

ПРОИЗВОДСТВО ЭНЕРГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДРЕВЕСНОГО ТОПЛИВА

ДЕРЕВО.RU

*№ 3 / 2005 май-июнь
(стр.122-125)*

Постоянно растущие тарифы на приобретаемые энергоресурсы, лимитирование потребления газа и электроэнергии, необходимость рационально использовать древесные отходы производства – каждое из этих обстоятельств может побудить предприятие к организации собственного производства тепловой и электрической энергии. Производство энергии с использованием древесного топлива – тема рубрики этого номера.

На практике часто имеет место совпадение всех или, по крайней мере, нескольких из названных во введении к рубрике причин, что не может не усиливать интерес к энергетическому использованию древесины. По большей части предприятия ограничиваются производством только тепловой энергии, устанавливая водогрейные котлы мощностью 0,2-2,0 МВт на древесном топливе. Всегда ли это оптимально? Попробуем разобраться.

Сооружение собственных паротурбинных электростанций не получило еще широкого распространения. Это связано, во-первых, с относительно большими стартовыми капиталовложениями и сложностями с получением разрешения работать на местные электрические сети и, во-вторых, с недостаточной информированностью менеджмента и владельцев предприятий об экономической эффективности производства собственной тепловой и электрической энергии.

Предлагаемый вниманию читателей пример расчета технико-экономических характеристик ТЭС на древесном топливе для небольшого градообразующего лесопильно-деревообрабатывающего предприятия в поселке Нарым Парабельского района Томской области, надеемся, позволит многим из них по-новому взглянуть на проблему.

Основные характеристики потребителя энергии

Данные для выбора вариантов комплектации ТЭС оборудованием и расчета технико-экономических показателей, представленные администрацией Томской области, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – **Исходные данные для расчета**

№	Наименование показателей	Единица измерения	Значение показателей
1	<i>Годовой ресурс древесного топлива</i>	пл. м ³	36000
2	Себестоимость собственного древесного топлива	руб./ пл. м³	250
3	Возможный объем покупного топлива	пл. м ³	3000
4	Цена покупного древесного топлива	руб./ пл. м³	250
5	Объем отапливаемых помещений	м ³	66370
	в т.ч.: производственные помещения	м ³	27010
	административные помещения	м ³	4306
	жилищный фонд	м ³	35000
6	Объем сушки древесины	пл.м ³ /год	26000
7	Продолжительность отопительного сезона	суток	250
8	Возможность реализации теплоты сторонним потребителям	Гкал/год	6000
9	Цена теплоты по местным тарифам	руб./Гкал	2300
10	Установленная электрическая мощность технологического оборудования	кВт	600
11	Коэффициент загрузки технологического оборудования		0,8

12	Установленная электрическая мощность потребителей ЖКХ	кВт	600
13	Коэффициент спроса электроэнергии потребителей ЖКХ: в летний период в зимний период		0,35 0,70
14	Цена электроэнергии по местным тарифам	руб./кВт·ч	6,08
15	Цена воды по местным тарифам	руб./м ³	36
16	Цена строительства здания	руб./м ²	8200
17	Запас топливной щепы в складе промежуточного хранения для обеспечения бесперебойной работы ТЭС	Сутки	3
18	Влажность топлива	%	55

На основании исходной информации расчетами установлены следующие величины, характеризующие потребление тепловой и электрической энергии.

- Максимальная тепловая мощность ТЭС, МВт 7,8
- Средняя тепловая мощность ТЭС в зимний период, МВт 4,58
- Средняя тепловая мощность в летний период, МВт 1,34
- Годовое потребление теплоты внешними потребителями, Гкал 21 975
- Годовая выработка теплоты, Гкал 26 788
- Максимальная электрическая мощность потребителей, МВт 1,2
- Средняя электрическая мощность ТЭС в зимний период, МВт 0,703
- Средняя электрическая мощность ТЭС в летний период, МВт 0,472
- Годовое потребление электроэнергии внешними потребителями, МВт·ч 4600
- Годовая выработка электроэнергии, МВт·ч 5060
- Низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг 7000

Выбор основного оборудования

Тип и характеристики оборудования ТЭС определяются тепловой схемой. Известны отдельный способ выработки тепловой и электрической энергии и когенерация (комбинированный способ выработки) на ТЭС с турбинами противодавления или с регулируемым отбором пара.

В условиях существенной сезонной неравномерности потребления теплоты следует принять схему ТЭС с турбинами с одним регулируемым отбором пара. Турбины с двумя регулируемым отборами мощностью менее 12 МВт не выпускаются. В предлагаемом вниманию читателя проекте расчеты базируются на использовании качественного отечественного оборудования.

Рассмотрим два варианта комплектования ТЭС турбогенераторами.

В варианте I предполагается установка двух турбогенераторов П 0,6-13/6 номинальной мощностью по 600 кВт, в варианте II – одного турбогенератора с турбиной П 1,5-24/5 номинальной мощностью 1500 кВт. Производитель турбогенераторов – ОАО “Калужский турбинный завод”.

С учетом значений параметров пара перед турбиной, в отборе и в конденсаторе рассчитаны расходы пара и топлива, представленные в табл. 2. Эти данные позволяют выбрать тип и количество паровых котлов. Принимаем к установке котлы производства ОАО “Бийскэнергомаш”. Затем необходимо подобрать к ним типовое вспомогательное оборудование и рассчитать величину капиталовложений.

Таблица 2 – **Расход пара и древесного топлива для различных вариантов комплектации ТЭС турбогенераторами**

№	Показатели	Количество	Вариант I	Вариант II
1	Тип турбогенератора		П0,6-13/6	П 1,5-24/5
2	Количество турбогенераторов	шт.	2	1

3	Средний зимний расход пара из отбора	кг/с т/ч	2,19 7,89	2,03 7,30
4	Средний зимний часовой расход пара на турбины	кг/с т/ч	2,89 10,40	2,23 8,02
5	Расход пара на турбины за зимний период	т	62387	48113
6	Расход топлива за зимний период	т	27495	23215
7	Объемный расход топлива за зимний период	м ³	29853	25206
8	Средний расход пара из отбора в летний период	кг/с т/ч	0,64 2,31	0,59 2,13
9	Средний часовой расход пара на турбины в летний период	кг/с т/ч	1,28 4,62	1,02 3,68
10	Расход пара на турбины за летний период	т	12765	10144
11	Расход топлива за летний период	т	5626	4894
12	Объемный расход топлива за летний период	м ³	6108	5314
13	<i>Годовой расход топлива</i>	пл. м ³	35961	30520
14	<i>Годовой расход топлива на выработку теплоты</i>	пл. м ³	21762	21762
15	<i>Годовой расход топлива на выработку электроэнергии</i>	пл. м ³	14199	8758
16	Доля затрат на выработку электроэнергии		0,39	0,29
17	Доля затрат на выработку теплоты		0,61	0,71

18	Максимальный расход пара из отбора	кг/с	3,73	3,45
19	Максимальный расход пара из отбора	т/ч	13,44	12,42
20	Номинальный расход пара из отбора	т/ч	5,0*2	11,0
21	Дефицит расхода пара из отбора	т/ч	3,44	1,42
22	Максимальная мощность внешних потребителей электрической энергии	кВт	1080*	1200
23	Максимальный часовой расход пара на турбины	кг/с т/ч	4,90 17,65	3,96 14,27
24	Максимальный расход пара из котлов	т/ч	21,10	15,69
25	Максимальный расход топлива	кг/с т/ч	2,16 7,78	1,91 6,88
26	Максимальный часовой объемный расход топлива	м ³ /ч	8,45	7,47
27	Тип котлоагрегата		ДКВр-10-13-225 ПМ	ДКВр-10-23-370 ПМ
28	Количество котлоагрегатов		3	3

**В варианте I при одновременном включении всех технологических и коммунальных потребителей их суммарная мощность превышает мощность ТЭС с учетом потребления на собственные нужды.*

Проведенные на конкретном примере технико-экономические расчеты показывают, что затраты на производство собственной тепловой и электрической энергии с использованием древесного топлива окупаются быстро.

Расчет капиталовложений

Капитальные вложения состоят из затрат на приобретение оборудования, строительство здания ТЭС, монтажные и наладочные работы и проектирование. Затраты на оборудование сведены в таблице 3.

Таблица 3 – Стоимость комплектов оборудования ТЭС

№	Вид оборудования	Количество	Стоимость, тыс. руб.	
			Вариант I	Вариант II
1	Паровой котел с автоматикой, воздухоподогревателем, дутьевым вентилятором и дымососом	3	ДКВр 10-13-225 6202	ДКВр 10-23-370 6770
2	Дымовая труба с газоходами и устройствами золоулавливания	1	2000	2300
3	Деаэрационная установка с аккумуляторным баком, гидрозатвором и охладителем выпара	1	272	320
4	Химводоочистка в составе фильтров осветлительных, катионитовых I и II ступени и оборудования узла подготовки солевого раствора	1	599	599
5	Редукционно-охладительная установка Q=20 т/ч	1	420	520
6	Насосы питательные, циркуляционные, конденсатные, сетевые и др.	12	1400	1420
7	Теплообменники, включая основной и пиковый подогреватели сетевой воды, подогреватель горячего водоснабжения и др.	6	736	740
	Итого котельное оборудование		11629	12669
8	Турбогенератор	-	П 0,6-13/6 2 шт. 29900	П 1,5-24/6 1 шт. 21690
9	Склад топлива	1	2000	2000

Балансовая стоимость оборудования принята с учетом затрат по доставке (5 %) и затрат на монтаж и пуско-наладку (45 %), для котельного оборудования – 45 % плюс 300 тыс. руб. на каждый котел. Затраты на монтажные работы включают стоимость работ по сооружению градирни или береговой насосной и циркуляционных водоводов. Затраты на приобретение и монтаж трансформаторов и иного распределительного электрооборудования не включены в капитальные вложения, так как установлено, что имеющаяся на предприятии сеть готова к подключению генератора с напряжением на зажимах 400 В. Стоимость проекта принята равной 10 % от суммарной балансовой стоимости оборудования и здания ТЭС. Рассчитанные объемы капиталовложений приведены в таблице 4.

Таблица 4 – **Капитальные вложения по вариантам ТЭС, тыс. руб.**

№	Показатели	Вариант I	Вариант II
1	Балансовая стоимость котельного оборудования	18604,8	20187,8
2	Стоимость строительства здания ТЭС со стенами из панелей-сэндвичей	10561,6	10561,6
3	Балансовая стоимость турбогенераторов	45522,8	33023,0
4	Балансовая стоимость механизированного склада топлива	3045,0	3045,0
5	Итого капитальные вложения на оборудование ТЭС	85507,6	73499,2

Эксплуатационные затраты

Годовые эксплуатационные затраты на производство тепловой и электрической энергии рассчитаны как сумма затрат на топливо, амортизационные отчисления, заработную плату персонала с отчислениями на социальные нужды, затрат на воду, электроэнергию, ремонт, общестанционные и прочие расходы, а также налог на основные средства производства (2 % от балансовой стоимости). Результаты расчетов представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Эксплуатационные затраты по двум вариантам ТЭС, тыс. руб.

№	Показатели	Вариант I	Вариант II
1.	Древесное топливо по себестоимости 250 руб./м ³	9000,0	7625,0
2.	Амортизационные отчисления	4520	4231
3.	Зарботная плата персонала с отчислениями на социальные нужды (36 %) при средней зарплате 6000 руб./мес.	3440	3440
4.	Затраты на воду по цене (без НДС) 30 руб./т	403	373
5.	Затраты на электроэнергию на собственные нужды ТЭС	776	519
6.	Затраты на ремонт, общестанционные и прочие расходы	1772	1703
7.	Налог на основные средства производства	1710	1470
	Итого общие эксплуатационные затраты	21621	19366

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 отдельном 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 (решением государственного органа или обобщением данных для нескольких развитых рынков энергии) 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 ТЭС видов энергии требует изменения законодательства и, по-видимому, не произойдет в ближайшем будущем.

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 как произведение годовой выработки электроэнергии на разность тарифа на нее за вычетом НДС и себестоимости при выработке на собственной ТЭЦ. Аналогично экономия на оплате тепловой энергии определена как произведение годового отпуска тепловой энергии, включая потери в сетях, на разность тарифа на тепловую энергию, уменьшенного на величину НДС и себестоимости тепловой энергии, выработанной на ТЭС. Результаты расчетов приведены в таблице 6.

Таблица 6 – **Основные технико-экономические показатели ТЭС**

Показатели	Вариант I	Вариант II
Годовой расход древесного топлива, тыс. м ³	36,0	30,5
Годовая выработка электроэнергии, МВт·ч	5060	5060
Годовая выработка теплоты, Гкал	26788	26788
Всего капитальные вложения по ТЭС, тыс. руб.	85507,6	73499,2
Общая себестоимость тепловой и электрической энергии, тыс. руб./год	21621	19366
Себестоимость теплоты, руб./Гкал	492	543
Себестоимость электрической энергии, руб./кВт·ч	1,66	1,11
Экономия при использовании теплоты от ТЭС, тыс. руб./год	36000	34714
Экономия при использовании электрической энергии от ТЭС, тыс. руб./год	17187	20020
Общая экономия при выработке собственной тепловой и электрической энергии, тыс. руб./год	53187	54734
Окупаемость капитальных затрат, мес.	19,3	16

Анализ результатов

Результаты приведенных выше расчетов вариантов комплектации ТЭС для ООО «Нарым» показывают, что оба рассмотренные варианта дают приемлемую экономическую эффективность как по себестоимости производимой электрической и тепловой энергии, так и по срокам окупаемости.

Себестоимость тепловой и электрической энергии почти в четыре раза ниже действующих местных тарифов, а сроки окупаемости минимальны.

Экономические показатели для второго варианта на первый взгляд заставляют отдать предпочтение ему. Однако этот вариант не предусматривает резервирования электрической мощности, так как устанавливается только один турбогенератор. В условиях работы на общую местную электросеть это не представляет большой проблемы. В условиях же работы на изолированную сеть резервирование электрической мощности весьма желательно. В этом случае предпочтительнее использование первого варианта, в котором предусмотрена установка двух турбогенераторов П 06-13/6 с мощностью каждого равной половине от мощности подключенных потребителей. Этот вариант позволяет сохранить достаточный уровень энергообеспечения при временном выходе одного из турбогенераторов из строя, а также обеспечить электроснабжение при поочередных плановых ремонтах турбогенераторов в летний период. В обоих вариантах достаточно двух работающих на номинальной паропроизводительности котлов в течение всего года за исключением нескольких дней зимнего максимума. Предусмотренная установка на ТЭС трех котлов обеспечивает надежное резервирование по расходу пара и отпуску теплоты.

Может показаться, что малые сроки окупаемости в рассмотренных вариантах ТЭС на древесном топливе определены высокими местными тарифами на энергоресурсы. Заметим, что эти тарифы высокие, но не предельные. В той же Томской области есть населенные пункты, где тариф на электроэнергию достигает 13 руб./кВт·ч. Однако возможны и другие ситуации, в которых комбинированное производство тепловой и электрической энергии на собственных ТЭС, использующих древесное топливо, не менее эффективно. При мощности ТЭС 2,5-4,0 МВт и более доля затрат на турбогенераторы в капиталовложениях уменьшается и при оптимальном соотношении тепловой и электрической мощностей себестоимость тепловой и электрической

энергии может быть снижена до величин, позволяющих окупить затраты за 2-4 года при тарифах, действующих в европейской части РФ. Но об этом в следующих номерах журнала.

По заказу редакции материал подготовили А.Б. Левин и В.С. Суханов – ведущие специалисты «Головного научного центра лесопромышленного комплекса по технологиям и энергетике»

Контактные телефоны (495) 916-05-99; 8- 916-204-46-50
8- 916-609-90-62

E-mail gncpkte@mail.ru
nivel2001@mail.ru