

да.

ВЫВОД

Таким образом, исследования технико-экономических показателей при транспортировании горной массы конвейерными поездами или автомобилями определили преимущества первого вида транспорта перед другим.

Приведенные результаты экспериментальных исследований разработанного грузового аварийного тормоза, показали его работоспособность и надежность работы при торможении конвейерного поезда.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тартаковский Б.Н., Вишняков В.С., Пригунов А.С. и др. Конвейерные поезда конструкции ИГТМ АН УССР. Обзор ЦНИЭП. – М., 1980.
2. А.С. №962073, СССР МКИ В61К 7/02. – Тормозное и аварийное устройство. – Б.Н. Тартаковский, С.М. Бро, В.Т. Куприй, Э.М. Паршкин и С.М. Пилипчук, опубликовано в БИ, 1982, №36.
3. Шуткевич Б.А. Основы тензометрии. – Изд-во «Высшая школа». – Минск, 1975..
4. Байда Л.И., Добровольский Н.С. и др. Электрические измерения. – Энергия. – Л., 1980.

УДК 622.012:620.92

И.Ф. Чемерис

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ШАХТНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ С РАЗЛИЧНЫМИ КОГЕНЕРАЦИОННЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ

Показано перевагу створення шахтних енергетичних комплексів з когенерацією на базі газових двигунів. Ці енергокомплекси при менших капітальних витратах і однаковому річному виробітку теплової енергії дозволяють виробляти майже в два рази більш електричної енергії, чим комплекси з когенерацією на базі парових турбін.

THE COMPARATIVE ANALYSIS OF EXPONENTS OF MINE POWER COMPLEXES WITH DIFFERENT TECHNOLOGIES OF COGENERATION

The preferability of making of mine power complexes with cogeneration on the basis of gas engines is rotined. These power complexes at smaller investment costses and identical annual development of a thermal energy allow to work out almost twice more electrical energy, than complexes with cogeneration on the basis of steam turbines.

Одним из наиболее перспективных направлений реструктуризации угольной промышленности является диверсификация угледобывающих предприятий в направлении углубленной переработки угля на месте его добычи путем производства тепловой и электрической энергий в шахтных энергетических комплексах [1]. Экономическая эффективность энергетических комплексов на базе угольных шахт обусловлена:

- низкой стоимостью используемого топлива (низкосортный необогащенный уголь, отходы углеобогащения, шахтный метан);
- реализацией принципа когенерации, т.е. выработкой электроэнергии на тепловом потреблении;

- отсутствием затрат на обогащение и транспортирование угля до электростанции и передачи электроэнергии от электростанции к угледобывающим предприятиям.

Использование энергосберегающих когенерационных технологий является наиболее прогрессивным путем самообеспечения горнодобывающих предприятий тепловой и электрической энергиями на базе местных энергетических ресурсов [2, 3, 4]. Когенерационные технологии, представляют собой ту или иную комбинацию паровых или водогрейных котлов (или котлов-утилизаторов) с паровыми турбинами, газовыми турбинами или газовыми двигателями, обеспечивающую совместную выработку тепловой и электрической энергий с высоким КПД за счет последовательного использования термодинамического потенциала рабочего тела.

К основным вариантам использования когенерационных технологий относятся:

- шахтные энергокомплексы с когенерацией на базе паровых турбин;
- шахтные энергокомплексы с когенерацией на базе газовых двигателей.

Проведём сопоставительный анализ этих двух схем когенерации применительно к условиям энергоблока на базе шахт ГХК “Укрзападуголь”. Исходные данные для сравниваемых энергетических комплексов по тепловым нагрузкам: отопление – 93 Гкал/ч (107,9 МВт), ГВС – 12 Гкал/ч (14 МВт), пар – 10,7 Гкал/ч (14,6 т/ч). Количество отпускаемой тепловой энергии одинаково для обоих вариантов и равно 594 тыс. Гкал, в том числе: отопление – 408,6 тыс. Гкал, ГВС – 100,8 тыс. Гкал, пар – 84,6 тыс. Гкал. Вырабатываемая электрическая энергия, за исключением собственных нужд, полностью потребляется на месте выработки.

Тепловая схема энергетического комплекса с когенерацией на базе паровых турбин приведена на рис.1. Теплотехническое оборудование состоит из двух паровых котлов Е – 120 – 3,9 – 440 ЦКС и двух турбогенераторов на базе противодавленческих турбин ПР – 12 – 3,4 / 1,0 / 0,1. Тепловые нагрузки отопления и ГВС покрываются с выхода турбин, нагрузки по пару – с промотборов турбин. Топливом для энергетического комплекса является уголь шахт ДХК “Укрзападуголь” марки ДГ с теплотворной способностью 4000 ккал/кг. Стоимость угля принята равной 16 долл./т. Расход угля – 216,1 тыс.т в год. Расход природного газа на растопку – 1,5 млн.м³ в год. Количество отпускаемой электрической энергии составляет 113 млн. кВт·ч в год. Капитальные затраты по энергетическому комплексу с когенерацией на базе паровых турбин составляют 30 млн. долл. США, в том числе:

- стоимость двух паровых котлов ЦКС – 10 млн. долл. США;
- стоимость двух турбогенераторов – 3,5 млн. долл. США;
- стоимость строительно-монтажных работ – 11 млн. долл. США;
- общестанционная часть – 5 млн. долл. США;
- прочие расходы – 0,5 млн. долл. США.

Тепловая схема энергетического комплекса с когенерацией на базе газовых двигателей приведена на рис.2. Теплотехническое оборудование состоит из двух котлов КВР – 58,2 – 150 ЦКС с теплопроизводительностью 50 Гкал/ч, по-

крывающих нагрузки отопления. Электрические нагрузки покрываются восемью газовыми двигателями фирмы «Вяртсила» с электрической мощностью 3,2 МВт каждая. Кроме того, газовые двигатели фирмы «Вяртсила» покрывают нагрузку по ГВС и пару, генерируя каждая по 3,2 МВт тепловой мощности, получаемой из тепла выхлопных газов, систем охлаждения и смазки в котлах-утилизаторах. Количество отпускаемой электрической энергии составляет 215 млн. кВт·ч в год.

Топливом для водогрейных котлов КВР является тот же уголь марки ДГ с теплотворной способностью 4000 ккал/кг и стоимостью 16 долл./т. Годовое потребление угля составит 72,3 тыс. т.

Топливом для газовых двигателей является природный газ с теплотворной способностью 8200 ккал/кг. При нормированном удельном расходе газа, составляющем 0,26 м³ / кВт·ч, годовой расход газа составит 55,91 млн. по цене 60 долл./ 1000 м³.

Капитальные затраты по энергетическому комплексу с когенерацией на базе газовых двигателей составляют 20,0 млн. долл. США, в том числе:

- стоимость двух водогрейных котлов типа КВР – 0,8 млн. долл. США;
- стоимость 8 газовых двигателей фирмы «Вяртсила» в контейнерном исполнении – 14,0 млн. долл. США;
- стоимость строительно-монтажных работ – 3,0 млн. долл. США;
- общестанционная часть (40 %) – 1,7 млн. долл. США;
- прочие расходы – 0,5 млн. долл.

Сравнение проводим по себестоимости единицы продукции (кВт·ч и Гкал), прибыли на единицу и на годовой объём продукции с учётом 30 % налога и капитальных затрат. Кроме того, сравниваются удельные показатели, а именно:

- удельные капитальные затраты, долл./кВт;
- удельные расходы топлива на выработку электроэнергии (г у. т./кВт·ч) и выработку тепла (кг у. т./Гкал);
- коэффициенты использования топлива, определяемые как

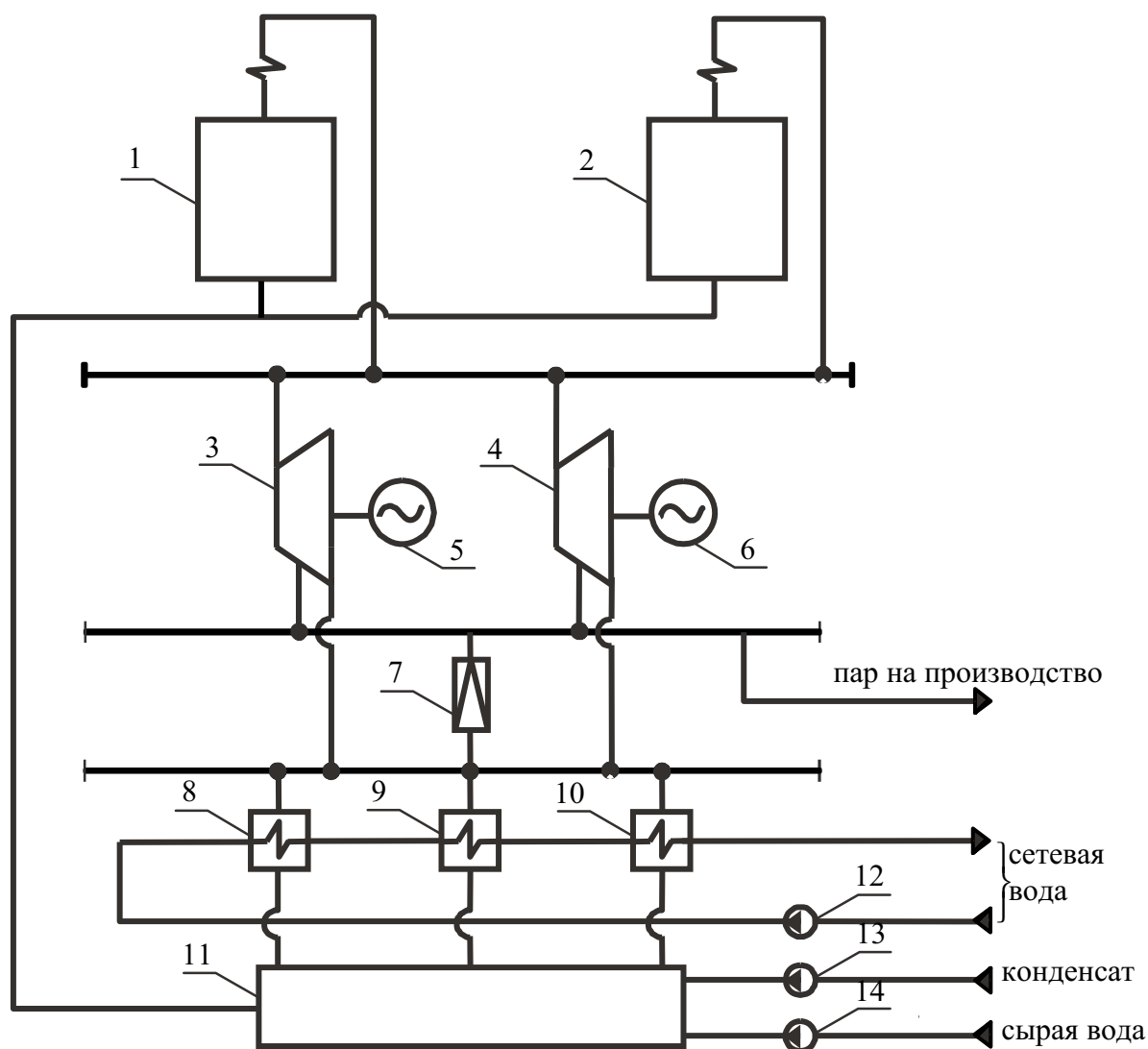
$$\eta_n = \frac{N_{эл} + Q_{тф}}{B_t \cdot Q_H^p},$$

где $N_{эл}$ и $Q_{тф}$ – соответственно электрическая и тепловая мощности энергоустановки или группы установок; B_t – расход топлива, сожжённого в энергоустановке; Q_H^p – низшая теплота сгорания топлива;

- удельные электрические мощности

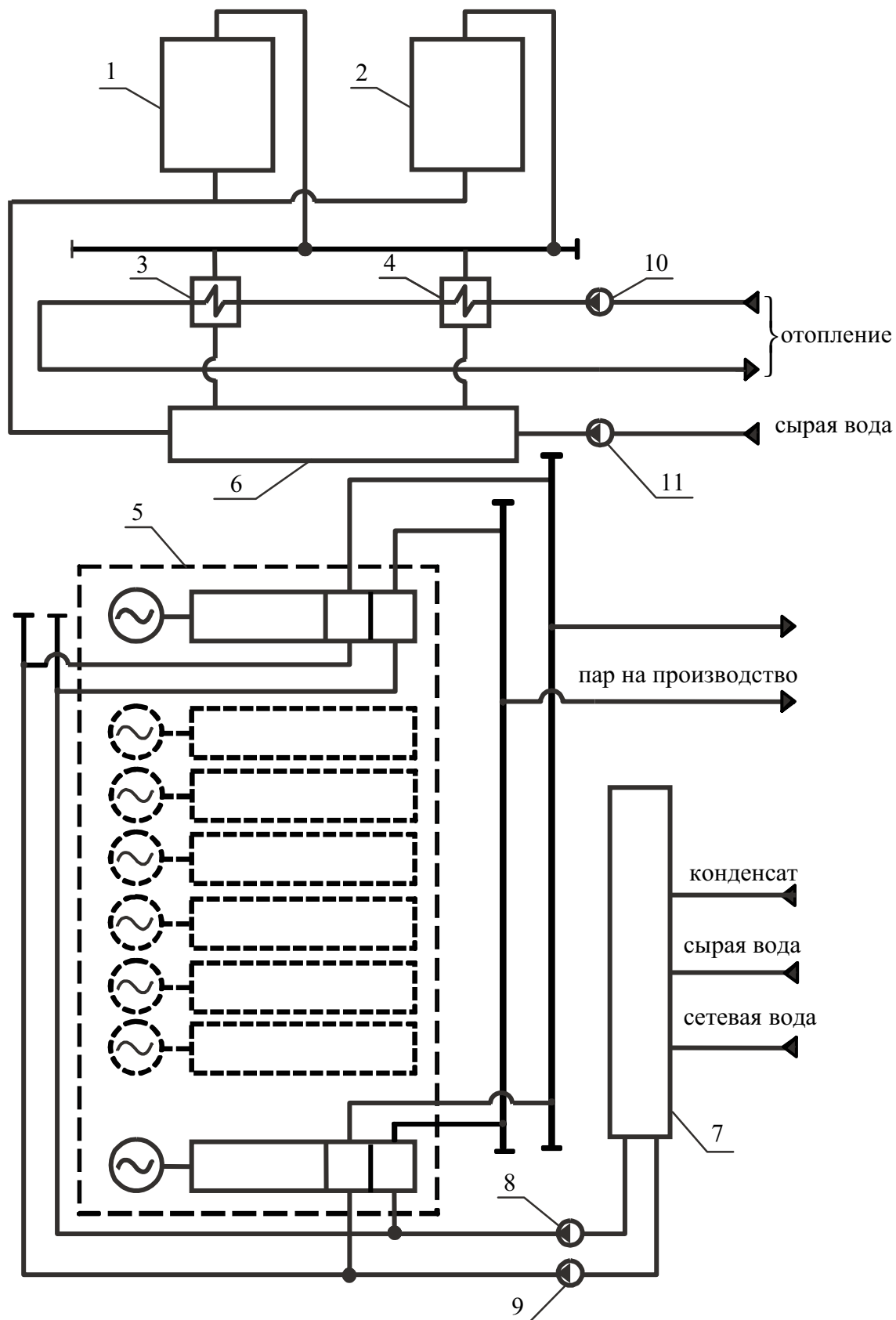
$$N_{эл}^{уд} = \frac{N_{эл}}{Q_{тф} + N_{эл}};$$

– коэффициенты использования установленной мощности, определяемые как отношение приведенного времени работы энергоустановки к теоретическому числу часов работы в течение года.



1, 2 – паровые котлы; 3, 4 – паровые турбины; 5, 6 – электрические генераторы; 7 – РОУ; 8-10 – сетевые бойлеры; 11 – блок подготовки воды; 12-14 – водяные насосы.

Рис. 1 – Тепловая схема энергокомплекса с когенерацией на базе паровых турбин



1, 2 – водогрейные котлы; 3, 4 – бойлеры; 5 – блок газовых двигателей; 6, 7 – блок подготовки воды; 8-11 – насосы.

Рис. 2 – Тепловая схема энергетического комплекса с когенерацией на базе газовых двигателей

Результаты сравнения параметров тепловых схем шахтных энергетических комплексов с когенерационными технологиями на базе паровых турбин и газовых двигателей приведены в табл.1. Данные в числителе соответствуют показателям энергетического комплекса с когенерацией на базе паровых турбин, а данные в знаменателе соответствуют показателям энергетического комплекса с когенерацией на базе газовых двигателей.

Таблица 1 – Структура цены продукции сравниваемых энергетических комплексов

Показатель	На 1 кВт·ч, цент	На 1 Гкал, долл. США	На годовой объем элек- троэнергии, млн. долл. США	На годовой объем тепло- энергии, млн. долл. США	Всего на го- довой объем продукции, млн. долл. США
Материалы и комплектующие (топливо и т. д.)	0,528	5,00	0,600	2,97	3,57
	0,424	1,92	0,912	1,14	2,052
Зарплата с начислениями	0,030	0,185	0,032	0,11	0,142
	0,018	0,30	0,039	0,178	0,217
Эксплуатационные расходы	0,076	0,515	0,087	0,306	0,393
	0,048	0,336	0,10	0,20	0,30
Амортизация	0,132	1,38	0,15	0,82	0,97
	0,11	0,41	0,233	0,243	0,476
Себестоимость	0,766	7,08	0,866	4,2	5,07
	0,60	3,01	1,29	1,75	3,04
Тариф	2,55	15,0	2,88	8,9	11,78
Прибыль с учётом 30% налога	1,25	5,55	1,41	3,3	4,71
	1,365	8,393	2,93	4,98	7,91
Тариф (базовый)	3,4	19,9	3,84	11,74	15,63
Прибыль с учётом 30% налога	1,84	9,62	2,08	5,71	7,88
	1,96	11,82	4,21	7,02	11,23
Тариф	4,25	24,8	4,8	14,8	19,6
Прибыль с учётом 30% налога	2,44	12,4	2,76	7,37	10,13
	2,55	15,25	5,48	9,06	14,54

Анализ табл.1 показывает предпочтительность шахтных энергетических комплексов с когенерацией на базе газовых двигателей по всем показателям. Это, в первую очередь, обусловлено уменьшением топливной составляющей в себестоимостях тепла и электроэнергии, так как замещение нагрузок по пару и ГВС обеспечивается за счёт утилизации тепла выхлопных газов и системы охлаждения установки на базе газовых двигателей без сжигания дополнительного количества топлива. Вторым, не менее важным, фактором является уменьшение амортизационных отчислений за счёт низких капитальных затрат, так как стоимость водогрейных котлов с ЦКС, приведенная к удельной тепловой мощности,

в 8 – 10 раз ниже, чем паровых котлов с ЦКС. Последнее обусловлено более низкими давлением (1,6 МПа против 3,9 МПа) и температурой (150 °С против 440 °С) рабочей среды, а, следовательно, существенно меньшими металлоёмкостью и стоимостью.

Кроме того, при покрытии тех же расчётных тепловых нагрузок, энергетический комплекс с когенерацией на базе газовых двигателей вырабатывает в год 215 млн. кВт·ч электроэнергии против 113 млн. кВт·ч у энергетического комплекса с когенерацией на базе паровых турбин, что обеспечивает в 1,5 раза большую прибыль по электроэнергии. При этом себестоимость электрической энергии, вырабатываемой энергетическим комплексом с когенерацией на базе газовых двигателей, на 25 % меньше. Существенное увеличение выработки электроэнергии обусловлено тем, что установки с газовыми двигателями круглогодично вырабатывают электроэнергию, будучи нагружены постоянными тепловыми нагрузками (ГВС и пар на производство). В то же время основной тепловой нагрузкой энергетического комплекса с когенерацией на базе паровых турбин является отопление, т.е. нагрузка, имеющая явно выраженный сезонный характер. Показатели эффективности работы шахтных энергетических комплексов с различными схемами когенерации приведены в табл.2.

Таблица 2 – Показатели эффективности работы шахтных энергетических комплексов с различными схемами когенерации

Показатель	Шахтный энергетический комплекс с когенерацией на базе:	
	паровых турбин	газовых двигателей
1. Капитальные затраты, млн. долл. США	30,0	20,0
2. Удельные капитальные затраты, долл.США/кВт	172,0	119,0
3. Годовой отпуск:		
- электроэнергии, млн. кВт·ч	113,0	215,0
- тепла, тыс. Гкал	594,0	594,0
4. Удельный расход топлива:		
- на выработку электроэнергии, г у. т./кВт·ч	188,0	168,0
- на выработку тепла, кг у. т./Гкал	175,0	150,0
5. Коэффициент использования топлива	0,797	0,84
6. Удельная электрическая мощность	0,17	0,254
7. Коэффициент использования установленной мощности:		
- электрической	0,68	1,0
- тепловой	0,54	0,638

Анализ данных табл.2 показывает предпочтительность использования для реализации заданных тепловых и электрических нагрузок энергетического комплекса с когенерацией на базе газовых двигателей как по удельным капитальным затратам (119 долл./кВт против 229 долл./кВт), так и по удельным расходам топлива на выработку электроэнергии (168 г у. т./ кВт·ч против 188 г у. т./ кВт·ч) и выработку тепла (150 кг у. т./Гкал против 188 кг у. т./Гкал). У этого энергетического комплекса на 5 % выше коэффициент использования топлива и

в 1,5 раза выше удельная электрическая мощность. Коэффициент использования установленной электрической мощности у энергетического комплекса с когенерацией на базе газовых двигателей равен 1,0, а для энергетического комплекса с когенерацией на базе паровых турбин – 0,68. По коэффициенту использования установленной тепловой мощности эти показатели более близки и равны, соответственно, 0,638 и 0,54.

В табл.3 приведены данные о сроках окупаемости шахтных энергетических комплексов с различными схемами когенерации, из которых следует инвестиционная привлекательность энергетического комплекса с когенерацией на базе газовых двигателей, обеспечивающего при действующих тарифах срок окупаемости 1,78 года против 4,18 года у энергетического комплекса с когенерацией на базе паровых турбин. При прогнозируемом росте тарифов на тепло и электроэнергию сроки окупаемости сравниваемых энергетических комплексов будут уменьшаться. Следует отметить, что энергетические комплексы с любым видом когенерации экономически более эффективны, чем энергетические комплексы с конденсационной выработкой электроэнергии.

Таблица 3 – Влияние тарифов на срок окупаемости шахтных энергокомплексов с различной структурой.

Показатель	Тариф		
	0,75 Т _{баз}	1,0 Т _{баз}	1,25 Т _{баз}
Капитальные затраты, млн. долл. США	30,0	30,0	30,0
	20,0	20,0	20,0
Прибыль с учётом 30% налога, млн. долл. США	4,71	7,88	10,13
	7,91	11,23	14,54
Срок окупаемости, лет	6,37	4,18	2,96
	2,53	1,78	1,38

Рассмотренные примеры показывают высокую эффективность и перспективность использования когенерационных технологий в шахтных энергетических комплексах, что позволит успешно решать экономические, экологические и социальные проблемы шахтерских регионов Украины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чемерис И.Ф. Технично-економическiе аспекты работы шахтных энергетических комплексов./ сб. научн. трудов ИГТМ НАНУ, «Геотехническая механика», вып. 13, 1999, с.44-47
2. Булат А. Ф., Перепелица В.Г., Чемерис И.Ф. Создание экологически чистых и высокоэффективных энергокомплексов на базе нерентабельных угольных шахт./ Доповiдi Нацiональної академiї наук України, 2001, №1, с.111-117
3. Булат А. Ф. , Чемерис И.Ф., Перепелица В.Г., Подтуркин Д.Г. Когенерационные технологии – прогрессивный путь решения проблем энергопотребления и энергосбережения в промышленных регионах Украины./ Энергозберiгаючи технологiї та автоматизацiя: Держкоменергозбереження України. Київ, 2002. - № 2 (26), с.44 – 46.
4. Булат А. Ф. , Чемерис И.Ф. К проблеме энерготехнологической переработки метана угольных месторождений./ Уголь Украины. - 2002. - № 5 , с. 6-9.