зарплату персонала, ремонт оборудования, воду и общестанционные расходы, оказались в различных вариантах в диапазоне 24,7...55,0 млн руб. Доля затрат на топливо в общих расходах изменяется от 1/3 (конденсационный режим, цена топлива 100 руб./пл. м³) до 2/3 (режим максимального расхода пара из отбора, цена на топливо 250 руб./пл. м³).

Разделение расхода топлива на выработку тепловой и электрической энергии и пропорциональное разделение общих затрат на выработку тепловой и электрической энергии выполнено

по так называемому "физическому" методу. По этому методу расход топлива на выработку тепловой энергии определяется как расход топлива, необходимый для выработки теплоты при раздельном ее производстве, а разность между общим расходом топлива и расходом его на выработку теплоты относится на выработку электроэнергии. В странах ЕС применяются "экономические" методы, сводящиеся к следующему. На один из видов энергии цена задается, и по ней определяется выручка от продажи. Разность между годовыми затратами и этой выручкой относится на производство другого вида энергии и определяется его себестоимость. Введение в РФ "экономического" метода определения себестоимости вырабатываемых ТЭЦ видов энергии требует изменения законодательства и, по-видимому, произойдет нескоро. По нашим расчетам, результаты которых приведены на рисунке 2, себестоимость электроэнергии оказалась в диапазоне от 0,49 руб./кВтч (максимальный расход пара из отбора, цена на топливо 100 руб./пл. м³) до 1,17 руб./кВтч (конденсационный режим, цена топлива 250 руб./пл. м³).

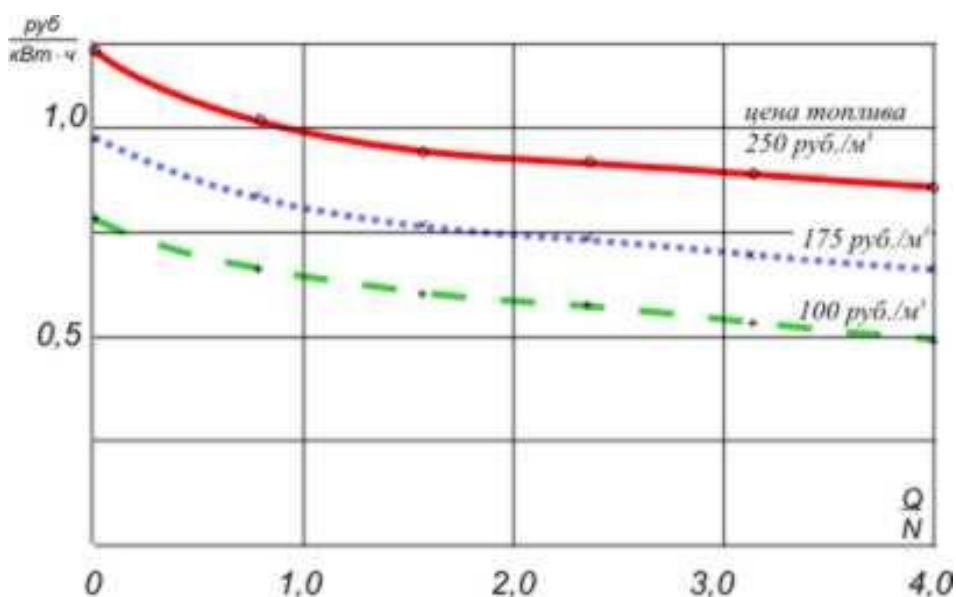


Рисунок 2 – **Графики зависимости себестоимости электроэнергии, вырабатываемой ТЭЦ, от отношения Q/N – при различных значениях цены топлива (руб./м³):**

1 – 100; 2 – 175; 3 – 250

Важно не столько выявление более или менее очевидных тенденций понижения себестоимости тепловой и электрической энергии с увеличением отношения Q/N , а определение реального уровня величин себестоимости, что дает возможность оценить эффективность ТЭЦ на древесном топливе.

Современный уровень действующих тарифов на электроэнергию составляет около 1 руб./кВт·ч (без НДС). По нашим расчетам, уже при $Q/N = 1,0$ ТЭЦ на древесном топливе конкурентоспособны в современном диапазоне цен на него в РФ. При увеличении отношения Q/N себестоимость электроэнергии понижается и может составить при определенных условиях половину от цены по действующим тарифам.

Себестоимость тепловой энергии, результаты расчета которой представлены на рисунке 3, также уменьшается с увеличением отношения Q/N и находится в диапазоне от 167 руб./Гкал ($Q/N = 4$, цена топлива 100 руб./пл. м³) до 331 руб./пл. м³ ($Q/N = 1$, цена топлива 250 руб./пл. м³). При средней для РФ цене производителя на тепловую энергию на июль 2004 г. 294 руб./Гкал производство теплоты на ТЭЦ с использованием древесного топлива вполне конкурентоспособно.

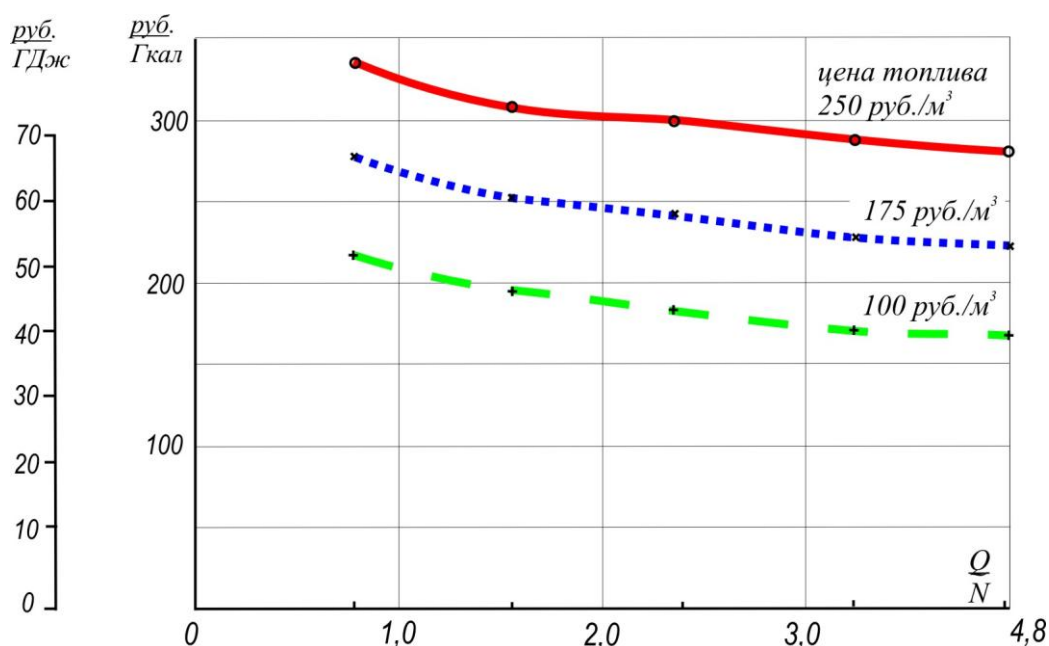


Рисунок 3 – **Графики зависимости себестоимости тепловой энергии, вырабатываемой ТЭЦ, от отношения Q/N – при различных значениях цены топлива (руб./м³):**
 1 – 100; 2 – 175; 3 – 250

Отношение себестоимостей электрической и тепловой энергии обусловлено термодинамически и при принятых параметрах пара перед турбиной и в отборе равно приблизительно 3,8 независимо от величины Q/N .

Срок окупаемости капиталовложений может быть определен с некоторыми оговорками. Строго говоря, срок окупаемости определяется отношением капиталовложений к приросту прибыли предприятия-владельца ТЭЦ. В наших расчетах срок окупаемости определен как отношение капиталовложений к годовой экономии от замены покупки энергоресурсов выработкой их на собственной ТЭЦ. Экономия на оплате электроэнергии определена по разности среднего тарифа на нее, принятого равным 1 руб./кВт·ч, и себестоимости при выработке на собственной ТЭЦ. Экономия на оплате тепловой энергии определена по разности себестоимости тепловой энергии, вырабатываемой на собственной котельной, и себестоимости тепловой энергии, вырабатываемой на ТЭЦ. Себестоимость тепловой энергии, получаемой от котельной,

определена специально выполненными расчетами для котельной, обеспечивающей расход пара, равный максимальному расходу пара из отбора турбины – 25 т/ч. Она составляет при цене на топливо 100, 175 и 250 руб./пл. м³ соответственно 277, 347 и 418 руб./Гкал. Следует отметить, что даже при малых значениях Q/N себестоимость тепловой энергии, вырабатываемой на ТЭЦ ниже, чем получаемой от котельной, при одинаковых ценах на топливо. Как хорошо видно на графике рис.4, приемлемый срок окупаемости может быть достигнут при определенной комбинации цены топлива и отношения Q/N. Конденсационная тепловая электростанция может окупиться при цене на топливо 100 руб./пл. м³ за 14 лет, а при цене 250 руб./пл. м³ она убыточна. При Q/N = 4 сроки окупаемости составляют при выбранных ценах топлива соответственно 3,8; 4,5 и 5,4 лет, что очень хорошо для объекта, рассчитанного на эксплуатацию в течение 30...50 лет. Для каждого конкретного значения цены на топливо можно определить значение Q/N, при котором срок окупаемости не превысит величины, удовлетворяющей инвестора.

Выполненные расчеты позволяют утверждать, что уже на стадии проектирования нового предприятия или реконструкции действующего следует решать проблемы энергообеспечения в тесной увязке с выбором производимой продукции и технологий. При правильном выборе технологических процессов и согласовании ресурса древесного топлива и потребностей в тепловой и электрической энергии можно получить кумулятивный экономический эффект. Следует избегать диверсифицировать производство, и в необходимых случаях для повышения отношения Q/N следует обязательно использовать коммунальное потребление, теплицы и другие возможности в соответствии с местными условиями.

