

УТВЕРЖДАЮ

Председатель правления
ЗАО "Энергосервисная компания
"Экологические Системы"

_____ Степаненко В.А.

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ООО "Югэнергопромтранс"

_____ Беседин А.В.

ТЕХНИКО - ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

экономической эффективности строительства
локальной теплоэлектростанции
на Глинско - Розбышевской площадке
(ТЭС-2 Качановского ГПЗ)

ЭС3.031.077 ТЭО

Согласовано

От ЗАО ЭСКО ЭКОСИС

Главный инженер

_____ Афанасьев А.С.

Менеджер проекта

_____ Горошко О.В.

Согласовано

От Качановского ГПЗ

Главный энергетик

_____ Храпач В.А.

От НГДУ "Полтаванефтегаз"

Главный энергетик

_____ Пушенко М.О.

г. Запорожье, 2004 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1. **Резюме**
 2. **Основные характеристики ТЭС-2 Качановского ГПЗ**
 - 2.1. Основные положения проекта
 - 2.2. Состав оборудования ТЭС-2
 - 2.3. Анализ конкурентов
 - 2.4. Гарантийное и послегарантийное обслуживание
 - 2.5. Материально-техническое обеспечение
 - 2.6. Производственный персонал
 3. **Программа производства тепловой и электрической энергии**
 4. **Себестоимость произведенной энергии**
 5. **Экономическая эффективность проекта**
 - 5.1. Сравнительный анализ затрат до и после внедрения проекта
 - 5.2. Расчет экономического эффекта
 - 5.3. Анализ безубыточности
 6. **Организационный план**
 - 6.1. План проектирования и строительства ТЭС-2
 - 6.2. Примерная организация работ по реализации проекта ТЭС-2
 - 6.3. Разделение экономии и расчеты между участниками проекта
 7. **SWOT – анализ**
 8. **Инвестиционный план**
 9. **Финансовый план**
 - 9.1. Обзор возможных финансовых инструментов реализации проекта
 - 9.2. Раздел дохода между участниками проекта
 - 9.3. Принципы планирования
 - 9.4. Анализ источников погашения кредита
 - 9.5. Планирование финансовых потоков
 10. **Анализ эффективности проекта**
 11. **Анализ чувствительности проекта**
 12. **Мониторинг фактической экономии денежных средств участниками проекта**
 13. **Юридические особенности реализации проекта**
 14. **Экологическая оценка проекта**
- ПРИЛОЖЕНИЕ 1.** Движение денежных средств по проекту
- ПРИЛОЖЕНИЕ 2.** Таблица планируемых выплат компании ЮГЭНЕРГО-ПРОМТРАНС из получаемой экономии
- ПРИЛОЖЕНИЕ 3.** Техническое задание на разработку ТЭО
- ПРИЛОЖЕНИЕ 4.** Краткая характеристика объекта
- ПРИЛОЖЕНИЕ 5.** Характеристики установки Jenbacher JMS 616 GS-N.LC

1. Резюме

Проектом предусматривается строительство локальной теплоэлектростанции (ТЭС-2) общей мощностью 4.8 МВт для энергоснабжения цехов Качановского ГПЗ и НГДУ "Полтаванефтегаз", находящихся на Глинско - Розбышевской площадке. На существующей площадке Глинско – Розбышевского производства монтируются 2 установки **Jenbacher JMS 616** и 2 паровых котла **Jenbacher** по проекту, включающему:

- выполнение техусловий энергоснабжающей компании **ПОЛТАВАОБЛ-ЭНЕРГО** по параллельной работе с энергосистемой.
- выполнение техусловий на подключение к газовым сетям.
- установку приборов учета и АСКУЭ.

Комплектные установки **Jenbacher JMS 616 GS-N.LC** и паровые котлы поставляются компанией **СИНАПС** для монтажа на фундаментные основания. Компания **СИНАПС** разрабатывает проектную документацию, проводит согласование с энергоснабжающей организацией и надзорными органами, производит монтаж и запуск ТЭС-2 в эксплуатацию, несет все гарантийные обязательства по обеспечению работоспособности установок, осуществляя ремонты и регламентные работы по **отдельному договору о сервисном обслуживании** с компанией **ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС**.

Компания **ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС** получает кредит, покупает оборудование, строит теплоэлектростанцию (ТЭС-2), сдает в аренду Качановскому ГПЗ компании УКРНАФТА, содержит персонал, несет все расходы по эксплуатации ТЭС-2, включая выплаты по кредитам.

Качановский ГПЗ (компания УКРНАФТА) подает собственный газ и потребляет электроэнергию, горячую воду и пар, производимые на ТЭС-2. Теплоэлектростанция осуществляет теплоэлектроснабжение цехов Качановского ГПЗ и НГДУ ПОЛТАВАНЕФТЕГАЗ, находящихся на Глинско - Розбышевской площадке. Проект первоначально предусматривает установку одного блока когенерационной установки **Jenbacher JMS 616** мощностью 2.43 МВт. После осуществления пробной эксплуатации и обеспечения устойчивого энергоснабжения осуществляется монтаж и ввод в действие второго блока. Проект предусматривает развитие и наращивание мощностей ТЭС-2 поэтапно, в том числе в дальнейшие (после достижения заданной мощности) периоды, при наличии спроса на электроэнергию и тепло в данном районе.

Условием договора является совместное разделение экономии денежных средств в платежах за тепловую и электрическую энергию между инвестором (компания ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС) и собственником (компания УКРНАФТА). Для выполнения условия снижения платежей за энергоносители компанией УКРНАФТА на 10% от существующего уровня, разделение экономии между инвестором и собственником должно осуществляться в соотношении 70% на 30%.

Каждый месяц, после снятия показаний счетчиков по отпущенной электроэнергии и теплу, определяется объем денежных средств, перечисляемых компанией УКРНАФТА для компании ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС (70% фактически полученной экономии).

Экономия определяется как разница между стоимостью электроэнергии и тепла на рынке и себестоимостью топлива для ТЭС-2. При этом стоимость электроэнергии и тепла, а также себестоимость газа определены на момент начала действия договора, фиксировано, на 10 лет, что позволяет гарантировать незави-

симось основных экономических показателей проекта от влияния инфляции и изменений тарифной политики.

Расчеты показывают на низкую рентабельность проекта при коэффициенте загрузки электрической мощности равным 0.8.

Расчеты выполнены по методике UNIDO, учитывает рекомендации Минэкономки Украины ("Методические материалы по подготовке инвестиционных проектов, к реализации которых будут привлекаться иностранные инвесторы"), с использованием материалов ЕБРР – ("Руководство для подготовки проектов в сфере энергоэффективности" июнь, 1997 год.)

Показатели эффективности проекта

№	Наименование	Обозначение	Значение
1	Инвестиции в основной капитал	грн.	13 727 026
2	Срок строительства	лет	0.9
3	Внутренняя стоимость газа	Грн/1000 м3	224
4	Себестоимость электроэнергии	грн./ МВт час	117.0
5	Суммарный объем годового производства/сбыта - электроэнергии - теплоэнергии	т.кВт/час Гкал	32 912 12 981
6	Доход компании УКРНАФТА за 10 лет	грн.	9 984 124
7	Доход компании ЮГЭНЕРГОПРОМ-ТРАНС за 10 лет	грн.	23 296 289
8	Время жизни проекта	лет	10
9	Срок возврата кредита	лет	5
10	Простой срок окупаемости инвестиций	лет	4.04
11	Чистый дисконтируемый доход (NPV)	грн.	15 906 165
12	Индекс прибыльности (PI)		1.16
13	Дисконтируемый срок окупаемости(DPB)	лет	7.77
14	Снижение выбросов парниковых газов за время жизни проекта (10 лет)	тонн	185 130



Примерная компоновка одного блока ТЭС-2 на площадке Качановского ГПЗ

2. Основные характеристики ТЭС-2 – 2 Качановского ГПЗ

2.1. Основные положения проекта

Увеличение энергозатрат при добыче нефти в ОАО УКРНАФТА, рост цен на энергоресурсы требуют повышения рентабельности компании путем снижения издержек, прежде всего за счет более экономного и рационального использования энергоресурсов.

Одним из ключевых факторов снижения издержек, испытанном в мировой практике нефтегаздобычи, является применение локальных теплоэлектростанций (когенерационных установок) небольшой мощности - миниТЭС-2.

Такая ТЭС-2 устанавливается непосредственно на Качановском ГПЗ (Глинско – Розбышевское производство), что значительно сокращает потери энергии при ее передаче и транспортировке, при этом можно оперативно реагировать на изменения потребностей потребителей. Кроме того, приобретая автономный источник электроэнергии и тепла, предприятие становится независимым от энерго-снабжающих организаций. Наибольший эффект применения ТЭС-2 обеспечивается при ее работе параллельно с энергосистемой. При этом возможна адресная поставка избытков электроэнергии через сети энергосистемы к удаленным потребителям компании УКРНАФТА.

Тепло в виде горячей воды и пара, вырабатываемое ТЭС-2, используется для отопления зданий, горячего водоснабжения, а также в производственных целях. В теплое время года тепло пара может быть превращено в холод при помощи абсорбционных холодильных машин и использовано для замены градирен (производство воды охлаждения агрегатов) и кондиционирования зданий.

На диаграмме 1 показано суммарное потребление электроэнергии и пара Качановским ГПЗ и НГДУ ПОЛТАВАНЕФТЕГАЗ на Глинско – Розбышевской площадке на интервале 2000 года.

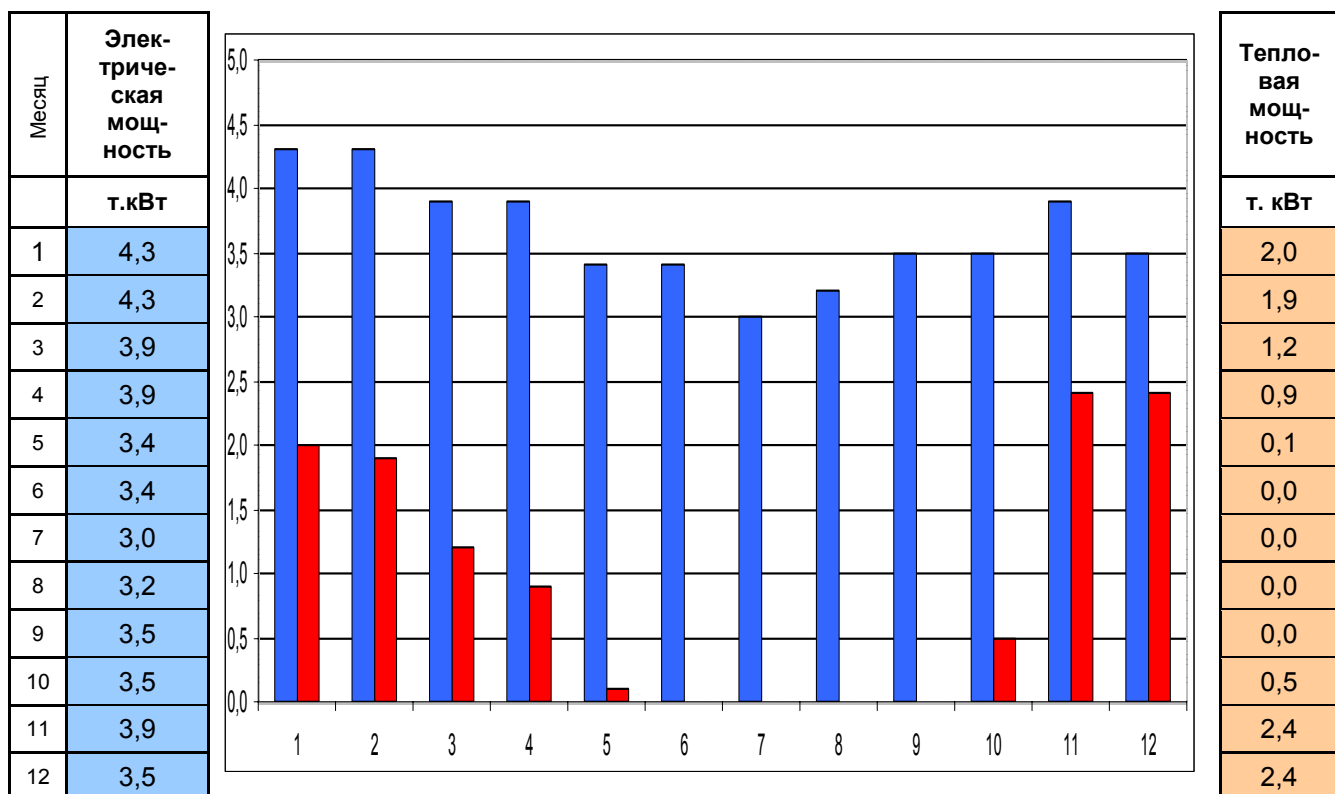
Для работы ТЭС-2 в базовом режиме с максимальной загрузкой и с минимумом энергопотерь у потребителей по сравнению со схемой энергоснабжения, которая существует сегодня, предлагается следующий вариант:

- электроснабжение площадки осуществлять двумя агрегатами **Jenbacher JMS 616 GS-N.LC** электрической мощностью **2 423 кВт** каждый (суммарная мощность 4 846 кВт). При этом затраты на собственные нужды составят 240 кВт. **Коэффициент использования электрической мощности составит 0.8 от номинала.** Для запитки Качановского ГПЗ необходима реконструкция существующей сети 6.3 кВ.
- теплоснабжение площадки осуществить с разделением мощностей по сетям горячего водоснабжения и сетям пароснабжения, приняв необходимые организационные и технические меры по вытеснению менее энергоэффективных паровых нагрузок горячеводными. При этом использовать для производства горячей воды стандартные контуры отбора тепла когенерационных установок **Jenbacher JMS 616 GS-N.LC**. Для производства пара использовать 2 паровых котла-утилизатора специальной конструкции, использующих выбросы высокотемпературных газов когенерационных установок.
- При этом мощность по ГВС составляет 2200 кВт, по пару – 2220 кВт. С учетом потерь тепла на собственные нужды и снижения потребления в летнее время **средний по году коэффициент использования теп-**

ловой энергии ТЭС-2 составит 0.4. При строительстве ТЭС-2 требуется осуществить ремонт и реконструкцию существующих сетей ГВС и пароснабжения. Подача пара на площадку НГДУ предлагается осуществить по существующему (к котельной НГДУ) паропроводу.

- затраты на реконструкцию тепловых и электрических сетей полностью не учтены, предполагается их оценка после выбора проектных решений, реконструкцию частично осуществить за счет Качановского ГПЗ.

Диаграмма 1. Глинско - Розбышевское производство ГПЗ + НГДУ (Полтава-нефтегаз). Суммарная электрическая и тепловая мощность в 2000 году



2.1. Технические характеристики установки Jenbacher JMS 616 GS-N.LC

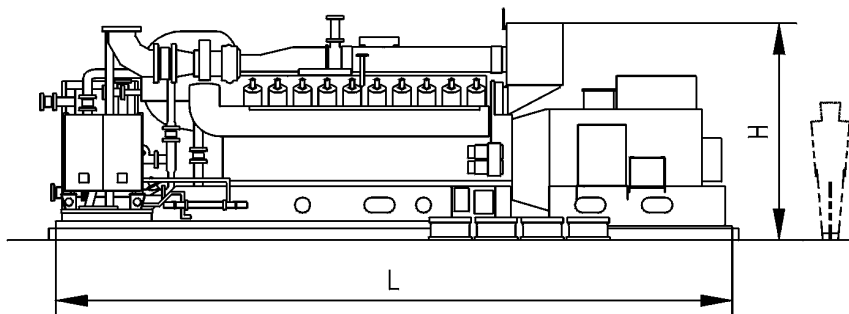
Электрическая мощность	2420 кВт
Тепловая мощность т	1098 кВт (ГВС 90 ⁰ С/70 ⁰ С) + 1110 кВт (пар)
Частота	50 Гц
Напряжение	6,3 кВ
КПД:	
Электрический	43,2 %
Тепловой	19,6 % (вода) + 19,8% (пар)
Расход газа:	590 нм



Внешний вид когенерационной установки Jenbacher JMS 616 GS-N.LC

Стандартные условия	DIN-ISO 3046 VDE 0530 REM со специфицированными отклонениями	
Стандартные условия	Барометрическое давление	1000 мбар или 100 м над уровнем моря
	Температура воздуха	25 °C или 298 К
	Относительная влажность	30 %
Корректировка мощности	Высота над уровнем моря	0,7 % на каждые 100 м выше 500 м
	Температура воздуха	0,5 % на каждый 1 °C выше 25 °C
Качество газа	Согласно TA 1000-0300	
	Давление газа	80 – 200 (мбар) более низкое давление по запросу
	Давление газа в предкамерной газовой линии	ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, БИО-ГАЗ > 3.0 бар
	Макс. колебания давления газа	+/- 10 %

ГЕНЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА



Общие габариты, масса (приблиз.)		
Длина L	mm	8700
Ширина B	mm	2500
Высота H	mm	2800
Масса без жидкостей	kg	26200
Масса с жидкостями	kg	27200

Размеры соединения (двигателя с генератором)		
Водяная рубашка, вход, выход	DN/PN	100/16
Выхлопная труба	DN/PN	600/10
Газопровод – газовая рампа	DN/PN	80/16
Подсоединение Интеркулера:		
Низкотемпературная схема	DN/PN	65/16

В комплект поставки одного блока когенерационной установки входят:

1. Модуль JMS 612 GS-N.L в составе:

- Двигатель J 616 GS
- машинные принадлежности
- стандартные инструменты
- генератор (6,3 кВ, 50 Гц)
- принадлежности модуля
- водяная рубашка охлаждения двигателя
- автоматическая система пополнения смазочных материалов
- утилизатор тепла (70/90°C)
- газовый тракт (4 бар)
- принадлежности, окраска
- пульт управления модуля с DIANE XT и Hermes
- система пуска, батарея и заряжающий выпрямитель
- система предпускового электронагрева воды в рубашке
- гибкие соединения
- защита от коррозии
- Электрическое оборудование и устройства контроля
- устройство синхронизации
- релейная защита от потери (влияния) сети
- глушитель выхлопных газов (65дБ на раст. 10м)
- система охлаждения, включая необходимый крепеж и систему аварийного охлаждения

БАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДВИГАТЕЛЯ

* Газовый смеситель с сервоприводом – регулирующий клапан системы „Leafox“

ОБОРУДОВАНИЕ МОДУЛЯ

* Опорная рама для газового двигателя, генератора и теплоутилизатора

- * Электронная бесконтактная система зажигания
- * Турбонагнетатель, интеркулер
- * Масляный насос
- * Масляный фильтр
- * Масляный теплообменник
- * Поддон картера
- * Водяной насос

- * Трубопроводы систем питания, охлаждения и смазки
- * Маховик для работы генератора; выпускной коллектор
- * Гаситель крутильных колебаний
- * Сенсоры детонации

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДВИГАТЕЛЯ

- * Стартёр
- * Электронный регулятор оборотов коленвала
- * Электронная система контроля оборотов коленвала на всех режимах в т.ч. при запуске и превышении скорости
- * Датчики и выключатели давления масла, давления и температуры охлаждающей жидкости; датчики давления турбонагнетателя и температуры смеси
- * Термопара на каждом цилиндре

ОТДЕЛЬНАЯ ПОСТАВКА

- * Газовая рампа согласно DIN-DVGW, включая ручной шаровой кран, фильтр, 2 электромагнитных клапана, детектор утечек, регулятор давления газа
- * газовая рампа до предварительной камеры

Документация:

- * Инструкция по эксплуатации
- * Перечень запасных частей
- * Чертежи

- * Генератор с автоматическим регулятором напряжения
- * Гибкая муфта, купольный корпус
- * Антивибрационные крепления
- * Воздушный фильтр
- * Автоматическая система контроля уровня и долива масла
- * Сетевое соединение системы со шкафом управления
- * Вентиляция картера

- * Система аварийной остановки

ШКАФ УПРАВЛЕНИЯ МОДУЛЕМ

- * Однодверный, цельнометаллический, со всеми соединениями, готов к подключению, внешняя защита IP 41, внутренняя защита IP 10, согласно стандартам VDE

Главные системы:

- * Система управления двигателем dia.ne (Dialog Network)
- ** Визуализация (промышленный компьютер с цветным дисплеем 10"):
 - рабочие параметры в графическом режиме
 - измерение t° выхлопных газов
 - данные генератора
- ** Центральное управление двигателем и модулем
- * Многофункциональный интерфейс
- * Блокируемый переключатель режимов работы с позициями: «ручной», «автоматический», «выключено»
- * Переключатель потребителей

2. Паровой котел 1110 кВт, (PED 97/23/EG) с принадлежностями.

Дополнительно, (**определяется после проектной проработки**) состав оборудования ТЭС-2 должен включать:

- гидравлические, газовые и электрические подсоединения на площадке
- вентиляцию и звукопоглощение
- маслохозяйство
- силовые, контрольные, сигнальные кабели
- станцию химводоочистки
- АСКУЭ
- Пожаротушение и сигнализацию

2.3. Анализ конкурентов

В настоящее время на рынке Украины присутствует достаточное количество производителей и перепродавцов оборудования ТЭС-2 для автономного электро-снабжения как отечественных (в группу к отечественным аналогам можно отнести установки российского производства), так и западных производителей, в том числе компании Дойтц, Катерпиллер, Енбахер, Вартсилла, Вольво и другие.

В ходе анализа был отобрана наиболее конкурентоспособный аналог – установка **Jenbacher JMS 616 GS-N.LC**, исходя из наработки существенно более 50 000 часов, базовой мощности блоков, стоимостных показателей, привлекательности инвестиционных характеристик, а также наличия в Украине партнерской компании СИНАПС, имеющей опыт проектирования, строительства и сервисного обслуживания подобных ТЭС-2.

Анализ показал, что основным риском проекта для компании Югэнергопромтранс будет недостаток опыта проектирования и эксплуатации ТЭС-2, а также опыта обеспечения надежной и непрерывной работы ТЭС-2 на длительном интервале эксплуатации.

Поэтому решающим преимуществом компании СИНАПС, позиционирующей на украинском рынке продукцию компании Енбахер, явилось наличие такого опыта и гарантий сервисного обслуживания на длительном интервале.

На момент принятия решения о выборе производителя оборудования для ТЭС-2, проектной организации и организации, осуществляющей сервисное обслуживание, компания СИНАПС внедрила в Украине несколько значимых проектов подобных ТЭС-2, особенно интересным является проекты строительства двух ТЭС-2 мощностью 32 МВт каждая для шахты имени Звягильского.

Наличие системного партнера – компании СИНАПС - для компании Югэнергопромтранс позволяет существенно снизить риски по невозврату инвестиций и гарантировать стабильную работу ТЭС-2 и сбыт ее продукции в соответствии с расчетом.

2.4. Гарантийное и послегарантийное обслуживание

Компания СИНАПС - поставщик когенерационных установок на базе **Jenbacher JMS 616 GS-N.LC** гарантирует:

- соответствие основных технических параметров электростанции и ее агрегатов паспортным данным и действующему предложению;

- надежную и безаварийную работу оборудования станции до капитального ремонта при условии выполнения потребителем правил и указаний по эксплуатации, предусмотренных инструкциями по эксплуатации на агрегаты электростанции;
- бесплатное устранение в кратчайшие технически возможные сроки отказов и неисправностей, а также замену деталей и составляющих элементов, вышедших из строя на протяжении срока гарантии, или гарантийный ремонт из-за поломки или износа раньше времени (при условии использования в процессе эксплуатации станции качественных материалов, что должно быть зафиксировано двухсторонним актом).

Срок гарантии устанавливается в размере **8000 часов**, но не более **12 месяцев** с момента ввода электростанции в эксплуатацию.

Срок гарантии комплектующих устанавливается соответствующими нормативно-техническими документами.

После окончания сроков гарантии или гарантийной наработки, в пределах ресурса двигателя и генератора до первого капитального ремонта, поставка новых составляющих элементов и деталей, необходимых для возобновления работоспособности двигателя и генератора, может проводиться поставщиком электростанции за счет потребителя по отдельному договору.

Обучение персонала потребителя производится в период шеф - монтажа, пусконаладочных работ и первого запуска ТЭС-2 на объекте потребителя.

По истечении гарантийного периода предполагается заключение договора на сервисное обслуживание с компанией СИНАПС.

2.5. Материально-техническое обеспечение

Основным сырьем для производства электрической и тепловой энергии на ТЭС-2 является **природный газ**. Состав природного газа по содержанию компонентов должен соответствовать техническим требованиям на установку. Данные установки получены от поставщика оборудования на основе данных о составе и калорийности сухого отбензиненного газа, полученных от Качановского ГПЗ. В данном проекте принимается, что газ соответствует национальным стандартам и ГОСТам на природный газ.

Кроме природного газа электростанция потребляет незначительное количество специального моторного масла, периодически требуется сиена свечей.

В таблице приведены нормативные значения удельного расхода природного газа и масла для электростанции, а также их планируемое месячное потребление.

Основной комплект инструментов и запасных принадлежностей поставляется комплектно, вместе с оборудованием.

Материалы и оборудование, необходимое для производства регламентных работ, текущих и капитальных ремонтов поставляется компанией СИНАПС, осуществляющей сервисное и гарантийное обслуживание, их стоимость учтена в стоимости сервисного обслуживания.

Расчет потребности в сырьевых ресурсах

Наименование	Значение
Количество установок Jenbacher JMS 616 GS-N.LC	2
Расход топливного газа одной установкой, м ³ /час	590
Расход масла одной установкой, кг/час	0.75
Коэффициент загрузки (КЗ)	0,9

Количество часов в месяц (с учетом КЗ)	час	708
Месячное потребление топливного газа,	тыс. м ³	835.44
Месячное потребление масла,	тонн	1.06

2.6. Производственный персонал

Затраты на оплату труда производственного персонала

Наименование	Кол-во	Оклад, грн.	Сумма, грн.
Инженер смены – начальник станции	1	1 950	1 950
Машинист-оператор	4	1 350	5 400
			7 350
Итого фонд оплаты труда (ФОТ):			
Начисления на ФОТ (38 % от ФОТ)			2 793
Итого ФОТ с начислениями за месяц:			10143

3. Программа производства тепловой и электрической энергии

В данном инвестиционном проекте предусмотрено использование теплоэлектростанции для производства электрической и тепловой энергии на производственные нужды подразделений Качановского ГПЗ и НГДУ ПОЛТАВАНЕФТЕГАЗ на Глинско - Розбышевской площадке. После запуска и ввода в эксплуатацию ТЭС-2 планируется её стабильная круглогодичная работа с остановками блоков только на выполнение регламентных работ, текущих и капитальных ремонтов.

Планируется средний коэффициент загрузки по электрической мощности – 0.85 на годовом интервале. Этот режим работы обуславливает повышенные требования к надежности ТЭС-2, автоматизации основных и вспомогательных технологических процессов, качеству сервисного обслуживания и эксплуатации.

Сбыт электрической энергии планируется в объеме 85% от производства, что предполагает желательность договоров с резервными потребителями, обеспечивающими прием мощности при уменьшении потребления со стороны основных, плановых потребителей.

Сбыт тепловой энергии (ГВС, пар) планируется с коэффициентом 0.4 на годовом интервале, причем потребление горячей воды планируется круглогодично.

Следует отметить, что эффективность проекта сильно зависит от объёмов продаж электроэнергии и тепла, поэтому необходимо дополнительно к техническим мерам обеспечения планируемых показателей осуществить мероприятия организационного, юридического обеспечения, а также предусмотреть соответствующие стимулы для персонала.

Показатели производства за год			
1	Электрическая мощность	т.кВт	4.846
2	Тепловая мощность (ГВС)	Гкал/час	1.9
3	Тепловая мощность (пар)	Гкал/час	1.86
4	Коэффициент использования электрической мощности		0.8
5	Коэффициент использования тепловой мощности		0,4

6	Моточасы за год	час	8500
7	Реализация электроэнергии	т.кВт/час	32 912
8	Реализация тепловой энергии	Гкал	12 981

4. Себестоимость произведенной энергии

В структуру себестоимости электрической и тепловой энергии, производимой ТЭС-2, входят затраты на топливо, амортизационные отчисления, сервисное обслуживание, оплату труда и прочие расходы.

В таблице приведены основные показатели себестоимости продукции.

Следует отметить, что затраты на оплату топлива (газ) несет Качановский ГПЗ, используя сухой отбензиненный газ собственного производства, параметры которого примерно равны стандартным параметрам природного газа. Этот газ используется на собственные нужды предприятия и включается в состав себестоимости произведенной энергии по себестоимости его производства.

Компания ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС несет затраты на оплату обслуживания ТЭС-2 сервисной организацией, амортизационные отчисления, на оплату труда эксплуатационного персонала, а также на прочие расходы.

Стоимость сервисного обслуживания в расчете принята равной 7 % от стоимости оборудования ТЭС-2 с равномерной погодовой разбивкой на все время жизни проекта.

Сервисное обслуживание предполагает выполнение всех видов регламентных и ремонтных работ (текущих, средних и капитальных), замену масла, свечей и других быстроизнашивающихся деталей, а также приобретение запасных частей, необходимых для бесперебойного функционирования ТЭС-2.

Стоимость сервисного обслуживания в первые годы эксплуатации ТЭС-2 будет значительно меньше расчетной, что будет компенсироваться в дальнейшие периоды более высокими затратами при проведении ремонтов узлов и агрегатов ТЭС-2.

Особенностью данного расчета является разнесение затрат, относящихся на себестоимость, между Качановским ГПЗ и компанией ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС, эксплуатирующей ТЭС-2. Это обусловлено предлагаемой организационно – финансовой схемой проекта, позволяющей оптимизировать затраты на налогообложение и топливо, что позволило существенно увеличить рентабельность проекта.

	Показатели себестоимости	Единицы измерения	Значение
1	Потребление топлива в час	м ³ /час	590
2	Стоимость газа	грн/т.м ³	224
3	Потребление топлива за год	т.м ³ /год	10 030
4	Затраты на топливо за год	грн/год	2 246 720
5	Затраты топлива на 1 кВт. час	м ³ /кВт.час	0,244
6	Численность персонала	чел.	5
7	Средняя зарплата	грн.	1500
8	Затраты на зарплату + отчисления	грн.	124 200
9	Стоимость сервисного обслуживания	грн.	831 381

10	Себестоимость 1 кВт. час	грн/кВт. час	0,117
11	Амортизационные отчисления (10%)	грн.	1 372 703
12	Себестоимость продукции	грн.	4 575 004

5. Экономическая эффективность проекта

5.1. Сравнительный анализ затрат до и после внедрения проекта

Платежи цехов Качановского ГПЗ и НГДУ ПОЛТАВАНЕФТЕГАЗ на Глинско – Розбышевской площадке за количество электрической энергии, производимой ТЭС-2 на годовом интервале, при её потреблении от энергосистемы по существующим на настоящий момент времени тарифам составляют 10 786 908 гривен.

$$32\,912\,000 \text{ кВт. Час} * 0.216 \text{ грн./кВт. Час} = 7\,108\,992 \text{ грн.}$$

Платежи за тепловую энергию по внутренним тарифам на уровне ее себестоимости составляют 1 090 404 грн.

$$12\,981 \text{ Гкал} * 84 \text{ грн./Гкал} = 1\,090\,404 \text{ грн.}$$

Суммарные платежи за энергоносители в год, до внедрения проекта, составляют 11 877 329 грн.

$$7\,108\,992 \text{ грн.} + 1\,090\,404 \text{ грн.} = 8\,199\,396 \text{ грн.}$$

После внедрения проекта затраты на производство энергоносителей за год (себестоимость) будут равны 4 575 004 гривен (раздел 4) .

5.2. Расчет экономического эффекта

Годовая экономия денежных средств в платежах за энергоносители (при равномерном отнесении стоимости капвложений на будущие периоды методом амортизации) будет равна разнице затрат на теплоэлектроснабжение до и после внедрения проекта - 7 202 326 гривен.

$$8\,199\,396 \text{ грн.} - 4\,575\,004 \text{ грн.} = 3\,624\,392 \text{ грн.}$$

В дальнейших расчетах для оценки экономической эффективности будут использоваться простые и дисконтированные показатели дохода, получаемого при реализации проекта его участниками, а также показатели сроков окупаемости капвложений.

5.3. Анализ безубыточности

Одним из наиболее важных показателей экономической эффективности является точка безубыточности, характеризующая объем продаж энергоносителей, при котором выручка от их реализации совпадает с издержками производства.

$$T_b = 32\,912 \text{ т.кВт/час} * 4\,575\,004 \text{ грн./} 8\,199\,396 \text{ грн.} = 18\,362 \text{ т.кВт/час}$$

Из расчета следует, что при производстве электроэнергии в объеме 18 768 т.кВт/час в год предприятие достигает точки безубыточности, что составит 55.7 % плановой загрузки ТЭС-2.

6. Организационный план

6.1. План проектирования и строительства ТЭС-2

Основной объем электрической мощности в размере 4.8 МВт предполагается вырабатывать с помощью 2-х газопоршневых теплоэлектростанций типа **Jenbacher JMS 616 GS-N.LC** мощностью по 2.42 МВт. Утилизационная часть теплоэлектростанции представляет собой 2 блока теплообменников для подогрева горячей воды мощностью 1200 КВт/час каждый, а также 2 котла-утилизатора **Jenbacher** с паропроизводительностью 1.11 КВт/час каждый. В состав ТЭС-2 также входит вспомогательное оборудование, обеспечивающее подготовку и подачу технологической воды. Работа ТЭС-2 планируется в параллельном режиме с энергосистемой.

Электроэнергию от ТЭС-2 предполагается отдавать потребителям по локальным сетям 6.3 кВ. а также предусматривается возможность передачи части мощности потребителям НГДУ через сети энергосистемы с учетом максимальной загрузки ТЭС-2 на годовом интервале. Обеспечивается первая категория надежности электроснабжения потребителей.

Период проведения необходимых организационных мероприятий для запуска производственных мощностей ТЭС-2 составляет 10 месяцев.

С целью улучшения экономических показателей проекта предусматривается такой график строительства, при котором в течение 0,5 года осуществляется строительство площадки, сетевых элементов схемы теплоэлектроснабжения и вспомогательного помещения для персонала. На подготовленной площадке устанавливается комплектное оборудование, после завершения монтажа блока 2.42 МВт и запуска его в эксплуатацию, начинается подготовка к монтажу и вводу в эксплуатацию второго блока.

Основной объем вложений в основные средства происходит на этапе строительства объекта, в том числе затраты на строительные-монтажные работы, затраты на оборудование (включая таможенное оформление и транспортировку), а также затраты на проектные работы, оформление разрешительных документов с энергоснабжающими организациями и надзорными органами. Общая структура вложений в основные средства выглядит следующим образом:

	Наименование затрат	% от общего	грн.
1	Затраты на проектирование		
1.1	Рабочий проект		370 000
2	Затраты на СМР		
2.1	Доработка сетей, выполнение технических условий, монтаж и ПНР		500 000
2.2	Испытания и сдача в эксплуатацию		30 000
	ИТОГО		900 000
3	Затраты на оборудование		
3.1	Комплектная газопоршневая установка Jenbacher JMS 616 GS-N.LC – 2 штуки		9 812 640
3.2	Котел Jenbacher – 2 штуки		1 878 660
3.3	Стоимость доставки, растаможки		950 150
	ИТОГО		12 827 026
	ВСЕГО: Вложения в основные средства		13 727 026

6.2. Примерная организация работ по реализации проекта ТЭС-2

Компания ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС – заключает генеральный договор с **компанией УКРНАФТА** (на 10 лет), заключает кредитное соглашение (валютное и гривневое) с **банком – инвестором** на 5 лет, заключает договор с **энергоснабжающей организацией** (на поставку электроэнергии при остановках ТЭС-2 и на транзит избыточной мощности через сети облэнерго к потребителям), заключает договор с **Качановским ГПЗ** на аренду ТЭС-2, заключает договора с **поставщиками** на комплектные поставки оборудования и материалов, заключает договора с **проектной организацией**, а также с **монтажной и строительной организациями**.

Компания ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС обеспечивает проектный менеджмент на все время проектирования, строительства и запуска ТЭС-2 в эксплуатацию, оплачивает все счета, организует координацию действий всех задействованных сторон для успешной реализации проекта.

Компания ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС нанимает и обучает персонал ТЭС-2, создает организационную структуру в регионе размещения ТЭС-2, строит помещения для персонала, склад для инструментов, запчастей и материалов, а также создает диспетчерский центр для удаленного ежедневного контроля за эффективностью хозяйствования вновь созданной структуры.

Компания ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС организует надежную эксплуатацию ТЭС-2, сдает ее в аренду, обеспечивает получение денежного возмещения, заключает договор на сервисное обслуживание со специализированной организацией, проводит текущие и капитальные ремонты оборудования, осуществляет расчеты с инвестором и персоналом в течении договорного периода эксплуатации ТЭС-2.

Компания ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС отвечает за технику безопасности, охрану труда, взаимодействует с надзорными органами в установленном порядке.

Компания ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС обеспечивает бухгалтерскую и налоговую отчетность, создает условия для медицинского и социального обслуживания персонала и их семей, обеспечивает развитие и благоустройство

Перечень обеспечивающих мероприятий и календарный план их осуществления представлены в разделе 7 «Инвестиционный план».

7. SWOT- анализ

Матрица SWOT - анализа проекта ТЭС-2 на базе 2 когенерационных установок Jenbacher 616 G.S.-N.L. для производства электрической и тепловой энергии на Качановском ГПЗ представлена в таблице.

Преимущества	Возможности
<ol style="list-style-type: none"> 1. Получение как электрической, так и тепловой энергии. 2. Применение надежного оборудования с высоким коэффициентом полезного действия (94%). 3. Автономность и независимость энергоснабжения. 4. Низкая себестоимость получаемых энергоресурсов. 5. Высокий ресурс работы оборудования. 6. Граничная доходность проекта, увеличивающаяся при росте разницы в тарифах на природный газ и электроэнергию. 7. Экономия в платежах за реактивную мощность. 8. Отказ от необходимости аварийного энергоснабжения. 9. Источник пара для системы пожаротушения. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Полный или частичный отказ от внешнего электро - и теплообеспечения. 2. Возможность реализации электрической и/или тепловой энергии для других предприятий компании УКРНАФТА. 3. Постоянное обеспечение качественной электроэнергией, не зависящей от «пиковых» нагрузок энергосистемы. 4. Использование пара в неотопливаемый период для охлаждения технологического оборудования абсорбционными холодильными машинами – получение дополнительной прибыли. 5. Увеличение производства энергоресурсов путем установки дополнительных энергоблоков при росте числа местных потребителей более дешевых энергоресурсов.
Недостатки	Угрозы
<ol style="list-style-type: none"> 1. Большой объем начальных инвестиций. 2. Необходимость реконструкции сетей и оборудования подстанции. 3. Увеличение потребления товарного газа на собственные нужды. 4. Зависимость по поддержанию эксплуатационной готовности от внешней организации, осуществ- 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Риск отклонений от технических параметров энергоснабжения, который возможен при переходе из режима автономного энергоснабжения в режим параллельной работы с энергосистемой. 2. Риск остановки оплаты со стороны компании УКРНАФТА при изменениях собственника компании. 3. Риск противодействия энерго-

ляющей сервисное обслужива- ние.	снабжающей организации из за потери части своего рынка сбыта.
-------------------------------------	--

8. Инвестиционный план

Инвестором проекта является компания ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС, которая строит ТЭС-2, привлекая заемные средства. Источником средств для реализации проекта являются банковские кредиты, привлекаемые компанией ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС для реализации проекта, на стандартных (для внутреннего рынка кредитных ресурсов Украины) условиях, в том числе:

- среднесрочный (на 2 года) гривневый кредит с объемом 900 000 гривен по ставке 20% годовых для оплаты выполнения работ по проектированию и строительству ТЭС-2.
- среднесрочный (на 5 лет) валютный кредит с объемом, эквивалентный 12 827 026 гривен, по ставке 7% годовых для оплаты импортного оборудования ТЭС-2 и связанных с этим расходов.

Проектирование ТЭС-2 осуществляется компанией СИНАПС. Строительство и эксплуатацию ТЭС-2 обеспечивает компания ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС, привлекая специализированные организации и обученный наемный персонал.

Возврат вложенных средств планируется осуществлять из выплат компании УКРНАФТА (Качановский ГПЗ, НГДУ ПОЛТАВАНЕФТЕГАЗ), за счет фактической экономии в платежах за тепло и электроэнергию.

Для контроля поступлений от реализации продукции ТЭС-2 планируются дополнительные капвложения на создание системы АСКУЭ, обеспечивающей удаленный ежедневный мониторинг технического состояния ТЭС-2, отпуска тепловой и электрической энергии, оперативного контроля основных финансово-экономических показателей хозяйственной деятельности ТЭС-2, как со стороны компании ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС, так и со стороны компании УКРНАФТА и Качановского ГПЗ.

Возврат инвестиций планируется в течение 5 лет, причем основная нагрузка по платежам приходится на первые 2 года.

Для ввода в эксплуатацию ТЭС-2 запланировано проведение работ, представленных на диаграмме Ганта и в таблице.

№	Название этапа	Срок исполнения	Стоимость этапа, с НДС	Исполнитель	Условия оплаты
1	Предпроектные работы	-	406 000	ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС	Средства компании УКРНАФТА
2	Проектные работы	4 мес.	370000	СИНАПС	Гривневый кредит
4	Поставка оборудования	5 мес.	12 827 026	ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС	Валютный кредит
	Найм и обучение персонала	5 мес.		ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС	Собственные средства
5	Строительно-монтажные работы, материалы	4 мес.	400000	ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС	Гривневый кредит
7	Пусконаладочные работы	1 мес.	100000	СИНАПС	Гривневый кредит
8	Сдача в эксплуа-	1 день	30000	ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС	Гривне-

	тацию			СИНАПС	вый кредит
	ВСЕГО	11 мес.	13 727 026		

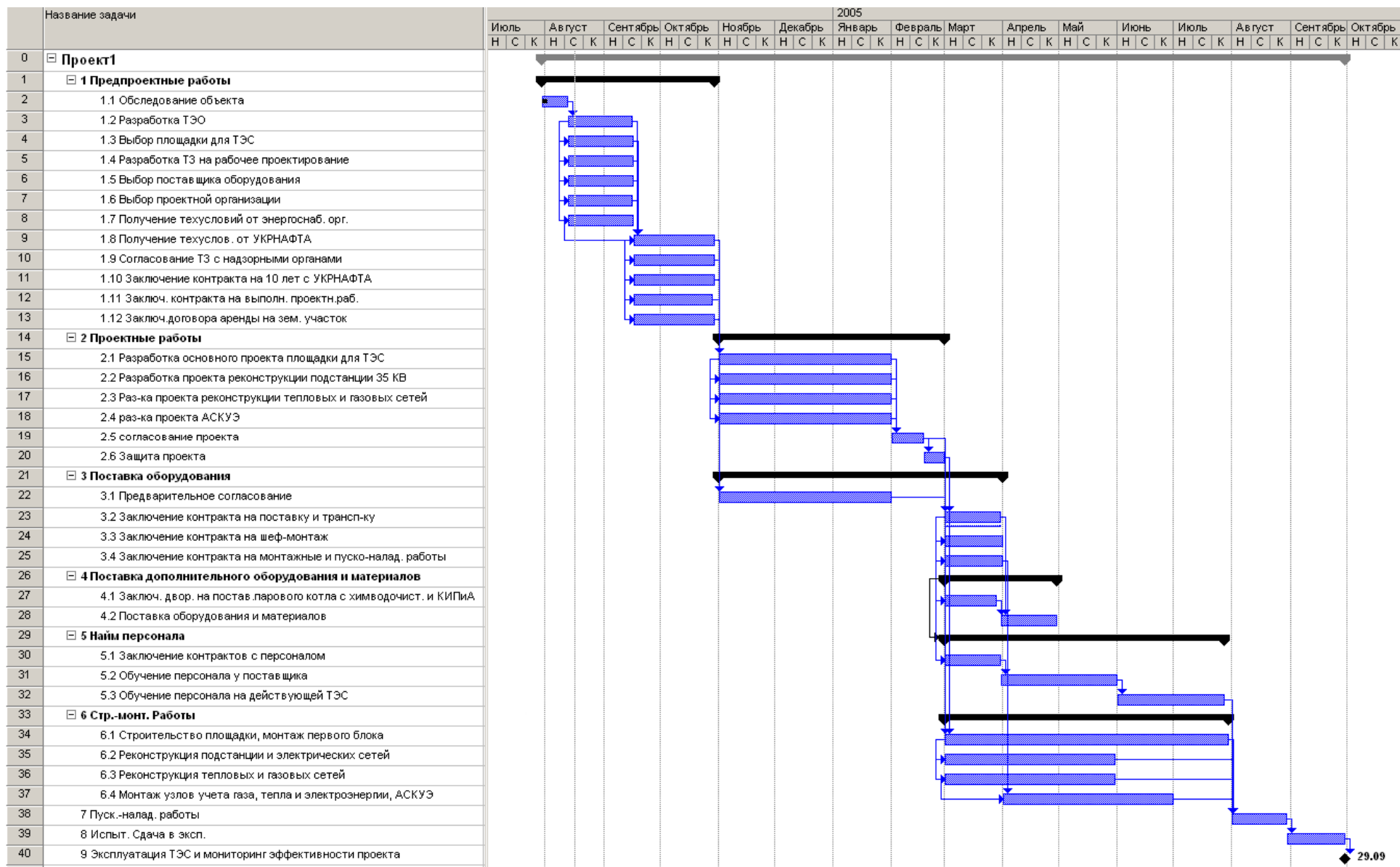


Диаграмма 3. Диаграмма Ганта по проекту строительства ТЭС-2 Качановского ГПЗ

9. Финансовый план

9.1. Обзор возможных финансовых инструментов реализации проекта

При определении возможных финансовых инструментов реализации проекта принимались во внимание существующие для компании ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС возможности по привлечению инвестиций, получение доходов участников проекта, начиная с первого месяца эксплуатации ТЭС-2, а также выполнение обязательств перед инвестором.

Банки (кредитная линия)

Формой обеспечения возврата банковского кредита являются сэкономленные средства, которые остаются в распоряжении предприятия благодаря использованию теплоэлектростанции. Эти средства идут на выплату тела кредита и процентов по кредиту.

Дополнительным способом защиты банка от кредитного риска является залог приобретаемого оборудования. Учитывая тот факт, что все банки требуют, чтобы залоговая стоимость имущества превышала сумму кредита (обычно от 125 % до 200 %), необходимо предоставить дополнительное обеспечение кредита.

В настоящее время в Украине для данного проекта возможно получение кредита на следующих условиях:

- залоговая стоимость будет составлять 200 % от суммы кредита;
- процент по кредиту будет составлять 20 % в украинской гривне и 7-14% в валюте США.

Обобщенная схема реализации проекта для банковского кредита представлена на рисунке.

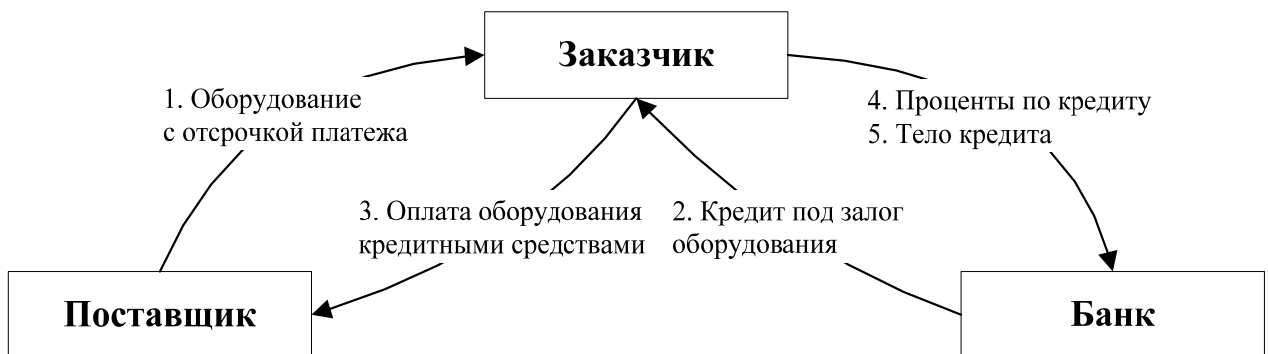


Схема «Банковский кредит»

Лизинговые компании (финансовый лизинг)

В отличие от банковского кредита, инвестирование в основные фонды заказчика осуществляется в форме имущества (оборудования), тем самым снижая риск невозврата вложенных средств, так как за лизингодателем сохраняются права собственности на переданное имущество в период осуществления платежей.

Лизинговые платежи выплачиваются из сэкономленных средств после того, как оборудование установлено на предприятии заказчика.

После истечения срока лизинга заказчик выкупает оборудование по остаточной стоимости.

В настоящее время в Украине существуют следующие базовые условия получения лизинга:

- срок лизинга – 3-5 лет;
- авансовый платеж – 20-30 % от стоимости оборудования;
- лизинговые платежи составляют от 16 % годовых от стоимости оборудования;
- вознаграждение лизинговой компании составляет около 3 % от суммы договора;
- плата за страхование рисков – 5-8 %.

Учитывая вышеизложенные условия, лизинговые платежи могут составлять до 30 % годовых на остаток задолженности по оборудованию.

Обобщенная схема реализации проекта с привлечением лизинговой компании представлена на рисунке.



Схема «Лизинг»

Частные инвесторы (аренда)

Данная схема рассчитана в первую очередь на привлечение капиталов небанковских структур. Основное отличие такого варианта от лизинга состоит в том, что право собственности на оборудование остается за частным инвестором. При этом арендные платежи будут намного меньше лизинговых, так как в этом случае заказчик не оплачивает стоимость оборудования.

В случае варианта аренды оборудования все риски проекта несет частный инвестор. Основным способом снижения производственных рисков является заключение долгосрочного договора аренды. Арендные платежи выплачиваются из сэкономленных средств после того, как оборудование установлено на предприятии заказчика.

Обобщенная схема реализации проекта для варианта аренды представлена на рисунке.

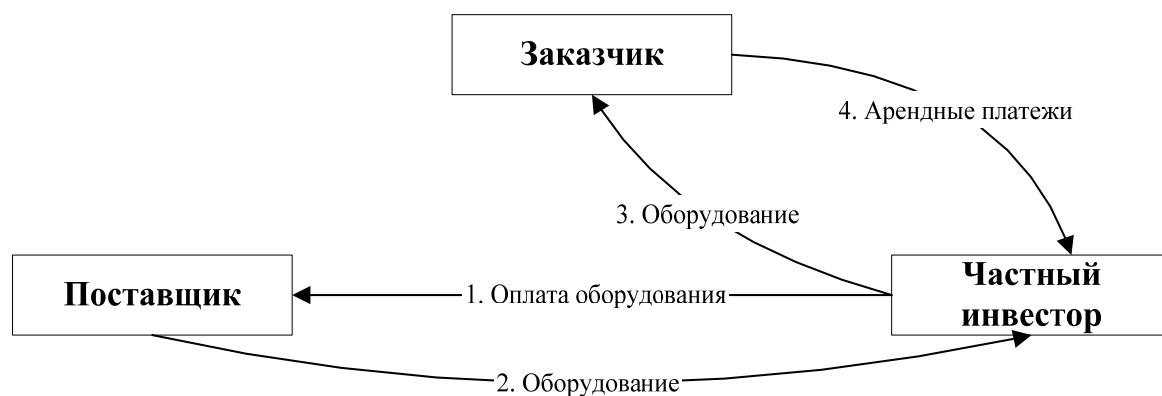


Схема «Аренда»

Частные инвесторы (совместная деятельность)

В случае совместной деятельности частный инвестор участвует в установке и работе с оборудованием. Частный инвестор участвует в производственной деятельности и делит все риски совместно с заказчиком, обе стороны заинтересованы в максимизации прибыли и взаимном контроле.

Производственная деятельность организуется посредством создания нового юридического лица (ООО или ОАО). Обобщенная схема реализации проекта в случае совместной деятельности представлена на рисунке.

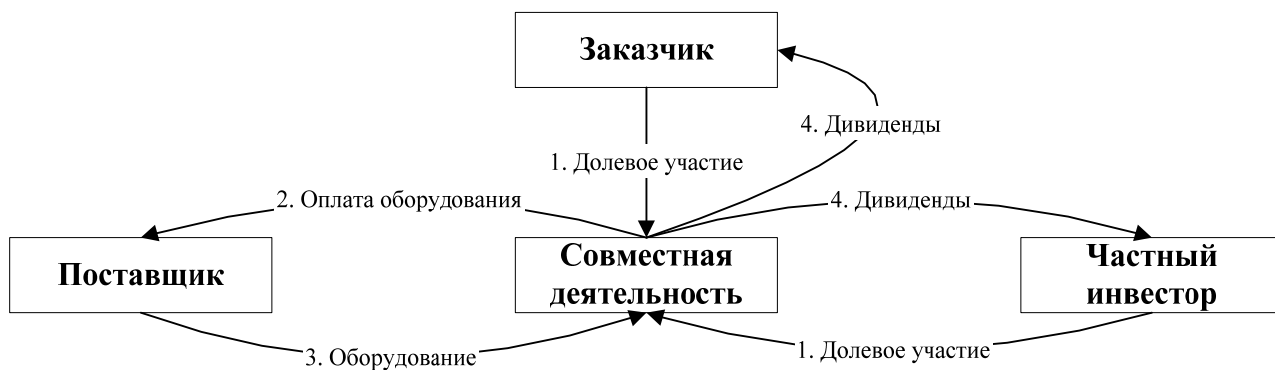


Схема «Совместная деятельность»

Международные банки и фонды (кредитные линии)

Для реализации проектов повышения энергоэффективности предприятия существуют возможность привлечения кредитных ресурсов международных банков и фондов.

Так, например, Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР) создал специальное подразделение «Отделение энергоэффективности» с конкретной задачей финансирования проектов энергосбережения на уровне потребителей энергии. ЕБРР постоянно увеличивает число финансируемых проектов с компонентами энергоэффективности. В Украине прямой кредитной поддержкой ЕБРР пользуются проекты компаний УкрЭСКО и ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ АЛЬЯНС.

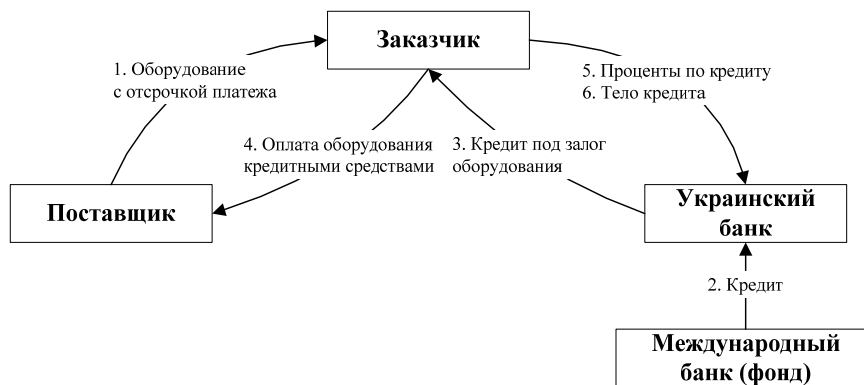
Кроме ЕБРР существует большое количество других кредитных учреждений, занимающихся финансированием энергоэффективных проектов.

В настоящее время в Украине международные банки и фонды, через уполномоченные украинские банки, предоставляют кредиты на следующих условиях:

- срок – до 5 лет;
- кредит предоставляется на сумму 75–85 % от стоимости оборудования;
- процент по кредиту составляет 8–9 %;
- погашение тела кредита происходит равными частями, начиная со второго года работы.

Обобщенная схема реализации проекта в случае привлечения международных финансовых структур представлена на рисунке.

Схема «Международные банки и фонды»



Сравнительная таблица возможных финансовых инструментов

Финансовый инструмент	Достоинства	Недостатки
Кредит банка	<ul style="list-style-type: none"> Гибкая система получения и возврата денежных средств (кредитная линия). Большой выбор кредитных предложений различных банков. 	<ul style="list-style-type: none"> Все риски по ведению деятельности несет заказчик.
Лизинг	<ul style="list-style-type: none"> Снижение рисков за счет лизингодателя. Удобная схема возврата денежных средств. Лизинговое оборудование не числится на балансе предприятия-заказчика. Лизинговые платежи относятся на издержки производства и тем самым снижают налогооблагаемую прибыль лизингополучателя. 	<ul style="list-style-type: none"> Более высокая стоимость оборудования. Необходимость внесения авансового платежа в размере 20-30 % от стоимости оборудования.
Аренда	<ul style="list-style-type: none"> Заказчик выплачивает сравнительно низкие арендные платежи. Арендуемое оборудование не числится на балансе предприятия-заказчика. 	<ul style="list-style-type: none"> Право собственности на оборудование остается за частным инвестором
Аренда	<ul style="list-style-type: none"> Арендные платежи относятся на издержки производства и тем самым снижают налогооблагаемую прибыль заказчика. 	
Совместная деятельность	<ul style="list-style-type: none"> Все риски делятся между заказчиком и инвестором в зависимости от доли участия. Независимость от внешних кредитных структур. 	<ul style="list-style-type: none"> Вложение собственных средств заказчика в реализацию проекта. Возможен дефицит финансирования.
Кредитная линия международного банка или фонда	<ul style="list-style-type: none"> Низкие проценты по кредиту. Долгосрочность кредитования. 	<ul style="list-style-type: none"> Жесткая система возврата денежных средств. Все риски по ве-

		дению деятельности несет заказчик.
--	--	------------------------------------

Общее описание финансовой схемы проекта

Компания Югэнергопромтранс строит теплоэлектростанцию за счет заемных средств, нанимает персонал и эксплуатирует ТЭС-2.

С целью оптимизации налогообложения и повышения дохода каждого из участников компания Югэнергопромтранс сдает ТЭС-2 в аренду на 10 лет компании Укрнафта.

Приобретение оборудования компанией Югэнергопромтранс непосредственно у западного поставщика позволяет не оплачивать НДС на величину стоимости оборудования и связанных с этим дополнительных затрат.

Компания Укрнафта подает на ТЭС-2 собственный газ и получает электроэнергию, горячую воду и пар, выплачивает ежемесячно компании Югэнергопромтранс платежи, оговоренные в формуле договора аренды.

При этом, из налогооблагаемой части оборота между компанией Югэнергопромтранс и компанией Укрнафта исключаются следующие платежи:

- платежи за топливо и воду
- платежи за часть дохода, остающегося в распоряжении компании Укрнафта

Формула расчета ежемесячных платежей для договора аренды имеет следующий вид:

$P = C1 - C2 - D3$, где:

- **C1** – стоимость электрической и тепловой энергии, произведенных ТЭС-2, по тарифам на момент заключения договора.
- **C2** – стоимость топлива по внутренним расценкам Качановского ГПЗ на момент заключения договора.
- **D3** - часть дохода по проекту, принадлежащая компании Укрнафта по условиям договора.

При этом: $C1 = KЭ * TЭ + KТ * TТ$, $C2 = KГ * TГ$, $D3 = ДП * 0.3$, где:

- **KЭ** – количество электроэнергии, произведенной ТЭС-2 в данном месяце.
- **KТ** – количество тепловой энергии, произведенной ТЭС-2 в данном месяце.
- **TЭ** и **TТ** – тарифы на электрическую и тепловую энергию на момент заключения договора, соответственно.
- **KГ** – количество газа потребленного ТЭС-2 в данном месяце.
- **TГ** – себестоимость газа на момент заключения договора.
- **ДП** – доход по проекту в целом за данный месяц.

При этом: $ДП = РЭ - ЗЮ$, $РЭ = C1 - C2$, $ЗЮ = ЗК + ЗТ + ЗС$, где:

- **РЭ** – расчетная экономия
- **ЗЮ** – затраты компании Югэнергопромтранс в данном месяце
- **ЗК** - затраты компании Югэнергопромтранс на выплаты по кредитам
- **ЗТ** - затраты компании Югэнергопромтранс на оплату труда и начислений

- **ЗС** - затраты компании Югэнергопромтранс на оплату сервисного обслуживания по счетам сервисной организации, включая запчасти и материалы.

Из приведенных формул следует:

- денежные отношения по предлагаемой схеме аренды для компаний Укрнафта и Югэнергопромтранс прозрачны, легко доступны для взаимной проверки, расчеты осуществляются на формульной основе.
- платежи зависят от количества **фактически потребленной** тепловой, электрической энергии и газа, определяемой по показаниям приборов учета.
- стоимость газа, электрической и тепловой энергии на внешнем энергорынке не влияет на взаиморасчеты между компаниями.
- принцип совместного раздела дохода от проекта усиливает **взаимную заинтересованность** в увеличении рентабельности проекта.

Основной финансовый показатель проекта

Основным финансовым показателем для данного проекта является **доход по проекту в целом**, который, следуя формуле раздела дохода между участниками проекта, состоит из **дохода компании Укрнафта** ($D * 0.3$) и **дохода компании Югэнергопромтранс** ($D * 0.7$).

Отказ от применения прибыли в качестве основного показателя проекта в пользу дохода объясняется следующим:

- прибыль компаний-участников проекта должна включать все платежи по налогам и рассчитываться по итогам хозяйственной деятельности компаний в целом. Платежи по налогам осуществляются по итогам хозяйственной деятельности компаний Югэнергопромтранс и Укрнафта, тогда как в проекте рассматриваются экономические показатели ТЭС-2, являющейся структурным подразделением компании Югэнергопромтранс и влияющих на показатели двух дочерних предприятий компании Укрнафта.
- поскольку условием проекта является осуществление взаимного мониторинга основных финансовых показателей компаний – участников для проверки объективности расчета и последующих платежей, осуществление расчета и мониторинга фактической прибыли представляется маловероятным.
- доход по проекту за календарный период, как основной финансовый показатель рентабельности проекта для каждого из его участников, позволяет обеспечить формульный принцип договорных отношений, позволяющий свести риски проекта к минимуму на весь период его действия, в особенности риск конфликта интересов участников проекта.

Приведенные аргументы объясняют применение в качестве основного финансового показателя проекта дохода.

При этом доход по проекту определяется по формуле:

$$ДП = С1 - С2 - ЗЮ$$

9.2. Раздел дохода между участниками проекта

Условием договора является совместное разделение экономии денежных средств в платежах за тепловую и электрическую энергию между инвестором (компания ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС) и собственником (компания УКРНАФТА). Для выполнения условия снижения платежей за энергоносители компанией УКРНАФТА на 10% от существующего уровня, разделение экономии между инвестором и собственником должно осуществляться в соотношении 70% на 30%.

Каждый месяц, после снятия показаний счетчиков по отпущенной электроэнергии и теплу, определяется объем денежных средств, перечисляемых компанией УКРНАФТА для компании ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС (70% фактически полученной экономии). Экономия определяется как разница между стоимостью электроэнергии и тепла на рынке и себестоимостью топлива для ТЭС-2.

При этом стоимость электроэнергии и тепла на рынке, а также себестоимость газа определены с момента начала действия договора, фиксировано, на 10 лет действия проекта, что позволяет гарантировать независимость его основных экономических показателей от влияния инфляции и изменений тарифной политики.

9.3. Принципы планирования

Финансовые расчеты по проекту выполнялись в соответствии с международными стандартами по методике UNIDO при следующих допущениях:

- Период жизни проекта составляет **10 лет**.
- Период планирования (шаг расчета) для проекта – год.
- За денежную единицу расчета принята украинская гривна.
- Предполагаемая ставка гривневого кредита – **20 %** годовых (время возврата 2 года).
- Предполагаемая ставка валютного кредита - **7%** годовых (время возврата 5 лет).
- Помесячное начисление процентов за кредит.
- Погашение долга осуществляется за счет годовой экономии денежных средств в оплате электрической и тепловой энергии.
- Все показатели эффективности проекта рассчитываются с учетом выплат, связанных с обслуживанием кредита.
- Ставка дисконтирования денежных потоков при анализе эффективности проекта принята в размере **12 %**. При выборе ставки дисконтирования учитывался рост тарифов на тепловую и электрическую энергию в будущие периоды, увеличивающий будущую стоимость денежных средств.

- Разделение дохода между компанией "ЮГЭНЕРГОПРОМТАНС" и "УКРНАФТА" производится в пропорции 70*30.
- Расчеты с компанией ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС осуществляются путем ежемесячных выплат денежных средств со стороны компании УКРНАФТА в течение 10 лет в соответствии с графиком платежей, определяемых договором и формулой расчета суммы выплаты на ежемесячной основе. При этом суммы выплат корректируются в соответствии с фактически произведенной ТЭС-2 тепловой и электрической энергией.
- При расчете простого срока окупаемости проекта учитываются проценты, выплачиваемые за кредит.

9.4. Анализ источников погашения кредита

Для реализации данного инвестиционного проекта необходимо привлечение среднесрочных кредитных средств, вложение которых будет осуществляться в основной капитал (основные средства). Рассмотрим основные источники погашения кредитных средств.

Источниками погашения тела кредита и процентов по кредиту, в соответствии с финансовым планом (подраздел 8.4. «Планирование финансовых потоков»), будут служить:

- денежные средства, полученные в результате экономии расходов на приобретение электрической и тепловой энергии;
- чистые денежные средства, полученные в результате реализации электрической и тепловой энергии сторонним потребителям;
- амортизационные отчисления от основных средств, приобретенных в рамках данного проекта.

Полученные денежные средства из источников, перечисленных выше, будут в полном объеме идти на погашение задолженности перед кредитором до её полной ликвидации.

В соответствии с финансовым планом, погашение тела кредита и процентов по кредиту является первоочередной задачей, поэтому чистая прибыль от реализации проекта будет распределяться между компанией УКРНАФТА и компанией ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС только после обеспечения выплат тела кредита и процентов по кредиту.

Кредиты	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	всего
проценты	897 892	718 313	538 735	359 157	179 578	2 693 675
погашение	2 565 405	2 565 405	2 565 405	2 565 405	2 565 405	12 827 026
Валютный кредит всего	3 463 297	3 283 719	3 104 140	2 924 562	2 744 984	15 520 701
проценты	220 000	110 000				330 000
погашение	550 000	550 000				1 100 000
Гривневый кредит, всего	770 000	660 000				1 430 000
Сумма выплат по кредиту	4 233 297	3 943 719	3 104 140	2 924 562	2 744 984	16 950 701

9.5. Планирование финансовых потоков

Себестоимость производства энергии ТЭС-2 планируется ниже рыночной стоимости, поэтому денежные средства, полученные в результате экономии на покупке энергии по ценам от энергоснабжающей организации, можно считать экономическим эффектом инвестиционного проекта.

Планирование финансовых потоков должно осуществляться согласно производственному плану. Выручка от реализации электроэнергии и тепла планируется с учетом их коэффициентов использования, объем реализации постоянен на интервале 10 лет жизни проекта, цена на тепловую и электрическую энергию стабильна с учетом стабильности цен на топливо – собственный газ Качановского ГПЗ.

В проекте планируется следующая форма оплаты за продукцию:

- оплата за электроэнергию и тепло осуществляется до 5 числа следующего месяца; таким образом, при планировании выручка от реализации электроэнергии поступает с запаздыванием в 1 месяц;
- оплата за теплоэнергию осуществляется с 50 % предоплатой (до 5 числа текущего месяца) и окончательным расчетом до конца месяца (до 30 числа); таким образом, при планировании выручка от реализации теплоэнергии поступает без запаздывания.

В **приложении 1** приведена таблица движения денежных средств по проекту.

Поступления от продаж тепловой и электрической энергии за вычетом издержек образуют приток денежных средств от операционной (текущей) деятельности.

Выплаты основного тела кредита и процентов по нему определяют отток денежных средств.

Итогом финансовой деятельности является баланс наличности на конец периода – его положительная величина для каждого календарного периода определяет достаточность рентабельности проекта, что соответствует требованиям ТЗ на ТЭО.

В результате расчетов сформированы следующие таблицы:

- Анализ доходов по проекту нарастающим итогом
- Доход по проекту в целом с погодовой разбивкой
- Анализ расходов и доходов компании УКРНАФТА
- Анализ расходов и доходов компании ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС
- Баланс доходов и расходов по проекту;

Анализ дохода нарастающим итогом

№	Показатель	Ед.изм	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год
1.1	Доход по проекту в целом	грн.	903 814	2 077 207	3 970 178	6 042 728	8 294 856	13 291 967	18 289 079	23 286 190	28 283 302	33 280 413
1.2	Доход компании УКРНАФТА	грн.	271 144	623 162	1 191 054	1 812 818	2 488 457	3 987 590	5 486 724	6 985 857	8 484 991	9 984 124
1.3	Доход компании "ЮГЭНЕРГО-ПРОМТРАНС"	грн.	632 670	1 454 045	2 779 125	4 229 910	5 806 399	9 304 377	12 802 355	16 300 333	19 798 311	23 296 289

Анализ дохода по проекту в целом с погодовой разбивкой

№	Показатель	Ед.изм	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год
1	Доход по проекту в целом	грн.	903 814	1 173 393	1 892 971	2 072 550	2 252 128	4 997 111	4 997 111	4 997 111	4 997 111	4 997 111

Затраты и доходы компании УКРНАФТА

№	Показатель	Ед.изм	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год
3.1	Затраты компании УКРНАФТА на газ	грн.	2 246 720	2 246 720	2 246 720	2 246 720	2 246 720	2 246 720	2 246 720	2 246 720	2 246 720	2 246 720
3.2	Доход компании УКРНАФТА	грн.	271 144	352 018	567 891	621 765	675 638	1 499 133	1 499 133	1 499 133	1 499 133	1 499 133

Затраты и доходы компании "ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС"

№	Показатель	Ед.изм	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год
4.1	Выплаты по гривневому кредиту	грн.	630 000	540 000	0	0	0	0	0	0	0	0
4.2	Выплаты по валютному кредиту	грн.	3 463 297	3 283 719	3 104 140	2 924 562	2 744 984	0	0	0	0	0
4.3	Затраты на оплату сервисного обслуживания	грн.	831 381	831 381	831 381	831 381	831 381	831 381	831 381	831 381	831 381	831 381
4.4	Затраты на оплату труда с начислениями	грн.	124 200	124 200	124 200	124 200	124 200	124 200	124 200	124 200	124 200	124 200
4.5	Доход компании "ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС"	грн.	632 670	821 375	1 325 080	1 450 785	1 576 490	3 497 978	3 497 978	3 497 978	3 497 978	3 497 978

Баланс

№	Показатель	Ед.изм	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год
5.1	Затраты до реализации проекта	грн.	8 199 413	8 199 413	8 199 413	8 199 413	8 199 413	8 199 413	8 199 413	8 199 413	8 199 413	8 199 413
5.2	Затраты после реализации проекта, в т.ч.:	грн.	7 295 598	7 026 020	6 306 442	6 126 863	5 947 285	3 202 301	3 202 301	3 202 301	3 202 301	3 202 301
	Компания "ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС "	грн.	5 048 878	4 779 300	4 059 722	3 880 143	3 700 565	955 581	955 581	955 581	955 581	955 581
	Компания "УКРНАФТА"	грн.	2 246 720	2 246 720	2 246 720	2 246 720	2 246 720	2 246 720	2 246 720	2 246 720	2 246 720	2 246 720
5.3	Доход, в т.ч.:	грн.	903 814	2 077 207	3 970 178	6 042 728	8 294 856	13 291 967	18 289 079	23 286 190	28 283 302	33 280 414
	Компания "УКРНАФТА"	грн.	271 144	623 162	1 191 054	1 812 818	2 488 457	3 987 590	5 486 724	6 985 857	8 484 991	9 984 125
	Компания "ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС "	грн.	632 670	1 454 045	2 779 125	4 229 910	5 806 399	9 304 377	12 802 355	16 300 333	19 798 311	23 296 289

10. Анализ эффективности проекта

Задание на разработку ТЭО для проекта ТЭС-2-2 Качановского ГПЗ определило одним из основных требований доходность проекта, начиная с первого месяца ее эксплуатации.

При этом, согласованными характеристиками доходности проекта являлись следующие:

- простой срок окупаемости инвестиций не должен превышать 4 лет,
- платежи за энергоносители по Глинско – Розбышевской площадке дочерних предприятий компании УКРНАФТА должны снизиться не менее, чем на 10 %,
- все затраты, включая выплаты по кредитам, должны окупаться,
- проект должен обеспечить доход для компании ЮГЭНЕРГОПРОМ-ТРАНС не меньший, чем для компании УКРНАФТА. Кроме того, должен быть предусмотрен резерв для покрытия возможных страховых платежей в размере половины величины дохода компании ЮГЭНЕРГО-ПРОМТРАНС.

Исходные данные для проекта

№	Наименование	Единицы измерения	Величина	Дополнительные данные
1	Основные характеристики проекта			
1.1	Срок жизни проекта	лет	10	
1.2	Стоимость одной установки "ex works"	грн.	5 938 438	
1.3	Таможенная очистка	%	5	От стоимости оборудования
1.4	Транспортировка	%	3	От стоимости оборудования
1.5	Разработка рабочего проекта, согласование с энергоснабжающей и надзорными организациями	грн.	370 000	
1.6	Доработка сетей, выполнение техусловий, монтаж и ПНР	грн.	500 000	
1.7	Испытания и сдача в эксплуатацию	грн.	30 000	
2	Финансирование проекта			
2.1	Валютный кредит, годовая ставка	%	7	
2.2	Сумма валютного кредита	грн.	12 827 026	
2.3	Срок выплаты валютного кредита	лет	5	
2.4	Гривневый кредит, годовая ставка	%	20	

2.5	Сумма гривневого кредита	грн.	900 000	
2.6	Срок выплаты гривн. кредита	лет	2	
3	Технические характеристики проекта			
3.1	Тип энергоустановки		JMS616 GS-N.LC	
3.2	Количество энергоустановок	шт.	2	
3.3	Электрическая мощность одной установки	т.кВт	2,43	
3.4	Тепловая мощность одной установки	Гкал	1,909	
3.5	Суммарная электрическая мощность	т.кВт	4,86	
3.6	Суммарная тепловая мощность	Гкал/ч	3,82	
4	Затраты на обслуживание проекта			
4.1	Стоимость сервисного обслуживания	%	7,00	от стоимости установки
4.2	Средняя заработная плата персонала	грн.	1 500,00	
4.3	Количество персонала	чел.	5,00	
5.	Эксплуатационные характеристики			
5.1	Моточасы в году	ч/год	8500	исключая неделю сервисного обслуживания.
5.2	Затраты топлива	м ³ /час	590	
	Коэффициент использования электрической мощности		0,8	
5.3	Коэффициент использования тепловой мощности		0,4	(от 0,1 до 1)
	Загрузка по тепловой мощности:			
5.4	отапливаемый период	%	100	
5.5	летний период	%	0	
	Загрузка по электрической мощности:			
5.6	отапливаемый период	%	80	
5.7	летний период	%	80	
6	Существующие тарифы			
6.1	Электроэнергия	грн/МВт.ч	180	Без НДС
6.2	Теплоэнергия	грн/Гкал	70	Без НДС
6.3	Электроэнергия	грн/МВтч	216	С НДС
6.4	Теплоэнергия	грн/Гкал	84	С НДС
7	Расчет загрузки оборудования			
7.1	Загрузка оборудования в год	час/год	8640	
7.2	Сервисное обслуживание	час/год	140	
7.3	Загрузка оборудования	час/год	8500	

8	Основные характеристики потребления газа			
8.1	Удельное потребление газа	м ³ /кВтч	0,244	
8.2	Годовое потребление газа	т.м ³ /год	10 030	
9	Производимое количество энергии			
9.1	Теплоэнергии	Гкал/год	12 981	
9.2	Электроэнергии	МВт/ч./год	32 912	

10	Капитальные затраты			
10.1	Стоимость оборудования "ex works"	грн.	11 876 876	
10.2	Стоимость транспортировки	грн.	356 306	
10.3	Стоимость таможенной очистки	грн.	593 844	
10.4	Стоимость проектирования	грн.	900 000	
10.5	Полная стоимость оборудования и работ	грн.	13 727 026	

В результате расчетов получены данные экономической эффективности проекта, приведенные в таблице ниже.

Разделение дохода по проекту на доходы основных его участников произведено из расчета - 70% (компания ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС), 30% - компания УКР-НАФТА.

При этой схеме выполняются основные требования задания на разработку ТЭО.

При расчете дохода не учитывались платежи по налогу на прибыль и налогу на добавленную стоимость, так как эти налоги выплачиваются после сведения балансов предприятий.

Итоговые показатели разделены на простые и дисконтированные.

Показатели эффективности проекта

№	Наименование	Обозначение	Значение
1	Инвестиции в основной капитал	грн.	13 927 026
2	Стоимость электроэнергии до внедрения проекта	грн./ МВт час	216
3	Внутренняя цена за газ (без НДС)	Грн/1000 м3	224
4	Себестоимость электроэнергии на ТЭС-2	грн./ МВт час	117.0
5	Суммарный объем годового производства		
	- электроэнергии	т.кВт/час	32 912
	- теплоэнергии	Гкал	12 981
6	Доход компании УКРНАФТА за 10 лет	грн.	9 984 124
7	Доход компании ЮГЭНЕРГОПРОМ-ТРАНС за 10 лет	грн.	23 296 289
8	Время жизни проекта	лет	10
9	Срок возврата кредита	лет	5
10	Простой срок окупаемости инвестиций	лет	4.04
11	Чистый дисконтируемый доход (NPV)	грн.	15 906 165
12	Индекс прибыльности (PI)		1.16
13	Дисконтируемый срок окупаемости(DBP)	лет	7.77

Расчеты показывают на низкую рентабельность проекта при коэффициенте загрузки электрической мощности равным 0.8. Необходимо увеличить сбыт электрической энергии в среднем на 1 МВт.

Расчеты выполнялись в соответствии с рекомендациями Минэкономики Украины ("Методические материалы по подготовке инвестиционных проектов, к реализации которых будут привлекаться иностранные инвесторы"), а также с использованием материалов ЕБРР ("Руководство для подготовки проектов в сфере энергоэффективности" июнь, 1997 год).

11. Расчет показателей чувствительности дохода проекта

В процессе реализации проекта под воздействием непредвиденных обстоятельств могут возникнуть отклонения различных показателей от расчетного значения.

Целью анализа чувствительности является определение степени влияния варьируемых факторов на финансовый результат проекта.

В условиях рыночной экономике в качестве факторов, в наибольшей степени оказывающих влияние на финансовый результат настоящего проекта, выступают:

- объем реализации тепла и электроэнергии,
- тарифов энергоснабжающей организации на электроэнергию
- тарифов на тепловую энергию
- стоимости топлива (сухой отбензиненный газ)
- стоимости капвложений
- стоимости эксплуатационных затрат
- стоимости сервисного обслуживания
- стоимости затрат на оплату труда персонала

В таблице приведены результаты расчета показателей чувствительности дохода по проекту от влияния указанных факторов.

Показатели чувствительности дохода

Чувствительность дохода к загрузке ТЭС		Чувствительность дохода к тарифу на электроэнергию		Чувствительность дохода к стоимости газа		Чувствительность дохода к стоимости капвложений	
Загрузка ТЭС %	Доход по проекту	Изменения тарифа в %	Доход по проекту	Стоимость газа в %	Доход по проекту	Стоимость капвложений в %	Доход по проекту
0	33 280 413	0	33 280 413	0	33 280 413	0	33 280 413
-30	15 422 335	-30	21 283 989	-30	40 020 573	-30	37 936 624
-20	21 375 028	-20	19 062 429	-20	37 773 853	-20	36 384 554
-10	27 327 721	-10	26 171 421	-10	35 527 133	-10	34 832 483
0	33 280 413	0	33 280 413	0	33 280 413	0	33 280 413
10	39 233 106	10	40 389 405	10	31 033 693	10	31 728 343
20	45 185 799	20	47 498 397	20	28 786 973	20	30 176 273
30	51 138 492	30	54 607 389	30	26 540 253	30	28 624 203

Чувствительность дохода к стоимости эксплуатационных затрат		Чувствительность дохода к тарифу на тепло		Чувствительность дохода к стоимости сервисного обслуживания		Чувствительность дохода к стоимости оплаты труда персонала	
Затраты %	Доход по проекту	Изменения тарифа в %	Доход по проекту	Стоимость в %	Доход по проекту	Стоимость в %	Доход по проекту
0	33 280 413	0	33 280 413	0	33 280 413	0	33 280 413
-30	36 147 157	-30	30 009 151	-30	35 774 557	-30	33 653 013
-20	35 191 576	-20	31 099 572	-20	34 943 176	-20	33 528 813
-10	34 235 995	-10	32 189 993	-10	34 111 795	-10	33 404 613
0	33 280 413	0	33 280 413	0	33 280 413	0	33 280 413
10	32 324 832	10	34 370 834	10	32 449 032	10	33 156 213
20	31 369 251	20	35 461 255	20	31 617 651	20	33 032 013
30	30 413 669	30	36 551 676	30	30 786 269	30	32 907 813

12. Мониторинг фактической экономии денежных средств участниками проекта

Особенностью настоящего проекта является то, что его инициаторы и наиболее заинтересованные участники находятся в стороне от производственного процесса, не имея прямых возможностей влиять на максимизацию прибыли.

На переднем плане находится наемный персонал компании ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС, эксплуатирующий ТЭС-2, а также персонал Качановского ГПЗ, у которого ТЭС-2 находится в аренде. Эти, прямые участники проекта не имеют заинтересованности в получении прибыли о деятельности ТЭС-2.

Менеджмент компаний УКРНАФТА и ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС, непосредственно заинтересованные в повышении рентабельности проекта, находятся далеко от Глинско-Розбышевской площадки и не имеют прямого контроля за ее работой и результатами хозяйственной деятельности.

Следует отметить наличие разницы в хозяйственных интересах этих компаний и потенциальную угрозу конфликта их интересов при возникновении нештатных ситуаций, неизбежных в течение 10 лет действия проекта.

Дополнительную угрозу для возникновения конфликта интересов вызывает новизна предлагаемой финансово-хозяйственной схемы, ее неполная урегулируемость в нынешнем правовом поле и зависимость сбыта продукции от действий третьих сторон – энергоснабжающей организации, надзорных органов, сервисной организации и развития производства, обусловленного состоянием добычи нефти и газа в этом районе.

Поэтому необходимо создать систему мониторинга состояния ТЭС-2 и фактической экономии денежных средств, получаемых в ходе реализации проекта, надежно контролирующей действия персонала и состояние оборудования и сетей, позволяющей создать полную прозрачность для основных и вторичных участников проекта.

Отдельной задачей, подлежащей реализации в ходе выполнения проекта, является создание АСКУЭ – автоматизированной системы контроля и учета ТЭС-2, решающей следующие задачи:

- контроль технического состояния узлов и агрегатов ТЭС-2 и станции в целом.
- контроль основных параметров и действий персонала на постоянной основе и архивирование данных в подсистеме “черного ящика”, недоступного для оперативного персонала.
- видеоконтроль действий персонала и периметра ТЭС-2.
- контроль и учет расхода топлива и производства пара, горячей воды и электроэнергии по каждому агрегату и ТЭС-2 в целом.
- контролируемый доступ к базе данных АСКУЭ со стороны оперативного персонала, персонала энергослужбы Качановского ГПЗ, сервисной организации, менеджмента компаний УКРНАФТА и ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС.

Контроль производства (и передачи энергоресурсов в сети Качановского ГПЗ) нарастающим итогом с анализом всех штатных и нештатных отклонений от заданного технологического процесса позволит максимизировать прибыль, а также дисциплинировать персонал ТЭС-2, исключить конфликтные ситуации между участниками проекта, ослабить риски проекта до минимальных величин.

13. Юридические особенности реализации проекта

Особенностью настоящего проекта является зависимость его финансово – экономических показателей от ряда условий, которые должны соблюдаться его участниками и другими участвующими организациями в течение времени жизни проекта. Обеспечение выполнения этих условий, либо гарантированное денежное возмещение потерь участникам проекта в случае их несоблюдения требует юридического обеспечения и заключение ряда договоров для защиты интересов всех юридических лиц, прямо или косвенно влияющих на результаты проекта.

Исходя из предложенного организационного плана проекта, необходимо заключение следующих договоров:

- компании ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС с компанией УКРНАФТА. Срок действия договора – 10 лет. Его основные цели – правила оценки и раздела фактически получаемой экономии, механизмы взаимной проверки, а также фиксация постоянства стоимости топлива и вырабатываемых ТЭС-2 энергоресурсов и механизмов соглашения в случае наступления обстоятельств непреодолимой силы для одной из сторон. Необходимо обеспечить взаиморасчеты при отклонениях работы ТЭС-2 от расчетных показателей, развитие мощностей ТЭС-2 при увеличении потребности в энергоресурсах, в том числе для их отпуска на сторону. Также договор должен включать порядок взаимодействия с дочерними предприятиями компании УКРНАФТА, которым осуществляется отпуск энергоресурсов и от которых осуществляется газоснабжение и водоснабжение ТЭС-2.
- компании ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС с Качановским ГПЗ на аренду ТЭС-2, срок действия договора – 10 лет. При этом, помимо технических аспектов надежного энергоснабжения, необходимо юридически точно исключить платежи по НДС на объемы стоимости газа и отпускаемых энергоресурсов.
- компании ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС с банком – инвестором. Срок действия договора – 10 лет.
- Качановского ГПЗ с энергоснабжающей организацией СУМЫОБЛЭНЕРГО на поставку электроэнергии в параллельном режиме с арендуемой ТЭС-2.
- компании ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС с компанией СИНАПС на проектирование ТЭС-2 с обеспечением условий эксплуатации, выполняющих расчетные показатели, принятые для настоящего ТЭО.
- компании ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС с компанией СИНАПС на гарантийное и сервисное обслуживание ТЭС-2. Срок действия договора – 10 лет.
- компании ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС со страховой компанией на страхование основных рисков проекта. Срок действия договора – 10 лет.

14. Экологическая оценка проекта

Реализация проекта не приводит к прямому изменению экологической обстановки на площадке Качановского ГПЗ по следующим причинам:

- внедрение ТЭС-2 приводит к замещению тепловых мощностей существующей котельной ЦППН при незначительном уменьшении выбросов в атмосферу, благодаря более совершенному когенерационному оборудованию.
- благодаря снижению потерь тепловой энергии при разделении нагрузок и использованию оборудования с более высоким КПД суммарные выбросы в атмосферу не увеличиваются.

Необходимо отметить максимальную экологическую эффективность проектного решения, при котором добытый газ сжигается в месте его добычи для производства тепловой и электрической энергии по одной из самых современных когенерационных технологий. Тепловая и электрическая энергия потребляются в этом же месте. При этом потери на транспортировку, преобразования и трансформацию минимальны и в целом уменьшается загрязнение окружающей среды.

Основной экологической выгодой при реализации проекта является снижение выбросов парниковых газов, обусловленное дополнительным производством электрической энергии, что уменьшает ее потребление от энергосистемы и, соответственно, уменьшает выбросы парниковых газов, неизбежные при ее производстве в энергосистеме.

Уменьшение выбросов парниковых газов составит **185 130 тонн CO₂** за 10 лет эксплуатации ТЭС-2.

$$41\,140 \text{ МВт/год} * 0.45 \text{ тонн} * 10 \text{ лет} = 185\,130 \text{ тонн}$$

При реализации с 2008 года механизмов Киотского протокола, ратифицированного Украиной в 2003 году, снижение выбросов парниковых газов позволяет получить дополнительный доход либо дополнительные инвестиции (в зависимости от выбора одного из механизмов Киотского протокола) в размере **925 650 \$** (при цене 1 тонны CO₂ равной 5\$).

$$185\,130 \text{ тонн} * 5 \text{ \$/тонн} = 925\,650 \text{ \$}$$

Целесообразно использовать механизм проектов совместного исполнения, предусмотренный Киотским протоколом, для привлечения западных инвесторов к финансированию проекта взамен на передачу квот на выбросы парниковых газов в будущие периоды. Сегодня в Украине и странах Восточной Европы уже реализуются более 25 проектов по этой схеме. Особенно привлекательной является схема софинансирования, где средства, получаемые от передачи квот на выбросы парниковых газов, являются частью общих инвестиций, необходимых для реализации проекта.

Исходя из усредненной фьючерной стоимости 1 тонны CO₂ для подобных проектов равной 2 \$, можно реально ожидать привлечения дополнительных инвестиций для реализации проекта в размере 370 260 \$.

При этом примерные затраты на поиск инвестора и подготовку соглашения составят 70 000 \$.