

СОЗДАНИЕ БАЗОВЫХ ЭНЕРГОГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА НИЗКОКАЛОРИЙНОМ ТОПЛИВЕ МЕСТНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ

На прикладі спеціальної економічної зони «Славутич» обґрунтовано доцільність та ефективність створення теплоенергокомплексу по виробленню теплової та електричної енергії з використанням місцевих запасів торфу у якості палива.

Одним из наиболее острых и злободневных вопросов, требующих решения в промышленных центрах Украины, является самообеспечение их тепловой и электрической энергиями на базе местных энергоносителей с использованием экологически чистых технологий. И если применительно к угольным месторождениям этот вопрос решен как концептуально [1], так и в рамках технико-экономического обоснования конкретных теплоэнергетических комплексов на базе угледобывающих предприятий [2], то для такого топлива, как торф, вопрос пока остается открытым. Торф, как топливо для электростанций, широко используется еще со времен плана ГОЭЛРО, в котором предусматривалось строительство 4-х торфяных электростанций. В 1960 г. в России и в Белоруссии уже действовало 68 торфяных электростанций общей мощностью около 4 млн. кВт, вырабатывавших почти 8 % общего количества электроэнергии, производимого на тепловых электростанциях [3]. За рубежом торф используется на электростанциях Швеции и Финляндии как при слоевом сжигании топлива [4], так и при сжигании в псевдоожигенном слое [5].

На Украине торф, как энергетическое топливо местного происхождения, используется не в полной мере. Между тем Украина занимает третье место среди стран СНГ по запасам торфа, которые сосредоточены в 2500 месторождениях, основные из которых расположены в Украинском Полесье, а также в Черкасской и Львовской областях. Балансовые запасы воздушно-сухого торфа составляют 2,7 млрд.т. Торфодобывающие предприятия имеют мощность 50-350 тыс.т. в год [6]. Торф украинских месторождений используется, в основном, в сельском хозяйстве и местной промышленности, хотя торф, в качестве энергетического сырья, имеет целый ряд преимуществ по срав-

нению с углем, а именно:

- существенно, в 2-3 раза, меньшую удельную стоимость единицы массы топлива, приведенную к теплотворной способности;
- предельно низкое содержание серы, которое составляет 0,15 % в торфе против 2,0-4,0 % в угле. Это практически исключает необходимость применения специальных сероочистных мероприятий и снижает капитальные затраты на создание соответствующего энергокомплекса;
- заметное уменьшение затрат на топливоподготовку. Если для угля удельные затраты на топливоподготовку составляют до 40 кВт·ч/т, то для торфа этот показатель составляет около 6 кВт·ч/т [7]. Это, например, позволит при установленной мощности энергокомплекса около 150 МВт экономить до 10 млн. кВт·ч в год на собственных нуждах;
- большой выход летучих (около 70 %), что обеспечивает хорошие условия розжига топки.

Рассмотрим эффективность создания теплоэнергокомплекса в рамках специальной экономической зоны «Славутич», которая будет стимулировать создание и развитие современных высокотехнологичных производств и интенсифицирует процесс структурной перестройки экономики региона.

Целесообразность создания теплоэнергокомплекса обосновывается следующими факторами:

- промышленные предприятия производственной зоны и г. Славутич являются крупными потребителями тепловой и электрической энергий;
- в окрестностях г. Славутича имеются большие промышленные запасы низкокалорийного топлива – торфа, который может быть с успехом использован как энергетическое сырье для ТЭКа;
- наличие технологии, позволяющей сжигать низкосортное топливо с высоким КПД и низким уровнем выбросов вредных веществ.

Такой технологией является сжигание топлива в кипящем или циркулирующем кипящем слое (ЦКС). Основными преимуществами этой технологии являются: высокоэффективное, до уровня 99 %, сжигание топлива любого качества и состава, с зольностью до 60 % и теплотворной способностью от 2000 ккал./кг; относительно низкие рабочие температуры (в среднем 850 °С), вследствие этого низкие уровни выбросов окислов азота. Заметим, что эффективное сжигание торфа может быть обеспечено также при слоевом сжигании или при сжигании в кипящем слое, как было указано выше. Технология ЦКС в данном случае используется как единая база для сравнения с теплоэнергокомплексом, работающем на низкосортном угле [2].

ТЭК служит для комбинированной выработки тепла и электро-

энергии, а его высокая эффективность достигается за счет выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Строительство ТЭК в г. Славутич позволит решить следующие вопросы.

1. Обеспечить надежность электро- и теплоснабжения предприятий промышленной зоны, а также прилегающих к ним жилых массивов города.
2. Существенно, почти на 29 млн. м³ в год, сократить расход импортного природного газа за счет вывода из эксплуатации отопительной газовой котельной.
3. Использовать в качестве топлива низкокалорийный торф местного происхождения, добыча которого в настоящее время законсервирована из-за отсутствия рынков сбыта. В качестве топлива также могут быть использованы отходы деревообрабатывающих производств (щепы, опилки и т.д.)
4. Организовать рентабельное производство с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла по сравнению с низкорентабельной газовой котельной и необходимостью закупки электроэнергии из энергосистемы по монопольным тарифам.
5. Создать дополнительные рабочие места и радикально решить социальные проблемы, связанные с закрытием Чернобыльской АЭС.

Экологически чистая технология сжигания низкосортных топлив в топках ЦКС обеспечивает приведение вредных выбросов в атмосферу до уровня нормативных (окислы азота – до 200 мг/м³, двуокись серы – до 400 мг/м³, пыль – до 100 мг/м³).

Экономическая эффективность ТЭКа обусловлена:

- низкой стоимостью используемого топлива (местные залежи торфа, отходы деревообрабатывающих производств);
- реализацией принципа когенерации, т.е. выработкой электроэнергии на тепловом потреблении с КПД около 80 % против 33 % на тепловых электростанциях;
- отсутствием затрат на транспортирование топлива до электростанции и передачу электроэнергии от электростанции к промышленным предприятиям и жилым массивам.

Определим прогнозные технико-экономические показатели ТЭК для специальной экономической зоны «Славутич».

Топливом для ТЭК является торф местного происхождения с теплотворной способностью – 2300 ккал/кг, зольностью – 6 %, влажностью – 45 %, содержанием серы – 0,15 %. Имеются две законсервированных торфоразработки: одна в 12 км, а вторая в 80 км от г. Славутича. Для работы комплекса в течении 30 лет с годовым потреблением торфа 375 тыс. т необходимо наличие промышленных за-

пасов торфа не менее 12 млн. тонн. Доставка торфа на ТЭК предусматривается автомобильным транспортом (возможен вариант доставки железнодорожным транспортом). В расчете рассматриваются 3 возможных варианта цены торфа:

- 10 грн./т при использовании топлива от ближней торфоразработки;
- 20 грн./т при использовании топлива от дальней торфоразработки с учетом стоимости транспортировки;
- 30 грн./т прогнозная цена с учетом возможного удорожания торфа и его транспортировки.

Годовой отпуск тепла и электроэнергии по данным за 1999 г. составил: по теплу – 176,5 тыс. Гкал., по электроэнергии – 55,65 млн. кВт·ч. С учетом создания новых производств, для обеспечения занятости работников, высвобождающихся при закрытии Чернобыльской АЭС, тепловые и электрические нагрузки будут возрастать. Для эффективного использования ТЭК работающего в режиме когенерации, необходимо строительство новых предприятий, использующих теплоэнергоемкие технологии. В расчете рассматриваются 2 варианта объемов реализации энергоносителей для ТЭК:

- вариант 1 (существующий отпуск тепла и электроэнергии, увеличенный в 1,5 раза): тепло – 310,0 тыс. Гкал., электроэнергия – 80,0 млн. кВт·ч;
- вариант 2 (отпуск тепла и электроэнергии взят по прототипу, ТЭКу для Нововолынской группы шахт): тепло – 594,0 тыс. Гкал., электроэнергия – 113,0 млн. кВт·ч;

Тарифы на энергоносители рассмотрены в расчете в 2 вариантах:

- тарифы 2000 г. составляют по теплу: для населения – 82,91 грн./Гкал., для промышленности – 99,49 грн./Гкал. Соответственно по электроэнергии: 10,00 коп./кВт·ч и 20,37 коп./кВт·ч;
- прогнозные тарифы, которые представляют собой тарифы 2000 г., увеличенные на 25 %, и составляют по теплу: для населения – 103,63 грн./Гкал., для промышленности – 124,36 грн./Гкал. Соответственно по электроэнергии: 12,50 коп./кВт·ч и 25,46 коп./кВт·ч.

ТЭК обеспечивается водой от имеющихся и пробуренных дополнительно артезианских скважин. Предусматривается предварительная грануляция золошлаковых отходов ТЭК и их вывоз обратной ходкой автомобильного транспорта с заполнением выработок торфоразработок и последующей рекультивацией земель.

Расчет прогнозных показателей ТЭК в г. Славутиче проводится методом аналогий. За прототип взят теплоэнергокомплекс создаваемый на базе Нововолынской группы шахт. Курс доллара принят

5,5 грн./\$ США. Расчет произведен для условий льготного налогообложения при нулевых ставках налогов на прибыль и НДС. Составляющая топлива в структуре удельной себестоимости энергоносителей пересчитывалась исходя из теплотворной способности углей Нововолынского бассейна – 4000 ккал./кг и его цены 16 \$ США/т. Для рассматриваемого ТЭК, работающего на торфе, при теплотворной способности торфа 2300 ккал./кг и его цене 10 грн./т. составляющие топлива в структуре удельной себестоимости соответственно равны: для электроэнергии – 0,10 \$ США/кВт·ч, для тепловой энергии – 1,04 \$ США/Гкал, в то время как составляющие топлива в структуре удельной себестоимости электрической и тепловой энергий Нововолынского ТЭК при работе на угле соответственно равны 0,508 \$ США/кВт·ч и 5,0 \$ США/Гкал. Аналогично были пересчитаны составляющие в структуре удельной себестоимости энергоносителей при цене торфа 20 грн./т и 30 грн./т.

Удельная амортизация в структуре удельной себестоимости пересчитывалась, исходя из срока эксплуатации 30 лет, и составила: 0,194 \$ США/кВт·ч и 3,44 \$ США/Гкал. Остальные составляющие в структуре удельной себестоимости энергоносителей взяты из расчета Нововолынского ТЭК. Следует заметить, что амортизационные отчисления периода окупаемости энергокомплекса могут быть использованы для возврата инвестиций, что может дополнительно сократить срок окупаемости.

В таблице приведены расчеты сроков окупаемости энергокомплекса в зависимости от вариантов годового объема реализации энергоносителей, стоимости топлива и тарифов на энергоносители. Стоимость продукции определялась как сумма произведений годовых объемов реализации соответствующего энергоносителя (тепла или электроэнергии) на соответствующий тариф. Годовая прибыль в каждом из вариантов определялась как разность между стоимостью продукции и полной себестоимостью. Стоимость энергокомплекса при различных вариантах определялась как произведение годовых амортизационных отчислений на полный срок эксплуатации (30 лет). Составляющие стоимости энергокомплекса определялись в процентном отношении от его общей стоимости в соответствии с данными прототипа, Нововолынского ТЭКа, а именно: строительные работы – 16 %, монтажные работы – 12 %, оборудование 68%, прочие (проектные работы, авторский надзор и др.) – 4 %. Срок окупаемости энергокомплекса определялся как частное от деления его стоимости на годовую

прибыль.

Таблица – Срок окупаемости энергокомплекса в зависимости от тепловых и электрических нагрузок, стоимости топлива и тарифов на энергоносители

Показатели		В тарифах 2000 г.		В прогноз. тарифах	
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2
Стоимость топлива 10 грн./т	Стоимость продукции, млн. \$ США	7,52	13,85	9,38	17,32
	Удельная себестоимость: по теплу, \$ США/Гкал.	3,44	3,44	3,44	3,44
	по электроэнергии, цент/кВт·ч	0,38	0,38	0,38	0,38
	Полная себестоимость, млн. \$ США	1,37	2,47	1,37	2,47
	Прибыль, млн. \$ США	6,15	11,38	8,01	14,85
	Стоимость комплекса, млн. \$ США	22,2	40,20	21,90	40,20
	Срок окупаемости, лет	3,61	3,53	2,73	2,71
Стоимость топлива 20 грн./т	Стоимость продукции, млн. \$ США	7,52	13,85	9,38	17,32
	Удельная себестоимость: по теплу, \$ США/Гкал.	4,30	4,30	4,30	4,30
	по электроэнергии, цент/кВт·ч	0,48	0,48	0,48	0,48
	Полная себестоимость, млн. \$ США	1,71	3,09	1,71	3,09
	Прибыль, млн. \$ США	5,81	10,76	7,67	14,23
	Стоимость комплекса, млн. \$ США	22,2	40,20	21,90	40,20
	Срок окупаемости, лет	3,82	3,73	2,86	2,83
Стоимость топлива 30 грн./т	Стоимость продукции, млн. \$ США	7,52	13,85	9,38	17,32
	Удельная себестоимость: по теплу, \$ США/Гкал.	5,52	5,52	5,52	5,52
	по электроэнергии, цент/кВт·ч	0,58	0,58	0,58	0,58
	Полная себестоимость, млн. \$ США	2,17	3,95	2,17	3,95
	Прибыль, млн. \$ США	5,35	9,90	7,21	13,37
	Стоимость комплекса, млн. \$ США	22,2	40,20	22,2	40,20
	Срок окупаемости, лет	4,15	4,06	3,08	3,00

Анализ показывает, что влияние топливной составляющей на срок окупаемости уменьшается с увеличением тарифов и увеличением годового отпуска энергоносителей. Так, для тарифов 2000 г., при минимальных объемах отпуска энергоносителей (вариант 1) срок окупаемости изменяется от 3,61 года при стоимости торфа 10 грн./т до 4,15 года при стоимости торфа 30 грн./т или на 16 %, а для про-

гнозных тарифов при том же объеме отпуска энергоносителей (вариант 1) срок окупаемости изменяется от 2,73 лет при стоимости торфа 10 грн./т до 3,08 года при стоимости торфа 30 грн./т или на 12 %. Соответственно, для тарифов 2000 г., при максимальных объемах отпуска энергоносителей (вариант 2) срок окупаемости изменяется от 3,53 года при стоимости торфа 10 грн./т до 4,06 года при стоимости торфа 30 грн./т или на 15 %, а для прогнозных тарифов при том же объеме отпуска энергоносителей (вариант 2) срок окупаемости изменяется от 2,71 года при стоимости торфа 10 грн./т до 3,00 лет при стоимости торфа 30 грн./т или на 11 %. Наиболее существенно на срок окупаемости энергокомплекса влияет изменение тарифов на энергоносители. Так при стоимости топлива 10 грн./т и максимальных объемах отпуска энергоносителей (вариант 2) срок окупаемости изменяется от 3,53 лет при тарифах 2000 г. до 2,71 года при прогнозных тарифах или на 23 %. Соответственно при стоимости топлива 30 грн./т и максимальных объемах отпуска энергоносителей (вариант 2) срок окупаемости изменяется от 4,06 года при тарифах 2000 г. до 3,00 лет при прогнозных тарифах или на 25 %.

Прогнозные технико-экономические показатели энергокомплекса определяем методом экспертной оценки. Принимаем стоимость топлива 15 грн./т, годовой отпуск тепла – 594 тыс. Гкал., годовой отпуск электроэнергии – 113 млн. кВт·ч. В качестве расчетных принимаем прогнозные тарифы. Следует отметить, что даже принятые прогнозные тарифы для промышленных предприятий составляют от мировых цен лишь 75 % по теплу и 84 % по электроэнергии, что свидетельствует о существенных резервах рентабельности данного проекта.

Для этих условий удельные себестоимости энергоносителей составят 3,87 \$ США /Гкал. и 0,43 цента/ кВт·ч, что соответственно в 4,8 раза и в 5,4 раза ниже принятых тарифов для населения. Стоимость энергокомплекса на торфе для условий г. Славутича составит 40,2 млн. \$ США (без учета экономии капитальных затрат на серочистных сооружениях и топливоподготовке). Выручка от продажи тепла и электроэнергии составит 17,32 млн. \$ США в год при себестоимости продукции 2,78 млн. \$ США в год. При ежегодной прибыли 14,54 млн. \$ США срок окупаемости энергокомплекса составит 2,77 года. Для сравнения стоимость энергокомплекса на угле для условий г. Нововолынска при том же наборе оборудования и одинаковом отпуске энергоносителей (тепла и электроэнергии) составляет

43 млн. \$ США со сроком окупаемости 4 года.

Приведенные выше применительно к специальной экономической зоне «Славутич» прогнозные технико-экономические показатели, показывают целесообразность и эффективность создания теплоэнергетических комплексов на местном энергетическом сырье (торфе), что, за счет самообеспечения тепловой и электрической энергиями, позволит решить целый ряд экономических и социальных проблем данного региона.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булат А.Ф. Концепция создания теплоэнергетических комплексов на базе нерентабельных шахт в условиях реструктуризации угольной отрасли Украины // Геотехническая механика: Сб. научн. трудов ИГТМ НАН Украины. -Днепропетровск: Системные технологии, ГНПП, 1998. -Вып. № 2. -С. 4-14.
2. Чемерис И.Ф. Техничко-економическiе аспекты работы шахтных энергетических комплексов // Геотехническая механика: Сб. научн. трудов ИГТМ НАН Украины. - Днепропетровск: Полиграфист, 1999. -Вып. № 15. -С. 55-61.
3. Мельников Н.В. Минеральное топливо. -М.: Недра, 1971. – 216с.
4. Равич М.Б. Топливо и эффективность его использования. – М.: Наука, 1971. –358 с.
5. Кучин Г.П., Скрипко В.Я., Урда Н.Н. Сжигание низкосортных топлив в псевдоожигенном слое. - Киев: Техника, 1987. –144 с.
6. Ковалко М.П., Денисюк С.П. Энергозбереження – пріоритетний напрямок державної політики України. -Київ: УЕЗ, 1998. –506 с.
7. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. -М.: Энергия, 1976. –447 с.

УДК 678.4.074:678.4.06

В.А. Тютин, В.В. Вербас

ОТКРЫТОМУ АКЦИОНЕРНОМУ ОБЩЕСТВУ «ДНЕПРОШИНА» – 40 ЛЕТ

Розглядається еволюційний розвиток ВАТ «Дніпрошина»; показана динаміка розвитку виробництва шин для різних галузей промисловості; показані перспективні напрямки шинної промисловості України.

Славный трудовой путь первенца шинной промышленности Украины исчисляется с апреля 1961 года, преобразованного в августе 1994 года в открытое акционерное общество «ДНЕПРОШИНА».

Наиболее сложным периодом становления ОАО «Днепрошина» явилась середина 90-х годов, когда в условиях хронических неплатежей, процветания бартера, крайней ограниченности оборотных средств и катастрофического падения спроса наиболее остро обозначилась проблема конкурентоспособности выпускаемой продукции. В столь сложных условиях было принято беспрецедентное для шинной промышленности стран СНГ решение о создании собственного