

УТВЕРЖДАЮ

Председатель правления  
ЗАО "Энергосервисная компания  
"Экологические Системы"

\_\_\_\_\_ Степаненко В.А.

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор  
ООО "Югэнергопромтранс"

\_\_\_\_\_ Беседин А.В.

### **ТЕХНИКО - ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ**

**экономической эффективности создания автоматизированной системы  
контроля и учета расхода энергоресурсов Качановского ГПЗ**

**(АСКУЭ Качановского ГПЗ)**

**ЭС3.031.085 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.

**г. Запорожье, 2004 г.**

## Содержание

1. Резюме
2. Концепция инвестирования проекта
3. Потенциал снижения издержек в платежах за энергоносители Качановского ГПЗ
4. Оценка затрат на создание и эксплуатацию АСКУЭ

- . Подсистема коммерческого и технического учета расхода электроэнергии
- . Подсистема технического учета расхода газа
- . Подсистема коммерческого учета расхода тепловой энергии
- . Подсистема интеграции, анализа данных и управления издержками
- . Эксплуатационные затраты

5. Экономическая эффективность внедрения АСКУЭ

6. Организационный план

- 6.1. Организация работ по реализации проекта АСКУЭ

7. Инвестиционный план

8. SWOT – анализ

9. Финансовый план

10. Анализ эффективности проекта

11. Приложения

**Приложение 1** *Материалы по результатам проведения энергетического аудита КГПЗ компанией ЭнКоГ в 2000 г.*

**Приложение 2** *Програма паливоенергозбереження по ВАТ “Укрнафта” на 2003-2004 рр. (разделы по КГПЗ)*

**Приложение 3** *Пояснительная записка к АСКУЭ КГПЗ ЭС3.031.075 ПЗ “Разработка и внедрение автоматизированной системы контроля и учета расхода энергоресурсов на Качановском ГПЗ ”*

## Резюме

Проектом предусматривается создание автоматизированной системы контроля и учета расхода энергоресурсов (АСКУЭ) Качановского ГПЗ.

Разработку ТЭО и технических заданий на создание подсистем АСКУЭ выполняла энергосервисная компания ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ по договору суб-подряда № 70 от 02.04.2004 г. с компанией ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС, являющейся подрядчиком компании УКРНАФТА по договору № 384-р от 26.02.2004 г.

Основной целью создания АСКУЭ КГПЗ является снижение издержек на энергообеспечение предприятия.

Финансирование проекта осуществляется за счет собственных средств компании УКРНАФТА.

Условием проекта является обеспечение возврата вложенных средств путем реализации энергосберегающих мероприятий и стимулирования персонала КГПЗ к экономии денежных средств в платежах за энергоресурсы (электроэнергия, газ, тепловая энергия).

**Объём внутренних инвестиций в создание АСКУЭ ограничивается потенциалом возможной экономии на трехлетнем интервале – среднесрочном периоде окупаемости, характерном для большинства энергосберегающих мероприятий, которые планируются к внедрению на предприятии в период 2005-2008 гг.**

Внедрение АСКУЭ само по себе, без дополнительных организационных и технических энергосберегающих мероприятий не создает значительного эффекта, но и реализация энергосберегающих мероприятий без внедрения АСКУЭ не позволяет получить экономию полностью.

Предполагается, что устранимые издержки в платежах за энергоносители составляют не менее 10% от существующего уровня. Устранение издержек должно осуществляться на основе организационных и технических мероприятий по снижению энергозатрат, где АСКУЭ обеспечивает мониторинг фактически получаемой экономии платежей за энергоносители на адресной основе, с разделением по периодам времени, по подразделениям и по видам энергоресурсов.

**Фактически, инвестирование собственных средств компании УКРНАФТА в реализацию проекта АСКУЭ КГПЗ, предполагает наличие плана и обязательств предприятия по снижению энергозатрат, что предполагает создание рациональной структуры АСКУЭ с установкой счетчиков только там, где это должно принести экономию, или существенно влиять на ее увеличение.**

Проект АСКУЭ включает три подпроекта – создание автоматизированных подсистем контроля и учета расхода электроэнергии, газа на собственные нужды и тепловой энергии соответственно. Стоимость этих энергоресурсов составляет, в среднем, 95% от общей стоимости энергозатрат.

По результатам обследования предприятия, проведения совещаний со службой главного энергетика и с предполагаемыми соисполнителями (а также с учетом рекомендаций, приведенных в отчете по энергетическому аудиту ЭнКоГ) разработаны технические задания на создание подсистем, определён объем охвата приборным учетом и выбраны основные технические решения.

На этапе предпроектных работ выбраны основные технические решения по созданию АСКУЭ. На структурной схеме АСКУЭ компании УКРНАФТА (рис.1) показаны эти решения.

**В приложении 3** приведена пояснительная записка по проекту АСКУЭ КГПЗ.

В рамках настоящего ТЭО сделан приближенный расчет затрат на создание АСКУЭ. Точность оценки затрат определяется окончательным выбором технических решений, оборудования и состава предполагаемых работ, которые могут быть изменены в процессе согласований и на этапе проектных работ.

Оценка ожидаемой экономии в платежах за энергоносители также сделана приближенно. Большинство мероприятий, позволяющих снизить издержки на энергообеспечение, известны (**приложение 1**), отражены в утвержденных планах энергосбережения (**приложение 2**), однако неопределенность в части их реализации не позволяет точно предсказать величину экономии. Существенный вклад в неопределенность экономии также вносят следующие факторы:

- **отсутствие на предприятии детального и достоверного учета** финансовых затрат на энергообеспечение на основе показаний приборов. В процессе обследования не удалось разделить и адресно определить энергозатраты по структурным подразделениям и эффективность планируемых энергосберегающих мероприятий.
- **тенденция к росту энергозатрат**, обусловленная истощением месторождений и повышением тарифов. Невозможность сегодня разделить в структуре энергозатрат долю от энергосберегающих мероприятий с объективно действующими факторами, увеличивающими платежи за энергоресурсы, девальвирует усилия персонала и менеджмента.
- **отсутствие показателей снижения энергозатрат в числе основных показателей хозяйственной деятельности предприятия**, что делает энергосбережение второстепенным и необязательным.

Возможная экономия платежей за энергоресурсы в ТЭО определяется как ожидаемая разница между стоимостью энергоресурсов до и после внедрения АСКУЭ и сопутствующих энергосберегающих мероприятий на трехлетнем интервале.

Расчеты для ТЭО сделаны на основе технического задания и исходных данных, согласованных с компанией ЮГЭНЕРГОПРОМТРАНС.

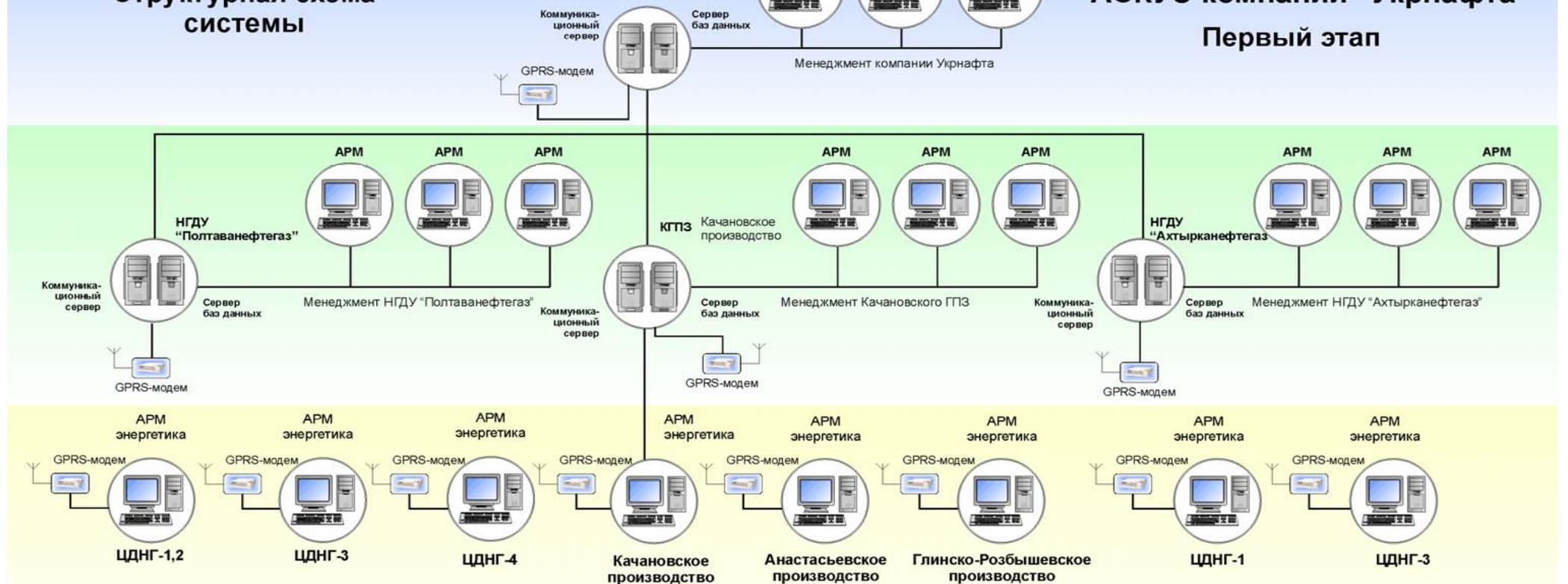
Расчеты показателей эффективности выполнены по методике UNIDO, с использованием материалов сборника **“Технологические инновации и особенности оценки их экономической эффективности в вертикально интегрированных нефтяных компаниях”**, д.э.н. Ковалева А. И.

**Таблица 1. Показатели эффективности проекта**

№	Наименование	Обозначение	Значение
1	Капитальные вложения в создание АСКУЭ	грн.	2 093 600
2	Срок внедрения	лет	1.2
3	Условная годовая экономия денежных средств от внедрения АСКУЭ	грн.	1 049 200
4	Эксплуатационные затраты	грн.	124 310
5	Дополнительные затраты на реализацию энергосберегающих мероприятий	грн.	1 049 200
6	Время жизни проекта	лет	10
7	Простой срок окупаемости инвестиций	лет	2.26
8	Чистый дисконтируемый доход (NPV)	грн.	3 901 574
9	Индекс прибыльности (PI)		1.86
10	Дисконтируемый срок окупаемости (DPB)	лет	4.37

# Структурная схема системы

# АСКУЭ компании "Укрнафта" Первый этап



Объект	ЦДНГ-1,2		ЦДНГ-3	ЦДНГ-4	ЦППНИГ	Качановское производство	Гл.-Розбыш. производство	Анастасьев. производство	ЦДНГ-1	ЦДНГ-2	ЦДНГ-3	ЦДНГ-4	ЦДНГ-5	ЦППНИГ
Электро-энергия	71 счетчик		23 счетчика	54 счетчика		18 счетчиков	15 счетчиков	16 счетчиков	ГПП 35/6 "Качановка" ЦДНГ-2,6 (12 счетчиков) ГПП 35/6 "Рыбальская" ЦДНГ-1 (13 счетчиков) БКНС "Анастасьевка" ЦДНГ-4 (18 счетчиков)	ГПП 35/6 "Перекоповка" ЦДНГ-4 (9 счетчиков) ГПП 35/6 "Артюховка" ЦДНГ-3 (7 счетчиков) ГПП 35/6 "В.Бубны" ЦДНГ-3 (5 счетчиков)	ГПП 35/6 "Панасьевка" ЦДНГ-4 (8 счетчиков) ГПП 35/6 "Чернетчина" ЦДНГ-2 (6 счетчиков) ГПП 35/6 "Промысловая" ЦДНГ-2 (15 счетчиков)			
Газ	12 счетчиков	8 счетчиков	3 счетчика	10 счетчиков	2 счетчика	6 счетчиков	2 счетчика	9 счетчиков	1 счетчик	1 счетчик	3 счетчика	7 счетчиков	5 счетчиков	
Тепло-энергия	3 узла учета	3 узла учета	1 узел учета	1 узел учета	1 узел учета	1 узел учета	1 узел учета	1 узел учета	2 узла учета	1 узел учета	1 узел учета	1 узел учета		1 узел учета

## 2. Концепция инвестирования проекта

Источником инвестиций для создания АСКУЭ Качановского ГПЗ являются собственные средства компании УКРНАФТА.

Предполагается, что автоматизированный контроль основных перетоков энергоресурсов, энергетических балансов по цехам и агрегатам, переход на контролируемый отпуск энергоресурсов сделает видимыми их непроизводительные потери и затраты. Это позволит снизить энергозатраты в целом на 10%.

Обеспечение прозрачности в повседневном использовании электрической и тепловой энергии, газа каждым участком и цехом, полный контроль отпуска энергоресурсов на основе нормативов позволят мобилизовать и вернуть в производство ту энергию, которая сегодня используется нерационально из за отсутствия необходимой информации и стимулов к энергосбережению.

С внедрением АСКУЭ технологический и энергетический персонал, а также менеджмент предприятия должен получить инструмент оценки своих действий по снижению энергозатрат, рационализации технологических процессов и процессов энергоснабжения предприятия.

**Эффективность проекта АСКУЭ для КГПЗ, в основном, не имеет прямого действия. Основной эффект от создания системы состоит в мобилизации потенциала рационализации технологических процессов, а также в снижении непроизводительных потерь и затрат энергоресурсов, обеспечиваемых организационными и техническими мероприятиями по совершенствованию производства.**

Условием проекта является **обеспечение возврата вложенных средств путем стимулирования персонала к экономии денежных средств в платежах за энергоресурсы** (электроэнергия, газ, тепловая энергия). Объем инвестиций в создание АСКУЭ определяется потенциалом возможной экономии на трехлетнем интервале, который оценивается в 10% от уровня энергозатрат, существующих сегодня.

В проекте АСКУЭ предлагается реализовать **“принцип самоинвестирования”**, заключающийся в поэтапном финансировании развития системы.

Сущность “принципа самоинвестирования” заключается в выделении авансовых средств на первые энергосберегающие мероприятия, поддерживающихся создаваемой системой АСКУЭ.

Из фактически получаемой экономии выделяются новые средства на финансирование следующих энергосберегающих мероприятий и развитие АСКУЭ. Этот принцип получил широкое развитие в странах Запада при реализации программ энергосбережения в промышленности в период 1990-2000 гг.

К числу основных источников снижения энергозатрат при внедрении АСКУЭ на Качановском ГПЗ следует отнести следующее:

- снижение платежей за электроэнергию по тарифам, дифференцированным по зонам суток за счет более глубокого маневра нагрузками на суточном интервале при ежедневной оценке проводимых разгрузочных мероприятий.
- снижение платежей за реактивную мощность за счет адресного обнаружения нагрузок, отклонившихся от заданного режима и адресной оценки потерь в денежном выражении.

- снижение платежей за электроэнергию в целом за счет уменьшения потерь холостого хода, контроля балансов и адресной оценки источников потерь электроэнергии.
- снижение платежей за электроэнергию за счет оперативного контроля технологиями предприятия удельных норм потребления технологических процессов у их рационализации.
- снижение потерь газа и тепловой энергии за счет контроля отклонений от заданных режимов потребления, анализа причин этих отклонений и их устранения. Обеспечение перехода на динамический режим управления нагрузками с учетом сезонных колебаний температуры окружающей среды на почасовой основе.
- мобилизация потенциала рационализации энергетических и технологических процессов за счет адресной и дифференцированной оценки нарастающим итогом фактической экономии денежных средств с её разделением по внедренным мероприятиям и авторам рацпредложений.

Финансирование проекта создания АСКУЭ КГПЗ включает финансирование проектов четырех подсистем, внедряемых разными соисполнителями:

- подсистема контроля и учета расхода электроэнергии
- подсистема учета и контроля расхода газа на собственные нужды
- подсистема расхода тепловой энергии
- подсистема анализа данных и управления издержками

Верхний предел выделяемых инвестиций для каждого проекта определяется потенциалом возможной экономии денежных средств на интервале трех лет для каждой подсистемы энергоснабжения соответственно.

Дополнительным требованием к создаваемой АСКУЭ является обеспечение мониторинга возврата инвестиций на основе контроля фактической экономии в денежном исчислении нарастающим итогом.

### **3. Потенциал снижения издержек Качановского ГПЗ в платежах за энергоносители**

Суммарная стоимость энергозатрат Качановского ГПЗ в 2003 году превысила **21 млн. гривен**. В **таблице 2** приведены данные по предприятию о структуре стоимости электроэнергии, тепла и газа, расходуемого на собственные нужды.

Ориентировочное денежное выражение потенциала инвестиций в снижение энергозатрат при трехлетней базе возврата составляет **6.3 млн. гривен, в том числе 3.15 млн. гривен на создание АСКУЭ**.

В **приложениях 1,2** приведены данные о потенциале энергосбережения Качановского ГПЗ по материалам энергоаудита ЭнКоГ, а также по материалам программы энергосбережения компании УКРНАФТА на 2003 – 2004 годы. Можно видеть, что в материалах оценок практически отсутствует денежное выражение потенциала экономии, а также механизмы мониторинга этой экономии при внедрении указанных мероприятий.

Из приведенных в отчетах данных, а также в результате проведенного анализа при обследовании предприятия видно, что потенциал малозатратных и быстрооку-

паемых энергосберегающих мероприятий в основном уже реализован и практически исчерпан.

Для получения дополнительной экономии необходимы дополнительные капиталовложения.

**Вместе с тем в полученных материалах достаточно данных о наличии значительного потенциала среднетратных и капиталоемких мероприятий.**

Несмотря на обилие предложенных и конкретных мероприятий по снижению энергозатрат, во всех известных документах нет точной оценки потенциала экономии в денежном выражении, которые можно измерить и проверить. Этот фактор является основой сдерживания инвестиций в энергосбережение и еще одним аргументом в пользу создания АСКУЭ с интегрированной базой данных и мощной подсистемой анализа эффективности для менеджеров предприятия, а для также технологического и энергетического персонала.

**Наиболее уязвимым местом в доказательствах эффективности снижения издержек на основе энергосбережения является отсутствие базы сравнения, приближенность существующих оценок, которые нельзя проконтролировать, отсутствие мониторинга эффективности уже внедренных мероприятий по снижению энергозатрат.**

Так, например, предприятие понесло затраты на модернизацию одной градирни с целью снижения потребления электроэнергии – перехода от вентиляторного на инжекторный способ охлаждения. Однако полученная экономия не измеряется, сегодня неизвестно, когда вернутся затраченные средства, какая прибыль была или будет получена в результате инновации.

Такое положение приводит к отсутствию стимулов для снижения энергозатрат, недоверию лиц, принимающих решения о финансировании энергосберегающих мероприятий как на уровне КГПЗ, так и на уровне менеджмента ОАО УКРНАФТА, безразличию персонала к повышению рентабельности хозяйственной деятельности и, в результате, к упущенной выгоде.

**Существующее сегодня положение с учетом и отчетностью на КГПЗ за эффективность использования энергетических ресурсов делает невозможным экономический анализ возможной экономии.**

Для мобилизации потенциала энергосбережения необходимо отказаться от технократического подхода при создании АСКУЭ и реализации энергосберегающих мероприятий.

Показания только счетчиков не сэкономят много денег, необходимо делать ставку на развитие аналитического потенциала создаваемой системы в сочетании с контролируемыми инвестициями в энергосберегающие мероприятия, а также с созданием стимулов для персонала по возврату вложенных инвестиций.

В основу проекта создания АСКУЭ необходимо положить классические экономические подходы к снижению издержек в хозяйственной деятельности, где АСКУЭ играет роль постоянно действующей обратной связи для оценки эффективности предпринимаемых действий. Это требование должно стать основным для выбора конструкции АСКУЭ.

**“Инвестиции – в обмен на снижение издержек”** – этот принцип должен стать основным в проекте АСКУЭ на Качановском ГПЗ.

План финансирования и внедрения АСКУЭ должен реализовываться одновременно с планом финансирования и внедрения энергосберегающих мероприятий.

После установки счетчиков в местах наибольших перетоков энергоносителей необходимо внедрить автоматизированные подсистемы сбора и обработки данных, ядром АСКУЭ должна стать подсистема анализа данных и управления издержками с выводом информации на компьютеры персонала и менеджмента КГПЗ.

Одновременно с началом финансирования работ по созданию АСКУЭ на КГПЗ должна начаться программа подготовки предприятия по снижению издержек, в том числе на энергообеспечение. Начало реализации этапов этой программы должно обеспечиваться вводом в действие подсистем АСКУЭ.

Основой организации работ должен стать адресный учет затрат и экономии при реализации энергосберегающих и ресурсосберегающих мероприятий на КГПЗ. Поддержка этих функций в создаваемой АСКУЭ должна обеспечить **адресный учет фактической экономии в натуральном, относительном и денежном выражении** по каждому мероприятию нарастающим итогом.

Постоянный (ежемесячный) учет фактической экономии в платежах за энергоносители позволит создать и обеспечить систему стимулирования экономии энергоресурсов.

Основным критерием необходимости создания АСКУЭ, объемов её охвата, реализуемых функций и задач должен быть экономический эффект, подтверждаемый показаниями приборов и бухгалтерской отчетностью.

При этом подходе очевидным является включение в состав пользователей АСКУЭ не только энергетиков, но и технологов, и менеджеров КГПЗ. Без их непосредственного участия в подготовке и реализации энергосберегающих мероприятий потенциал экономии будет существенно ограничен.

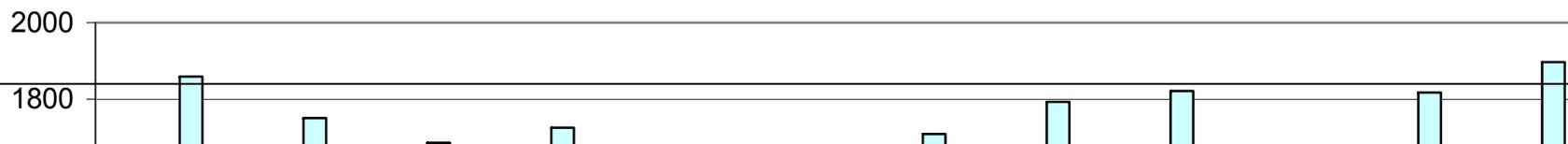
Таким образом, **концепция инвестирования** собственных средств компании УКРНАФТА в создание АСКУЭ КГПЗ заключается в следующем:

- внешние границы разделов и основные потребители газа, электрической и тепловой энергии должны быть обеспечены приборным учетом с оперативным и автоматическим сбором данных в единую базу данных.
- доступ к данным должен быть обеспечен основному энергетическому и технологическому персоналу, а также менеджменту КГПЗ, реализующих плановые задания по снижению энергозатрат.
- анализ данных и управление издержками должны осуществляться на основе программного комплекса, имеющего значительную базу внедрений в мировой практике нефтегазодобычи и переработки, ориентированного на обеспечение функций энергоменеджмента для вертикально интегрированной нефтяной компании.
- инвестиции на создание АСКУЭ должны обеспечить реализацию указанных функций.
- финансирование АСКУЭ должно идти одновременно с финансированием энергосберегающих мероприятий, создающих основной экономический эффект.
- усредненный срок возврата инвестиций – 3 года, учет фактической экономии должен осуществляться на адресной основе нарастающим итогом.
- снижение энергозатрат должно стать одним из основных показателей хозяйственной деятельности КГПЗ, планируемых на календарный период и подлежащих бухгалтерскому учету.

Таблица 2. Сводная ведомость потребления энергоресурсов КГПЗ в 2003 г.

месяц	Электроэнергия			Тепловая энергия			Газ			Стоимость
	тыс.кВт/ч	тыс. грн	в % к общей стоимости	Гкал	тыс. грн	в % к общей стоимости	тыс. м3	тыс. грн	в % к общей стоимости	всего, тыс. грн
Январь	3 338	769,8	41,4%	3 005	242,3	13,0%	8 822	846,9	45,6%	1 859,0
Февраль	3 183	734,1	41,9%	2 675	215,6	12,3%	8 338	800,4	45,7%	1 750,1
Март	3 243	747,9	44,4%	2 002	161,4	9,6%	8 082	775,9	46,0%	1 685,2
Апрель	3 415	787,6	45,7%	1 303	105,1	6,1%	8 669	832,2	48,2%	1 724,9
Май	3 360	774,9	47,3%	124	10,1	0,6%	8 880	852,5	52,1%	1 637,5
Июнь	3 403	784,8	48,3%	0	0,0	0,0%	8 763	841,2	51,7%	1 626,0
Июль	3 334	769,0	45,0%	23	1,9	0,1%	9 763	937,2	54,9%	1 708,1
Август	3 702	853,7	47,6%	33	2,7	0,2%	9 752	936,2	52,2%	1 792,6
Сентябрь	4 054	935,1	51,3%	6	0,5	0,0%	9 224	885,5	48,6%	1 821,1
Октябрь	3 518	811,4	48,7%	404	32,6	2,0%	8 557	821,5	49,3%	1 665,5
Ноябрь	3 384	780,4	43,0%	2 601	209,7	11,5%	8 610	826,6	45,5%	1 816,7
Декабрь	3 481	802,8	42,3%	2 620	211,2	11,1%	9 197	882,9	46,5%	1 896,9
ВСЕГО	41 415	9 551,5	45,5%	14 796	1 193,1	5,7%	106 657	10 239,0	48,8%	20 983,6

График 1. Затраты на энергоснабжение КГПЗ за 2003 год





#### 4. Оценка затрат на создание и эксплуатацию АСКУЭ

В предыдущем разделе сделана оценка верхнего уровня затрат для создания АСКУЭ, исходя из эмпирической модели их возврата из полученных сбережений на трехлетнем интервале.

В настоящем разделе приводится оценка возможных затрат на создание АСКУЭ, полученная путем суммирования составляющих всех затрат на работы и оборудование. При этом выбор архитектуры системы, оборудования и оценка стоимости работ осуществлялись на основе 12-летнего опыта создания подобных систем энергосервисной компанией ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ.

Эта модель оценки затрат является основной и все расчеты эффективности проекта в настоящем ТЭО осуществляются на её основе.

Две модели оценок возможных затрат – “сверху” и “снизу” – позволят создать контролируемую базу сравнения для выбора критериев эффективности проекта и, тем самым, наложить в процессе рабочего проектирования разумные ограничения на объёмы создаваемой АСКУЭ, исходя из требований рентабельности проекта.

Следует подчеркнуть, что предлагаемая в настоящем разделе модель оценки затрат на создание АСКУЭ основывается на результатах обследования предприятия, а также выбора решений по АСКУЭ, отраженных в технических заданиях на разрабатываемые подсистемы.

Оценки капитальных и текущих (эксплуатационных) затрат приведены раздельно по каждой из подсистем АСКУЭ.

В таблицах ниже приводятся данные о затратах на создание подсистем учёта и контроля расхода электрической и тепловой энергии, газа на собственные нужды. Исходные данные о составе оборудования и работах получены при разработке ТЗ на АСКУЭ КГПЗ. Общее описание подсистем АСКУЭ приведено в приложении 3.

##### 4.1. Оценка стоимости создания подсистемы контроля и учёта расхода газа

Таблица 3. Расчет количества новых приборов

	Наименование	кол
1	<b>Качановское производство</b>	
	Узел учета газа (3 канала)	1
	Узел существующий	3
2	<b>всего</b>	<b>4</b>
3	<b>Глинско-Розбышевское производство</b>	
	Узел учета газа	2
	Узел существующий	1
4	<b>всего</b>	<b>3</b>
5	<b>Анастасьевское производство</b>	
	Узел учета газа существующий на 9 каналов	1
6	<b>всего</b>	<b>1</b>
7	<b>всего по предприятию</b>	<b>8</b>

**Таблица 4. Расчет стоимости оборудования**

	Наименование	кол.	цена (грн.) (с НДС)	сумма (грн.) (с НДС)	всего по производству
	<b>Этап 1. Установка приборов учета.</b>				
1	<b>Качановское производство</b>				45 000.00
	Вычислитель расхода газа в комплекте (комплект: датчики, СПГ, материалы)	1	45 000.00	45 000.00	
2	<b>Глинско-Розбышевское производство</b>				90 000.00
	Вычислитель расхода газа в комплекте (комплект: датчики, СПГ, материалы)	2	45 000.00	90 000.00	
3	<b>Анастасьевское производство</b>				
4	<b>всего по этапу 1</b>			<b>135 000.00</b>	
	<b>Этап 2. Внедрение системы учета.</b>				
5	<b>Качановское производство</b>				18 600.00
	Программное обеспечение	1	12 000.00	12 000.00	
	преобразователь RS485	1	600.00	600.00	
	Материалы	1	6 000.00	6 000.00	
6	<b>Глинско-Розбышевское производство</b>				18 600.00
	Программное обеспечение	1	12 000.00	12 000.00	
	преобразователь RS485	1	600.00	600.00	
	Материалы	1	6 000.00	6 000.00	
7	<b>Анастасьевское производство</b>				30 600.00
	Программное обеспечение	1	24 000.00	24 000.00	
	преобразователь RS485	1	600.00	600.00	
	Материалы	1	6 000.00	6 000.00	
8	<b>Управление</b>				10 000.00
	Программное обеспечение	1	10 000.00	10 000.00	
9	<b>всего по этапу 2</b>			<b>77 800.00</b>	
10	<b>Всего (по этапам 1 и 2)</b>			<b>212 800.00</b>	212 800.00

**Таблица 5. Расчет стоимости работ**

	Наименование	кол. узлов	цена (грн.) (с НДС)	сумма (грн.) (с НДС)
	<b>Этап 1. Установка приборов учета</b>			
1	<b>Качановское производство</b>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы	4	15 000,00	60 000,00
2	<b>Глинско-Розбышевское производство</b>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы	2	15 000,00	30 000,00
3	<b>Анастасьевское производство</b>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы			0,00
4	<b>Всего по этапу 1</b>			<b>90 000,00</b>
	<b>Этап 2. Внедрение подсистемы учета</b>			
5	<b>Качановское производство</b>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы	1	18 000,00	18 000,00
6	<b>Глинско-Розбышевское производство</b>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы	1	18 000,00	18 000,00
7	<b>Анастасьевское производство</b>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы	1	18 000,00	18 000,00
8	<b>Управление</b>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы	1	6 000,00	6 000,00
9	<b>Всего по этапу 2</b>			<b>60 000,00</b>

**Таблица 6. Общая стоимость затрат на создание подсистемы контроля и учета расхода газа**

	Наименование	стоимость (грн.)
<b>Этап 1. Установка приборов учета</b>		
<i>Работы</i>		
1	Качановское производство	60 000.00
2	Глинско-Розбышевское производство	30 000.00
3	Анастасьевское производство	0.00
4	Всего по разделу <b>работы</b>	90 000.00
<i>Оборудование</i>		
5	Качановское производство	45 000.00
6	Глинско-Розбышевское производство	90 000.00
7	Анастасьевское производство	0.00
8	Всего по разделу <b>оборудование</b>	135 000.00
9	<b>Всего по этапу 1</b>	<b>225 000.00</b>
<b>Этап 2. Внедрение системы учета</b>		
<i>Работы</i>		
10	Качановское производство	18 000.00
11	Глинско-Розбышевское производство	18 000.00
12	Анастасьевское производство	18 000.00
13	Управление	6 000.00
14	Всего по разделу <b>работы</b>	60 000.00
<i>Оборудование</i>		
15	Качановское производство	18 600.00
16	Глинско-Розбышевское производство	18 600.00
17	Анастасьевское производство	30 600.00
18	Управление	10 000.00
19	Всего по разделу <b>оборудование</b>	77 800.00
20	<b>Всего по этапу 2</b>	<b>137 800.00</b>
21	<b>Всего по этапам 1 и 2</b>	<b>362 800.00</b>

#### 4.2. Оценка стоимости создания подсистемы контроля и учёта расхода тепловой энергии

**Таблица 7. Расчет количества новых приборов**

	Наименование	кол
1	<b>Качановское производство</b>	
	Узел учета на котельной	
	Узел на вводе	1
2	<b>всего</b>	<b>1</b>
3	<b>Глинско-Розбышевское производство</b>	
	Узел на вводе	1
4	<b>всего</b>	<b>1</b>
5	<b>Анастасьевское производство</b>	
	Узел учета на котельной	1
6	<b>всего</b>	<b>1</b>
7	<b>всего по предприятию</b>	<b>3</b>

**Таблица 8. Расчет стоимости оборудования**

	Наименование	кол.	цена (грн.) (с НДС)	сумма (грн.) (с НДС)	всего по производству
	Этап 1. Установка приборов учета.				
1	<b>Качановское производство</b>				24 000.00
	Теплосчетчик (пар) в комплекте (комплект: датчики, СПТ, материалы)	1	24 000.00	24 000.00	
2	<b>Глинско-Розбышевское производство</b>				24 000.00
	Теплосчетчик (пар) в комплекте	1	24 000.00	24 000.00	
3	<b>Анастасьевское производство</b>				24 000.00
	Теплосчетчик (пар) в комплекте	1	24 000.00	24 000.00	
4	<b>всего по этапу 1</b>			<b>72 000.00</b>	
	Этап 2. Внедрение системы учета.				
5	<b>Качановское производство</b>				15 000.00
	Программное обеспечение	1	12 000.00	12 000.00	
	Материалы	1	3 000.00	3 000.00	
6	<b>Глинско-Розбышевское производство</b>				15 000.00
	Программное обеспечение	1	12 000.00	12 000.00	
	Материалы	1	3 000.00	3 000.00	
7	<b>Анастасьевское производство</b>				15 000.00
	Программное обеспечение	1	12 000.00	12 000.00	
	Материалы	1	3 000.00	3 000.00	
8	<b>Управление</b>				20 000.00
	Программное обеспечение	1	20 000.00	20 000.00	
9	<b>всего по этапу 2</b>			<b>65 000.00</b>	
10	<b>Всего (по этапам 1 и 2)</b>			<b>137 000.00</b>	

**Таблица 9. Расчет стоимости работ**

	Наименование	кол. узлов	цена (грн.) (с НДС)	сумма (грн.) (с НДС)
	Этап 1. Установка приборов учета			
	<i>Установка датчиков и локальных узлов учета</i>			
1	<b>Качановское производство</b>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы	1	16 000.00	16 000.00
2	<b>Глинско-Розбышевское производство</b>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы	1	23 000.00	23 000.00
3	<b>Анастасьевское производство</b>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы	1	23 000.00	23 000.00
4	<b>Всего по этапу 1</b>			<b>62 000.00</b>
	Этап 2. Внедрение системы учета			
5	<b>Качановское производство</b>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы	1	15 000.00	15 000.00
6	<b>Глинско-Розбышевское производство</b>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы	1	15 000.00	15 000.00
7	<b>Анастасьевское производство</b>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы	1	15 000.00	15 000.00
8	<b>Управление</b>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы	1	6 000.00	6 000.00
9	<b>Всего по этапу 2</b>			<b>51 000.00</b>

**Таблица 10. Общая стоимость затрат на создание подсистемы контроля и учета расхода тепловой энергии**

	Наименование	стоимость (грн.)
<b>Этап 1. Установка приборов учета</b>		
<i>Работы</i>		
1	Качановское производство	16 000.00
2	Глинско-Розбышевское производство	23 000.00
3	Анастасьевское производство	23 000.00
4	<i>Всего по разделу работы</i>	<i>62 000.00</i>
<i>Оборудование</i>		
5	Качановское производство	24 000.00
6	Глинско-Розбышевское производство	24 000.00
7	Анастасьевское производство	24 000.00
8	<i>Всего по разделу оборудование</i>	<i>72 000.00</i>
9	<b>Всего по этапу 1</b>	<b>134 000.00</b>
<b>Этап 2. Внедрение системы учета</b>		
<i>Работы</i>		
10	Качановское производство	15 000.00
11	Глинско-Розбышевское производство	15 000.00
12	Анастасьевское производство	15 000.00
13	Управление	6 000.00
14	<i>Всего по разделу работы</i>	<i>51 000.00</i>
<i>Оборудование</i>		
15	Качановское производство	15 000.00
16	Глинско-Розбышевское производство	15 000.00
17	Анастасьевское производство	15 000.00
18	Управление	20 000.00
19	<i>Всего по разделу оборудование</i>	<i>65 000.00</i>
20	<b>Всего по этапу 2</b>	<b>116 000.00</b>
21	<b>Всего по этапам 1 и 2</b>	<b>250 000.00</b>

#### 4.3. Оценка стоимости создания подсистемы контроля и учёта расхода электроэнергии

**Таблица 11. Расчет количества новых приборов**

1	<b>Качановское производство</b>	
	Вводные, коммерческий учет	4
	ТПЗ0 - ТПЗ3, 6 шт., по 2 счетчика на вводе	12
	<b>Всего</b>	<b>16</b>
2	<b>Глинско-Розбышевское производство</b>	
	КТП1 - КТП6, 6 шт., по 2 счетчика на вводе	12
	<b>всего</b>	<b>12</b>
3	<b>Анастасьевское производство</b>	
	Ввод	2
	Отходящие	12
	<b>всего</b>	<b>14</b>
4	<b>всего по предприятию</b>	<b>42</b>

**Таблица 12. Расчет стоимости оборудования**

	Наименование	кол.	цена (грн.) (с НДС)	сумма (грн.) (с НДС)	всего по производству
	Этап 1. Установка приборов учета.				
1	<b>Качановское производство</b>				63 600.00
	Счетчик INDIGO+	4	4 200.00	16 800.00	
	Счетчик ПЦ6806	12	3 900.00	46 800.00	
3	<b>Глинско-Розбышевское производство</b>				46 800.00
	Счетчик ПЦ6806	12	3 900.00	46 800.00	
4	<b>Анастасьевское производство</b>				54 600.00
	Счетчик ПЦ6806	14	3 900.00	54 600.00	
5	всего по этапу 1			165 000.00	
	Этап 2. Внедрение системы учета.				
6	<b>Качановское производство</b>				39 600.00
	Модем GSM	2	2 000.00	4 000.00	
	Программное обеспечение	1	15 000.00	15 000.00	
	преобразователь RS485	1	600.00	600.00	
	Материалы	1	20 000.00	20 000.00	
7	<b>Глинско-Розбышевское производство</b>				37 600.00
	Модем GSM	1	2 000.00	2 000.00	
	Программное обеспечение	1	15 000.00	15 000.00	
	преобразователь RS485	1	600.00	600.00	
	Материалы	1	20 000.00	20 000.00	
8	<b>Анастасьевское производство</b>				27 600.00
	Модем GSM	1	2 000.00	2 000.00	
	Программное обеспечение	1	15 000.00	15 000.00	
	преобразователь RS485	1	600.00	600.00	
	Материалы	1	10 000.00	10 000.00	
9	<b>Управление</b>				145 000.00
	Сервер подсистемы	1	10 000.00	10 000.00	
	Коммуникационный сервер	1	6 000.00	6 000.00	
	Модем GSM	2	2 000.00	4 000.00	
	Программное обеспечение	1	120 000.00	120 000.00	
	Материалы	1	5 000.00	5 000.00	
10	всего по этапу 2			249 800.00	
11	Всего (по этапам 1 и 2)			414 800.00	

**Таблица 13. Расчет стоимости работ**

	Наименование	кол.	цена (грн.) (с НДС)	сумма (грн.) (с НДС)
	Этап 1. Установка приборов учета			
	<i>Установка счетчиков</i>			
1	<b>Качановское производство</b>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы	16	2 000.00	32 000.00
2	<b>Глинско-Розбышевское производство</b>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы	12	2 000.00	24 000.00
3	<b>Анастасьевское производство</b>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы	14	2 000.00	28 000.00

4	<b>Всего по этапу 1</b>			<b>84 000.00</b>
	<b>Этап 2. Внедрение системы учета</b>			
	<i>Установка узлов учета, коммуникационного оборудования, АРМ</i>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы			
5	<b>Качановское производство</b>			
	Установка АРМ	1	16 000.00	16 000.00
	Установка модемов GPRS	2	1 000.00	2 000.00
6	<b>Глинско-Розбышевское производство</b>			
	Установка АРМ	1	16 000.00	16 000.00
	Установка модемов GPRS	1	2 000.00	2 000.00
7	<b>Анастасьевское производство</b>			
	Установка АРМ	1	16 000.00	16 000.00
	Установка модемов GPRS	1	2 000.00	2 000.00
8	<b>Управление</b>			
	Проектные, монтажные, пуско-наладочные работы	1	28 000.00	28 000.00
9	<b>Всего по этапу 2</b>			<b>82 000.00</b>

**Таблица 14. Общая стоимость затрат на создание подсистемы контроля и учета расхода электроэнергии**

	Наименование	стоимость (грн.)
	<b>Этап 1. Установка приборов учета</b>	
	<i>Работы</i>	
1	Качановское производство	32 000.00
2	Глинско-Розбышевское производство	24 000.00
3	Анастасьевское производство	28 000.00
4	<i>Всего по разделу работы</i>	84 000.00
	<i>Оборудование</i>	
5	Качановское производство	63 600.00
6	Глинско-Розбышевское производство	46 800.00
7	Анастасьевское производство	54 600.00
8	<i>Всего по разделу оборудование</i>	165 000.00
9	<b>Всего по этапу 1.</b>	<b>249 000.00</b>
	<b>Этап 2. Внедрение системы учета</b>	
	<i>Работы</i>	
10	Качановское производство	18 000.00
11	Глинско-Розбышевское производство	18 000.00
12	Анастасьевское производство	18 000.00
13	Управление	28 000.00
14	<i>Всего по разделу работы</i>	82 000.00
	<i>Оборудование</i>	
15	Качановское производство	39 600.00
16	Глинско-Розбышевское производство	37 600.00
17	Анастасьевское производство	27 600.00
18	Управление	145 000.00
19	<i>Всего по разделу оборудование</i>	249 800.00
20	<b>Всего по этапу 2</b>	<b>331 800.00</b>
21	<b>Всего по этапам 1 и 2</b>	<b>580 800.00</b>

#### 4.4. Оценка стоимости создания подсистемы анализа данных и управления издержками

	Наименование	стоимость (грн.)
<b>1</b>	<b>Работы</b>	
	Конфигурация базы данных, адаптация данных подсистем для их интеграции в единую базу	
	Установка компонентов PI System, их адаптация, разработка постановок задач, конфигурация приложений, создание клиентских мест для технологического, энергетического персонала, а также менеджмента КГПЗ	
	Внедрение, обучение персонала, сопровождение	
	<b>Всего по разделу работы</b>	<b>300 000,00</b>
<b>2</b>	<b>Оборудование</b>	
	Рабочие места специалистов (10 шт.), коммуникационный сервер и сервер базы данных	100 000,00
	Программный комплекс PI System и его компоненты	500 000,00
<b>3</b>	<b>Всего по разделу оборудование</b>	<b>500 000,00</b>
<b>4</b>	<b>Всего</b>	<b>900 000,00</b>

#### 4.5. Оценка эксплуатационных затрат для подсистемы контроля и учёта расхода газа, тепловой и электрической энергии

Таблица 15

	Наименование	кол.	стоимость (грн.)
<b>1</b>	<b>Качановское производство</b>		
	Заработная плата (1800 x 12)	1	21 600.00
	Начисления на заработную плату		8 210.00
	Материалы (для ремонта, обслуживания)		12 000.00
	<i>Услуги сторонних организаций:</i>		
	Обслуживание вычислительной техники, локальных сетей		2 400.00
	Поверки приборов КИП		3 600.00
	Услуги связи		3 900.00
	<b>Всего по производству</b>		<b>51 710.00</b>
<b>2</b>	<b>Глинско-Розбышевское производство</b>		
	Заработная плата (1800 x 12)	0.5	10 800.00
	Начисления на заработную плату		4 100.00
	Материалы (для ремонта, обслуживания)		22 000.00
	<i>Услуги сторонних организаций:</i>		
	Обслуживание вычислительной техники, локальных сетей		1 200.00
	Поверки приборов КИП		6 200.00
	Услуги связи		
	<b>Всего по производству</b>		<b>44 300.00</b>
<b>3</b>	<b>Анастасьевское производство</b>		
	Заработная плата (1800 x 12)	0.5	10 800.00
	Начисления на заработную плату		4 100.00
	Материалы (для ремонта, обслуживания)		6 000.00
	<i>Услуги сторонних организаций:</i>		
	Обслуживание вычислительной техники, локальных сетей		1 200.00
	Поверки приборов КИП		6 200.00
	Услуги связи		
	<b>Всего по производству</b>		<b>28 300.00</b>
<b>4</b>	<b>Всего по предприятию</b>		<b>124 310.00</b>

## 5. Экономическая эффективность внедрения АСКУЭ на КГПЗ

Экономическая эффективность внедрения АСКУЭ не измеряется прямыми методами в силу относительного характера самой экономии средств в платежах за энергоносители.

Влияние на величину фактической экономии сезонных факторов, загрузки производства, инфляции и тарифной политики, человеческого фактора, состояния энергетического и технологического оборудования, истощения источников нефти и газа, бюджетной политики компании УКРНАФТА и других весомых факторов не позволяют прямо и точно измерить и предсказать эту экономию.

Но наиболее весомым фактором в неопределенности экономии денежных средств при внедрении АСКУЭ и сопутствующих энергосберегающих мероприятий является **отсутствие самого учета этой экономии.**

В существующей системе материального и бухгалтерского учета на КГПЗ без выделения затрат и экономии на реализацию энергосберегающих мероприятий будет невозможно оценить эффективность АСКУЭ.

Поэтому сама АСКУЭ должна стать частью новой системы дифференцированного учёта экономии или снижения издержек на энергообеспечение.

Условием для реализации проекта АСКУЭ является обеспечение возврата вложенных средств путем стимулирования персонала к экономии денежных средств в платежах за энергоресурсы (электроэнергия, газ, тепловая энергия).

Максимальный объём инвестиций в создание АСКУЭ определяется потенциалом возможной экономии в платежах за энергоносители на трехлетнем интервале – среднесрочном периоде окупаемости, характерном для большинства энергосберегающих мероприятий, которые планируются к внедрению на предприятии.

Внедрение АСКУЭ само по себе, без дополнительных организационных и технических мероприятий не создает значительного эффекта, но и реализация энергосберегающих мероприятий без внедрения АСКУЭ не позволяет получить экономический эффект.

**Предполагается, что устранимые издержки в платежах за энергоносители составляют не менее 10% от существующего уровня.**

Устранение издержек должно осуществляться на основе организационных и технических мероприятий по снижению энергозатрат, где АСКУЭ обеспечивает мониторинг фактически получаемой экономии платежей за энергоносители на адресной основе, с разделением по периодам времени, по подразделениям и по видам энергоресурсов.

Фактически, инвестирование средств в реализацию проекта АСКУЭ, предполагает наличие плана и обязательств предприятия по адекватному снижению энергозатрат, что предполагает создание рациональной структуры АСКУЭ с установкой счетчиков только там, где это должно принести экономию, или существенно влиять на ее увеличение.

Для расчета эффективности создания АСКУЭ на Качановском ГПЗ, в условиях **недостаточности данных для точной оценки экономии**, в данном ТЭО предлагается эмпирическая формула, где **половина экономии от внедрения энергосберегающих мероприятий относится на счет АСКУЭ**. Такую экономию принято называть условной. Предполагается, что эффективность внедрения энергосберегающих мероприятий без внедрения АСКУЭ будет вдвое ниже.

$$\mathcal{E} = 0.1 \mathcal{E}3/2$$

где:

$$\mathcal{E} = 0.1 * 20\,984\,000 / 2 = 1\,049\,200 \text{ гривен}$$

- **Э** – величина экономии,
- **ЭЗ** – платежи за энергоресурсы в год,
- **0.1** или 10% от уровня существующих затрат – достижимый потенциал энергосбережения за счет среднесрочных энергосберегающих мероприятий.

Для определения верхней допустимой границы инвестиций в мероприятия по снижению издержек и созданию АСКУЭ предлагается эмпирическая формула:

$$И = 3 \cdot Э,$$

где:

- **И** – общая величина инвестиций, 3 года – средний срок окупаемости предлагаемых энергосберегающих мероприятий.

При этом максимально допустимые затраты на создание АСКУЭ не должны превышать **0.5И**, а вторая половина средств должна направляться на реализацию организационных и технических энергосберегающих мероприятий.

В **таблице 16** приведено распределение верхней границы стоимости создаваемых подсистем, исходя из предложенной модели инвестирования собственных средств компании УКРНАФТА в создание АСКУЭ.

В **таблице 17** приведен примерный план обеспечения экономии энергозатрат для возврата инвестиций с трехлетним периодом окупаемости согласно предложенной модели.

Таким образом, возврат инвестиций для внедрения АСКУЭ прямо связывается с необходимостью дополнительных инвестиций на реализацию энергосберегающих мероприятий, а также с обязательствами предприятия по возврату инвестиций.

**Таблица 16. Приближенная оценка верхней границы стоимости АСКУЭ**

Электроэнергия	Тепловая энергия	Газ	Всего
1 432 730 гривен	178 970 гривен	1 535 850 гривен	3 147 540 гривен

**Таблица 17. Ориентировочный план возврата инвестиций из экономии, получаемой от внедрения АСКУЭ и сопутствующих энергосберегающих мероприятий**

месяц	Электроэнергия	Тепловая энергия	Газ	всего, тыс. грн
Январь	76.98	24.23	84.69	185.90
Февраль	73.41	21.56	80.04	175.01
Март	74.79	16.14	77.59	168.52
Апрель	78.76	10.51	83.22	172.49
Май	77.49	1.01	85.25	163.75
Июнь	78.48	0.0	84.12	162.60
Июль	76.90	0.19	93.72	170.81
Август	85.37	0.27	93.62	179.26
Сентябрь	93.51	0.05	88.55	182.11
Октябрь	81.14	3.26	82.15	166.55
Ноябрь	78.04	20.97	82.66	181.67
Декабрь	80.28	21.12	88.29	189.69
<b>ВСЕГО</b>	<b>955.15</b>	<b>119.31</b>	<b>1 023.90</b>	<b>2 098.36</b>

**Прим. 1** Предлагаемое нормирование возможной экономии денежных средств в платежах за энергоресурсы предполагает реализацию организационных и технических энергосберегающих мероприятий с адекватной эффективностью. Это значит, что получение планируемой экономии требует реализации эффективных энергосберегающих мероприятий из существующей программы энергосбережения.

**Прим. 2** Возможно для нормирования экономии по расходу газа на собственные нужды более целесообразно использовать не денежное, а натуральное выражение экономии, в объемных единицах расхода. Это решение основано на отсутствии на КГПЗ фактических платежей за собственный газ, потребляемый на собственные нужды. Оценка экономии в денежном выражении производилась исходя из внутренних цен на собственный газ (себестоимость газа).

**Прим. 3** В дальнейших расчетах в настоящем ТЭО на основе приведенных выше расчетов затрат и допущений по величине ожидаемой экономии приняты следующие исходные данные:

- **потенциал экономии** в платежах за энергоресурсы при внедрении АСКУЭ составляет **3.15 млн. гривен за 3 года, или 1.05 млн. гривен в год.**
- стоимость капитальных затрат включает оплату работ, материалов, оборудования, программного обеспечения и составляет **2093600 грн.**
- стоимость текущих затрат включает расходы на эксплуатацию АСКУЭ и составляет **124310 грн.**
- норма дисконта для собственного капитала компании УКРНАФТА принимается равной 12%
- период жизни проекта равен 10 годам

**Прим. 4 Простой срок окупаемости** инвестиций в создание АСКУЭ КГПЗ **не должен превышать 3 года.** Это условие является контрольным, определяя эффективность инвестиций в проект АСКУЭ. Выполнение этого условия создает верхнюю границу для капитальных затрат, ограничивая объем реализуемой системы объемом возможных инвестиций для создания АСКУЭ. Это условие является основным экономическим требованием, определяющим технические требования к создаваемой системе и ограничивающим желания эксплуатационного персонала иметь больше информации о расходах энергоресурсов в каждой точке потребления.

**Прим. 5 Период жизни проекта выбран равным 10 годам,** исходя из средних сроков реновации автоматизированных систем, подобных создаваемой АСКУЭ. Это значит, что основные экономические показатели проекта будут рассчитаны для 10-летнего периода эксплуатации системы.

**Прим. 6** В дальнейших расчетах показателей экономической эффективности используется статическая модель распределения капитальных затрат на период жизни проекта с помесячной разбивкой методом амортизации. Для учета будущей стоимости денег используется норма дисконта для собственного капитала компании УКРНАФТА, равная 12 %.

## 6. Организационный план

Внедрение АСКУЭ на КГПЗ должно осуществляться в 3 этапа:

- **внедрение приборов учета**
- **внедрение автоматизированных подсистем сбора и обработки данных**
- **внедрение подсистемы анализа данных и управления издержками на уровнях цехов и участков, менеджмента КГПЗ, а также менеджмента компании УКРНАФТА**

Наибольшую сложность представляет 3 этап – он является завершающим во внедрении АСКУЭ, в основном определяет ее эффективность. Проведенное обследование предприятий, совещания с потенциальными исполнителями работ, а также анализ современного состояния АСКУЭ показывает, что выполнение первых двух планируемых этапов работ не вызывает сомнений по срокам исполнения, бюджетам проектов, исполнению технических требований и готовности эксплуатационного персонала КГПЗ к внедрению.

Вместе с тем, реализация первых двух этапов внедрения АСКУЭ не создает значимого эффекта, обеспечивающего возврат инвестиций и получение планируемой прибыли. Простая установка счетчиков уже не несет существенной экономии и потенциал снижения издержек этим методом на КГПЗ практически исчерпан. Так, например, внедрение подсистемы коммерческого учета расхода электроэнергии на КГПЗ, в НГДУ ПОЛТАВАНЕФТЕГАЗ и АХТЫРКАНЕФТЕГАЗ не привели к появлению видимой экономии, полученный эффект не удалось выразить в денежном выражении и измерить на систематической основе.

Третий этап создания АСКУЭ - внедрение подсистемы анализа данных и переход к управлению издержками на уровнях цехов и участков, менеджмента КГПЗ, а также менеджмента компании УКРНАФТА – является наиболее сложным и наименее проработанным в существующей практике создания подобных систем. Поэтому в настоящем проекте разделены планируемые бюджеты для каждого этапа, а также планы исполнения работ.

### **Организация работ по реализации проекта АСКУЭ**

Предполагается следующий состав организаций-соисполнителей по проекту АСКУЭ КГПЗ:

- компания **ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ** – подсистема контроля и учета расхода электроэнергии
- компания **ПРОМЭЛЕКТРОНСЕРВИС** – подсистемы контроля и учета расхода тепловой энергии и газа на собственные нужды
- энергосервисная компания **ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ** – генподрядные функции по проекту в целом, внедрение подсистемы анализа данных и управления издержками

На **первом этапе** осуществляется установка или модернизация первичных средств измерений – счётчиков и расходомеров. При необходимости производится метрологическая аттестация приборов. Установка приборов осуществляется на основании локальных проектов, выполняемых компаниями – соисполнителями. Результатом работ является обеспечение приборных измерений расхода электроэнергии, газа и тепловой энергии в соответствии с техническим заданием. Одновременно с установкой приборов учета выполняются подготовительные работы по второму этапу, в том числе:

- разработка рабочих проектов подсистем учета расхода электроэнергии, газа и тепловой энергии, их согласование с энергоснабжающими организациями и службами КГПЗ.

- обследование объектов и паспортизация проводных каналов связи и каналов GSM, согласование выделения каналов с провайдером.
- разработка программного обеспечения подсистем АСКУЭ, системного и прикладного.

На **втором этапе** осуществляется приобретение оборудования для сбора, коммуникаций и обработки данных, изготовление нестандартизированного оборудования – узлов учета, монтаж компонентов системы, пусконаладка, метрологическая аттестация и сдача в промышленную эксплуатацию. Результатом работ является развертывание автоматизированных подсистем контроля и учета электроэнергии, газа и тепловой энергии.

Одновременно с внедрением подсистем производятся подготовительные работы по третьему этапу:

- приобретение базовых компонентов программного комплекса PI System и необходимых приложений.
- конфигурация интегрированной базы данных измерений и ручного ввода по всем подсистемам контроля и учета, разработка инструкций по ведению базы данных.
- постановка задач по созданию энергетических балансов для установок, цехов и предприятия в целом, удельных норм энергозатрат с учетом сезонной зависимости и загрузки оборудования, созданию новой системы отчетности, таблиц анализа энергоэффективности для персонала и менеджмента предприятия, таблиц оценки эффективности энергосберегающих мероприятий, планируемых к внедрению.
- конфигурация и настройка клиентских приложений PI System для создания рабочих мест специалистов.

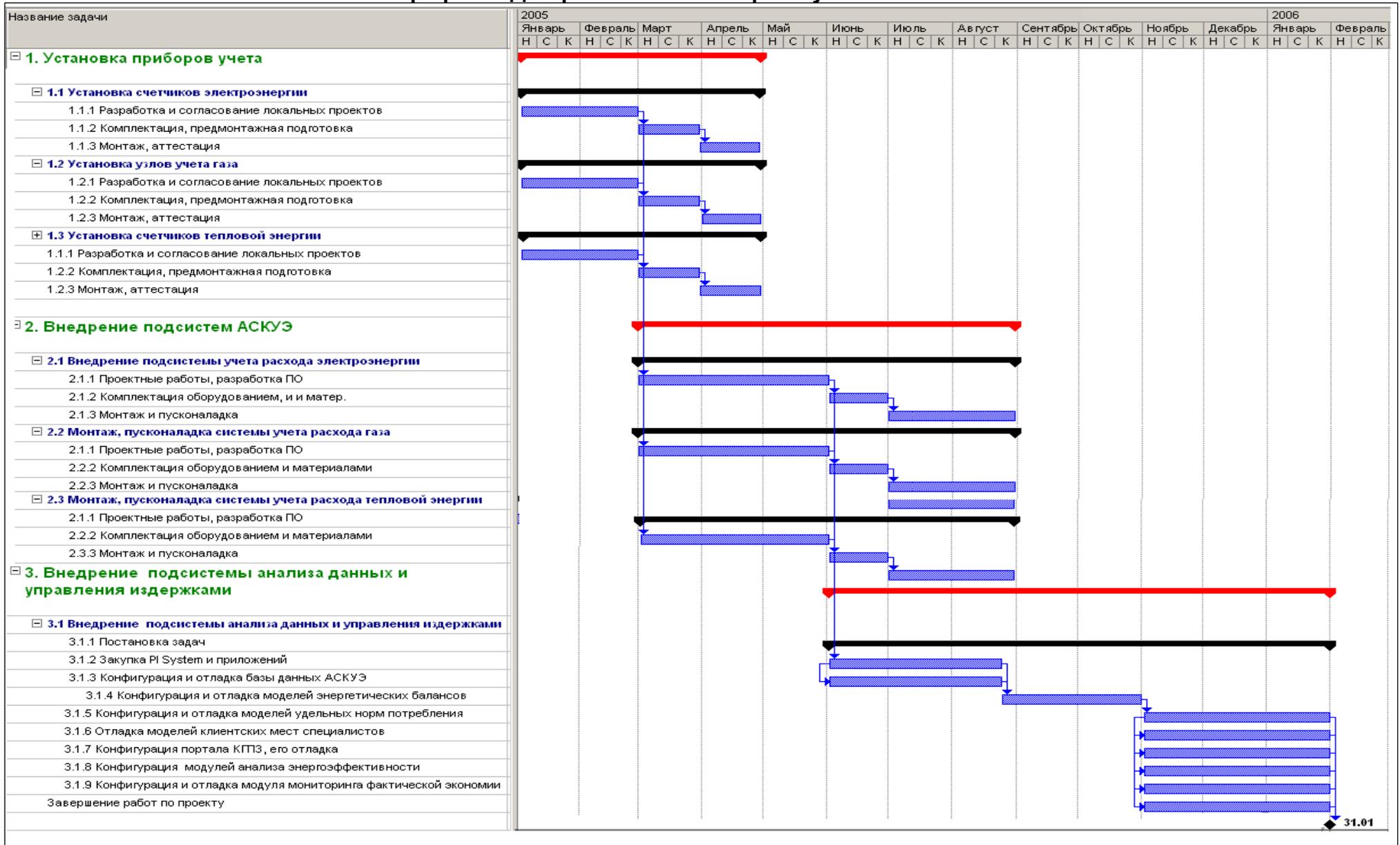
На **третьем этапе** осуществляется внедрение подсистемы анализа данных и управления издержками на уровнях цехов и участков, менеджмента КГПЗ, а также менеджмента компании УКРНАФТА. Основными являются два трудоемких процесса – отладка задач и клиентских приложений рабочих мест специалистов, а также обучение персонала и менеджмента КГПЗ работе с задачами, решаемыми АСКУЭ.

## 7. Инвестиционный план

В **таблице 18** приведены основные этапы, исполнители и стоимость капвложений внедрения АСКУЭ, на графике приведена диаграмма Ганта по проекту АСКУЭ.

№	Название этапа	Срок	Стоимость, гривен	Исполнитель	Источник финансирования
1	Установка приборов учета	4 мес.	518 000	ЭСКО ЭКОСИС, Преобразователь, Промэлектронсервис	Средства компании УКРНАФТА
2	Внедрение подсистем сбора и обработки данных	6 мес.	675 600	ЭСКО ЭКОСИС, Преобразователь, Промэлектронсервис	-/-/-/-/-/-
3	Внедрение подсистемы анализа и управления издержками	8 мес.	900 000	ЭСКО ЭКОСИС	-/-/-/-/-/-
4	<b>ВСЕГО</b>		<b>2 093 600</b>		-/-/-/-/-/-

График 2. Диаграмма Ганта по проекту АСКУЭ КГПЗ



## 8. SWOT- анализ

Матрица SWOT - анализа внедрения АСКУЭ на Качановском ГПЗ представлена в **таблице 19**.

**Таблица 19**

Преимущества	Возможности
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Основные перетоки энергоресурсов контролируются приборами.</li> <li>2. Информация о расходе энергоресурсов и анализе энергоэффективности хозяйствования одинаково оперативно доступна в цехах и на участках, менеджменту предприятия, а также менеджменту компании УКРНАФТА</li> <li>3. Энергетические балансы установок, цехов и предприятия позволяют контролировать потери энергоресурсов, удерживая их в пределах технологических возможностей существующего оборудования.</li> <li>4. Количественная оценка действий персонала по снижению энергозатрат, авторизация потерь и экономии.</li> <li>5. Уменьшение платежей за энергоресурсы ориентировочно на 5% от существующих объемов.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обеспечение перехода к нормативному отпуску энергоресурсов. Поэтапный ввод объективных удельных норм потребления.</li> <li>2. Стимулирование персонала за фактическую экономию энергоресурсов. Учет экономии нарастающим итогом по каждому цеху, смене, бригаде.</li> <li>3. Сравнение показателей энергоэффективности бригад и смен персонала, а также однотипного оборудования. Вывод в резерв или замена и ремонты энергонезэффективного оборудования.</li> <li>4. Постоянный контроль и снижение потерь холостого хода, обнаружение неработающих приборов и оборудования.</li> <li>5. Переход к интеграции с EPR-системами вертикально интегрированной нефтяной компании</li> </ol>
Недостатки	Угрозы
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Значительный объем начальных инвестиций, дополнительные эксплуатационные затраты.</li> <li>2. Появление в службах новых обязанностей и дополнительных нагрузок по управлению энергоэффективностью, оценке действий менеджмента и персонала по дополнительным показателям.</li> <li>3. Усложнение системы управления предприятием, наращивание объема средств компьютерного мониторинга и приборного парка.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышение на первых этапах конфликтности в службах, обусловленное прозрачностью новой системы контроля для менеджмента предприятия и менеджмента компании УКРНАФТА.</li> </ol>

## 9. Финансовый план

### Принципы планирования

Расчеты 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.
- Возврат инвестиций осуществляется за счет годовой экономии денежных средств в оплате электрической и тепловой энергии, а также за счет снижения потребления газа на собственные нужды и увеличение его отгрузки как товарной продукции. Перенос стоимости капитальных вложений на расходы будущих периодов в течение жизни проекта осуществляется равномерно, методом амортизации, с учётом дисконтирования экономии денежных средств в будущие периоды, по внутренней ставке дисконта равной 12 %.
- Годовая экономия средств в расчетах за энергоресурсы является условной величиной и определена фиксированной величиной, неизменной для всего периода жизни проекта.
- Эксплуатационные затраты неизменны на всем периоде жизни проекта.
- При выборе ставки дисконтирования учитывался рост тарифов на тепловую и электрическую энергию в будущие периоды.
- В качестве базового года принят 2003 год. Его показатели являются основой для расчета показателей экономической эффективности проекта АСКУЭ.

В **таблицах 20, 21, 22** приведены данные расчетов:

- анализ дохода нарастающим итогом
- затраты и доходы компании УКРНАФТА
- баланс движения денежных средств

**Таблица 20. 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	Доход по проекту в целом	грн.	690 517	1 381 034	2 071 550	2 762 067	3 452 584	4 143 101	4 833 618	5 524 134	6 214 651	6 905 168

**Таблица 21. 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
4.1	Амортизация кап-вложений	грн.	234 483	234 483	234 483	234 483	234 483	234 483	234 483	234 483	234 483	234 483
4.3	Эксплуатационные затраты	грн.	124 000	124 000	124 000	124 000	124 000	124 000	124 000	124 000	124 000	124 000
4.4	Общая стоимость затрат	грн.	358 483	358 483	358 483	358 483	358 483	358 483	358 483	358 483	358 483	358 483
4.5	Годовая экономия	грн.	1 049 000	1 049 000	1 049 000	1 049 000	1 049 000	1 049 000	1 049 000	1 049 000	1 049 000	1 049 000
4.5	Доход компании УКРНАФТА	грн.	690 517	690 517	690 517	690 517	690 517	690 517	690 517	690 517	690 517	690 517

**Таблица 22. Баланс движения денежных средств**

№	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	Годовая экономия	грн.	1 049 000	1 049 000	1 049 000	1 049 000	1 049 000	1 049 000	1 049 000	1 049 000	1 049 000	1 049 000
5.3	Затраты компании УКРНАФТА	грн.	358 483	358 483	358 483	358 483	358 483	358 483	358 483	358 483	358 483	358 483
5.4	Доход компании "УКРНАФТА"	грн.	690 517	690 517	690 517	690 517	690 517	690 517	690 517	690 517	690 517	690 517

## 10. Анализ эффективности проекта

Разработка ТЭО для проекта АСКУЭ Качановского ГПЗ преследовала следующие цели:

- наложить на объёмы создаваемой системы ограничения по критериям её рентабельности и окупаемости капвложений за 3-4 года
- определить (с учётом материалов технических заданий на компоненты АСКУЭ) объёмы капитальных вложений и эксплуатационных затрат на создание АСКУЭ
- создать расчетную модель окупаемости проекта и эффективности капитальных вложений
- создать организационную модель возврата инвестиций из фактически получаемой экономии денежных средств в платежах за энергоносители

**Таблица 23. Исходные данные для ТЭО проекта АСКУЭ КГПЗ**

№	Наименование	Единицы измерения	Величина	Дополнительные данные
<b>1</b>	<b>Основные характеристики проекта</b>			
1.1	Срок жизни проекта	лет	10	
1.2	Стоимость капитальных вложений	грн.	2 093 600	
1.3	Стоимость годовых эксплуатационных затрат	грн.	124 310	
1.4	Годовая экономия денежных средств в платежах за энергоносители от внедрения энергосберегающих мероприятий	грн.	1 049 200	
1.5	Годовая экономия денежных средств в платежах за энергоносители от внедрения АСКУЭ	грн.	1 049 200	
<b>2</b>	<b>Финансирование проекта</b>			
2.1	Собственные средства компании УКРНАФТА	грн.	2 093 600	
2.2	Внутренняя норма дисконта в компании УКРНАФТА	%	12	
<b>3</b>	<b>Технические характеристики проекта</b>			
3.1	Тип АСКУЭ	тип	Вновь проектируемая	Типовой проект для компании УКРНАФТА
3.2	Количество подсистем	шт.		
3.3	Количество счетчиков: -электроэнергии - газа - тепловой энергии	шт.	82 15 19	
3.4	Количество автоматизированных рабочих мест специалистов	шт.	10	Уточняется в рабочем проекте
3.5	Базовый программный комплекс	тип	<i>PI System</i>	С приложениями

В результате расчетов получены данные экономической эффективности проекта, приведенные в **таблице 24**.

Основным показателем эффективности проекта АСКУЭ является доход – разница в платежах за энергоносители до и после внедрения проекта.

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

Итоговые показатели эффективности проекта разделены на простые и дисконтированные.

Международная практика оценки эффективности инвестиций, базирующаяся на концепции временной стоимости денег, основана на следующих принципах:

- Оценка эффективности использования инвестируемого капитала производится путем сопоставления денежного потока (кэш-фло).
- Инвестируемый капитал, равно как и денежный поток, приводится к настоящему времени путем использования дисконтирующего коэффициента.

В соответствии с указанными принципами, инвестиционная привлекательность проекта оценивается с использованием следующих показателей:

- Чистая текущая стоимость проекта (NPV);
- Индекс прибыльности (PI)
- Дисконтированный срок возврата капиталовложений (DPB);

**Таблица 24. Показатели эффективности проекта**

№	Наименование	Обозначение	Значение
1	Капитальные вложения в создание АСКУЭ	грн.	2 093 600
2	Срок внедрения	лет	1.2
3	Условная годовая экономия денежных средств от внедрения АСКУЭ	грн.	1 049 200
4	Эксплуатационные затраты	грн.	124 310
5	Дополнительные затраты на реализацию энергосберегающих мероприятий	грн.	1 049 200
6	Время жизни проекта	лет	10
7	Простой срок окупаемости инвестиций	лет	2.26
8	Чистый дисконтируемый доход (NPV)	грн.	3 901 574
9	Индекс прибыльности (PI)		1.86
10	Дисконтируемый срок окупаемости (DPB)	лет	4.37

**Общее заключение об эффективности инвестиционного проекта на основе полученных финансовых показателей**

**Исходя из полученных данных, вложение средств в проект создания АСКУЭ Качановского ГПЗ является эффективным вложением капитала.**

## 11. Приложения

### Приложение 1. Материалы по результатам проведения энергетического аудита компанией ЭнКоГ

5.1.1. Энергетический комплекс предприятия в полной мере обеспечивает энергоносителями основные технологические процессы при существующем объеме производства товарной продукции, однако, **эффективность производства и использования энергоносителей низкая.**

*Объективными причинами сложившегося положения являются:*

- снижение выпуска продукции относительно проектного уровня и необходимость дополнительных транспортных (автомобильных) перевозок сырья (конденсата);
- значительный моральный и физический износ оборудования, а также применение устаревших энергоемких технологий переработки газа;
- отсутствие достоверного (инструментального) контроля и учета потребления энергоносителей в основных технологических процессах.

Специалистами завода ведется поиск новых технологий по переработке газа, в частности с применением криогенной техники - турбодетандеров.

Эти проработки позволяют утверждать о возможности увеличения выхода ШФЛУ более 25,0 тыс. тонн в год при тех же объемах перерабатываемого газа, что, соответственно, приведет к увеличению объемов выпуска товарной продукции.

В процессе выполнения данной работы, в том числе, было рассмотрено предложение специалистов Глинско - Розышевского производства о возможности выработки электроэнергии за счет утилизации энергии давления сжатого газа, т.е. с применением энергетических турбодетандеров.

5.1.2. Контроль и учет энергоносителей подразделениями (отдельными производствами) предприятия неудовлетворительны.

Отсутствие данных учета использования ТЭР в каждом технологическом процессе не позволяет оценить фактическую энергоемкость процесса и определить реальные удельные нормы расхода.

Используемые для планирования объемов потребления удельные нормы расхода только фиксируют и с некоторым запасом перекрывают общие затраты за предыдущий период.

Естественно, что без организации инструментального учета потребления энергоресурсов очень сложно анализировать возможные источники потерь и предлагать энергосберегающие мероприятия.

Это приводит к завышенному их потреблению и усложняет определение объективных норм расхода энергоносителей на единицу продукции.

Основным видом топлива, который используется на заводе, является природный газ, доля которого в затратах на топливо более 75% от затрат на собственные нужды. При этом существенную долю (свыше 13%) составляют производственные (!?) потери.

Следует уделить особое внимание материальному балансу использования газа, который составляется не всегда корректно.

Основное направление энергосбережения связано с экономией природного газа.

5.1.3. Получение тепловой энергии от использования ВЭР на предприятии составляет около 50% от общего объема потребления, однако потенциальные возможности в этом направлении гораздо выше и полностью не использованы.

Имеется реальная возможность повышения эффективности существующих утилизационных установок, а также создания новых, в том числе когенерационных.

Резервы повышения эффективности энергоиспользования в значительной степени определяются режимами работы технологического оборудования.

5.1.4. Основная доля потребления электрической энергии (около 60%) приходится на технологический процесс переработки газа и газового конденсата, свыше 13% - на сбор и транспортировку газа, при этом компрессорные установки потребляют более 50% общезаводского баланса электроэнергии.

Учитывая то, что суммарная мощность электродвигателей насосных установок составляет около 70% от общей установленной мощности электроприводов, оптимизации режимов их работы является основой потенциала энерго-сбережения.

Рекомендуется провести паспортизацию систем охлаждения ГМК с определением их реальной производительности (загрузки) и затрат электроэнергии.

В процессе паспортизации следует оценить техническое состояние оборудования и по результатам скорректировать графики ППР.

5.1.5. Высокий уровень потребления технической воды определяется низким качеством воды в источниках водоснабжения и возможными потерями при транспортировке, особенно на Глинско - Розбышевское производстве, где суммарная длина участка водозаборного водопровода с р. Псел составляет более 40 000 м.

В связи с этим, особенно важно обеспечить минимальные потери воды в технологических циклах и ее подготовку, охлаждение и очистку.

*Первоочередными (малозатратными и быстрокупаемыми) энерго-сберегающими мероприятиями должны стать:*

- проведение ремонтно-профилактических работ систем водоснабжения и водоотведения, что позволит снизить потери свежетехнической воды при транспортировании, сократить ее расход на пополнение цикла оборотного водоснабжения, уменьшить затраты электроэнергии на прокачку через системы охлаждения и очистки.

По данным экспертных оценок это может привести к уменьшению расхода технической воды на 3,0 - 4,0% и оборотной воды на 5,0 - 7,0%.

- Внедрение системы контроля расходования воды в основных технологических процессах, что позволит снизить на 10,0 - 15,0% расход свежетехнической воды; на 5,0 - 7,0% оборотной воды и 3,0 - 5,0% расход питьевой воды.

5.1.6. Повышенные фактические расходы энергоносителей во многом связаны с принципом "ручного управления" производством.

Переход на современный уровень управления с использованием вычислительной техники позволит снизить расходы энергоносителей за счет оперативности принимаемых решений.

Но главное - достоверность первичной информации, которая не всегда подтверждается инструментальными замерами и во многих случаях базируется на расчетах и производственном опыте персонала.

Для получения реальных результатов в области энергосбережения, предлагается:

**А.** Систематизировать подготовку отчетных документов и данных используемых для расчетов и планирования производства.

Решение этой задачи возможно при внедрении автоматизированных рабочих мест (АРМ), например, экономиста, технолога, энергетика с общим информационно - программным обеспечением менеджмента в энергосбережении.

**Б.** Разработать и внедрить систему учета и контроля потребления энергоресурсов.

Эта система должна предусматривать комплекс технических и организационных мер.

*К техническим мерам относятся:*

- внедрение постоянного инструментального (приборного) контроля объемов потребления энергоресурсов, а также распределения материальных потоков продукции;
- внедрение зонного учета и многоставочного тарифа потребления электроэнергии;
- внедрение автоматизированной системы учета всех энергоносителей (энергоресурсов) - (АСКУЭ);
- внедрение системы автоматизированного управления технологическими процессами. Внедрение автоматизированной системы управления производством может позволить за счет оперативности принятия решений снизить удельные нормы расхода основных энергоносителей от 3,0% до 5,0%.

*К организационным мероприятиям относятся:*

- разработка графиков ППР, предусматривающих выполнение работ в периоды утренних и вечерних максимумов нагрузок;
- планирование проведения капитальных и средних ремонтов оборудования в осенне-зимний период;
- упорядочение и выполнение нормативных удельных расходов ТЭР в технологических установках. Это мероприятие может привести к сокращению расхода энергоносителей от 3,0% до 5,0%.
- организация равномерного снятия показаний счетчиков, четко в установленные сроки по группам потребителей (до внедрения АСКУЭ);
- внедрение системы поощрения и стимулирования персонала по результатам экономии ТЭР, в соответствии с действующим Положением Госкомэнергосбережения Украины (см. Л. 7.18).

**В.** Создать на предприятии службу энергоменеджмента.

Эта служба (или подразделение) должна будет:

- нести ответственность за организацию учета потребления энергоресурсов;
- производить постоянный анализ энергопотребления;
- разрабатывать, проводить техническую экспертизу и контролировать внедрение энергосберегающих технологий и мероприятий;
- подготавливать рекомендации по реконструкции производства или усовершенствованию любых технологических процессов, приносящих экономию ТЭР.

Как правило, энергетический менеджмент начинается с введения должности энергетического менеджера (энергоменеджера), и назначения на эту должность компетентного специалиста. Этот шаг не устраняет потребности в существующих специалистах, службах и подразделениях, которые отвечают за использование энергоресурсов, а скорее обеспечивает координацию их рационального использования. Энергоменеджер (руководитель службы энергоменеджмента) должен входить в управленческий аппарат предприятия и подчиняться непосредственно руководителю предприятия или главному инженеру.

Эффективная работа службы энергоменеджмента может осуществляться только в комплексе с общей системой управления производством.

Приложение 2

Затверджую:  
Перший заступник Голови  
Правління ВАТ "Укрнафта"  
М.П. Гнип

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2003р.

Програма  
паливоенергозбереження по ВАТ "Укрнафта"  
на 2003-2004 рр.

№ № п/п	Назва енергозберігаючих заходів, місце їх впровадження	Відповідальний за впровадження	Термін впровадження (рік, квартал)		Очікувана річна економія енергоресурсів			Примітки
			2003р.	2004р.	Один. вимір ювання ПЕР	2003 р.	2004 р.	
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>
<b>1. Електроенергія</b>								
1	Реконструкція градирні з заміною форсунок та виведенням з роботи електровентиляторів потужністю 120 кВт (Градирні № 1,2,3).	КГПЗ	II	II	тис. кВт год.	540	940	
2	Впровадження конденсаторних установок для компенсації реактивної енергії, заміна світильників з лампами розжарювання на ДРЛ.	КГПЗ	I-IV	II	тис. кВт год.	120	120	
3	Впровадження частотно-регульованого приводу насосів в цеху підготовки газу і перекачки нафти	КГПЗ	-	II	тис. кВт год.	-	150	
4	Пуск в роботу газової електростанції на АГЛКС.	КГПЗ	II	I	тис. кВт год.	2700	2400	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>2. Паливо</b>								
5	Реконструкція факельної системи Анастасіївського цеху по збору та транспортуванні газу.	КГПЗ	II	I	тис. м <sup>3</sup> / т.у.п.	340/ 400	450/ 530	
6	Заміна трубних пучків теплообмінників Т-04, Т-206 і теплової ізоляції на трубопроводі теплоносія МАУ Качанівського цеху переробки газу.	КГПЗ	II	II	тис. м <sup>3</sup> / т.у.п.	600/ 720	580/ 700	
7	Регулювання процесу горіння в печах підігріву сировини на ГПЗ.	КГПЗ	II	II	тис. м <sup>3</sup> / т.у.п.	480/ 580	420/ 500	
<b>3. Теплоенергія</b>								
8	Використання вторинних енергетичних ресурсів для опалення операторської і насосного залу Качанівського ЦПГ.	КГПЗ	II	II	ГКал	150	150	
9	Переведення обігріву Качанівського цеху підготовки газу на опалення від котлів утилізаторів компресорної станції.	КГПЗ	-	II	ГКал	-	1200	
10	Встановлення приладів обліку тепла на теплоутилізації ТКУ Анастасіївської ГЛКС.	КГПЗ	III	III	ГКал	270	350	