

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ООО «АДС»

И.И. Пучков

« 14 »

2012 г.

СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель мэра - директор

ДГХ г. Ярославля

В.В. Слепцов

2012 г.

**Инвестиционная
программа
теплоснабжающей
компании ООО «АДС» по
реконструкции и
модернизации системы
теплоснабжения
на 2013 – 2016 гг.**

г. Ярославль, 2012 г.

1. Паспорт Программы

Наименование программы	Инвестиционная программа теплоснабжающей компании ООО «АДС» по реконструкции, модернизации и техническому перевооружению системы теплоснабжения на период 2013-2016 гг. (далее – Программа).
Нормативно-правовая база разработки программы	Федеральный закон от 30.12.2004 г. №210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций муниципального комплекса»; Федеральный закон от 14.04.1995 г. №41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации»; Федеральный закон от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О Теплоснабжении»; Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 10.10.2007 № 99 «Об утверждении Методических рекомендаций по разработке инвестиционных программ организаций коммунального комплекса»; Федеральный закон от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ»; Постановление Правительства РФ от 20 февраля 2010 г. №67 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам определения полномочий федеральных органов исполнительной власти в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности»; Постановление Правительства РФ от 15 мая 2010 г. №340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»; «Правила безопасности в газовом хозяйстве» ПБ 12-529-03.
Заказчик программы	Департамент топлива, энергетики и регулирования тарифов по Ярославской области
Разработчик программы	ООО «АДС» г. Ярославль
Цели и задачи программы	1. Цели Программы: - обеспечение надежного и качественного теплоснабжения потребителей; - повышение энергоэффективности работы теплоисточника и центральных тепловых пунктов; 2. Основные задачи Программы:

	<ul style="list-style-type: none"> - сокращение непроизводительного расхода энергоресурсов за счет внедрения системы перспективного энергосберегающего оборудования и технологий; - оснащение приборам и учета используемых энергетических ресурсов; - повышение эффективности системы теплоснабжения за счет снижения технологических потерь тепловой энергии при выработке и передаче тепловой энергии и горячей воды; - повышение эффективности работы котельной за проведение технического перевооружения водогрейной части котельной; - повышение эффективности системы водоснабжения и водоотведения за счет замены тепловых сетей ГВС, организацию приборного учета и устройство системы мониторинга работы оборудования центральных тепловых пунктов (далее ЦТП).
Сроки и этапы реализации	<ul style="list-style-type: none"> – сроки реализации Программы: 2013 – 2016 гг.; – этапы реализации: <ul style="list-style-type: none"> I этап – 2013 – 2014 гг.; II этап – 2014 – 2015 гг.; III этап – 2015 – 2016 гг.
Исполнитель основных мероприятий	ООО «АДС» г. Ярославль
Финансовые потребности	Необходимый объем финансовых потребностей - 85 558 тыс. руб. без НДС, в ценах 1 квартала 2012 года
Источники финансирования Программы	<p>Общий объем финансирования Программы составляет 85 558 тыс. рублей, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> - амортизационные отчисления; - 41 783 тыс. руб.; - инвестиционная составляющая тарифа (за счет увеличения тарифа на тепловую энергию) – 43 775 тыс. рублей.
Организация контроля	Общий контроль за реализацией Программы осуществляет Технический директор ООО «АДС» Ерофеев А.Ю., мониторинг выполнения Программы осуществляют Департамент топлива энергетики и регулирования тарифов Ярославской области и Департамент городского хозяйства мэрии г. Ярославля.
Ожидаемые результаты от реализации	<p>За период реализации Программы планируется:</p> <ul style="list-style-type: none"> - снижение расходов на энергетические ресурсы не менее 3% по отношению к 2010 г.;

<p>программы</p>	<ul style="list-style-type: none"> - экономия энергетических ресурсов от внедрения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности за период реализации Программы в стоимостном выражении составит 29451 тыс. рублей (в ожидаемых ценах 2013 года); - суммарная экономия топлива, тепловой энергии за период реализации Программы в сопоставимых условиях – 1652 т.у.т.; - суммарная экономия электрической энергии составит – 337 т.кВт.ч.; - суммарная экономия горячей воды за период реализации Программы – 40 тыс. м³.
<p>Границы районов действия Программы</p>	<p>Границы районов действия Программы определены схемой теплоснабжения от котельной ООО «АДС».</p>

2. Введение

Программа разработана в соответствии с:

- Федеральным законом от 27.07.2010г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
- Методическими рекомендациями по разработке инвестиционных программ организаций коммунального комплекса, утвержденными приказом Министерства регионального развития Российской Федерации от 10.10.2007г. № 99;
- Федеральным законом от 30.12.2004 г. № 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций муниципального комплекса»;
- Федеральным законом от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ»;
- Постановлением Правительства РФ от 20 февраля 2010 г. № 67 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам определения полномочий федеральных органов исполнительной власти в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности»;
- Постановлением Правительства РФ от 15 мая 2010 г. № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;
- «Правилами безопасности в газовом хозяйстве» ПБ 12-529-03.

Программа разработана с целью повышения надежности и качества предоставления услуг по теплоснабжению и горячему водоснабжению в объемах соответствующих заключенным договорам, а также снижение затрат на производство и передачу тепловой энергии.

Основу документа составляет план реализации инвестиционных проектов (мероприятий), направленных на модернизацию, техническое перевооружение теплоисточника ООО «АДС», центральных тепловых пунктов (далее ЦТП), обеспечивающих теплоснабжение на территории Фрунзенского района города Ярославля.

Основное внимание в Инвестиционной программе уделяется качеству оказываемых услуг теплоснабжения. Соответствие современным санитарно-эпидемиологическим и экологическим требованиям достигается путем применения современного оборудования и материалов трубопроводов.

В Программе определены финансовые потребности, необходимые для реализации мероприятий по развитию системы теплоснабжения ООО «АДС» во Фрунзенском районе города Ярославля. Финансирование осуществляется за счет инвестиционной составляющей тарифа на тепловую энергию и амортизационных отчислений ООО «АДС». Привлечение средств из городского бюджета не требуется.

Реализация мероприятий Программы позволит улучшить качество и надежность оказываемых потребителям услуг теплоснабжения и горячего водоснабжения, улучшить показатели энергетической эффективности предприятия, а также снизить аварийность системы коммунальной инфраструктуры.

3. Анализ существующего состояния системы коммунальной инфраструктуры.

Теплоснабжающая компания ООО «АДС» оказывает услуги по отоплению и горячему водоснабжению потребителям во Фрунзенском районе г. Ярославля, которыми пользуются жители и организации, подключенные к котельной ООО «АДС».

Рассматриваемая в программе котельная находится на территории ОАО «Ярославского судостроительного завода». Она была построена частично в 1967 году (паровая часть) и частично в 1987 году (водогрейная часть) с целью обеспечения паром технологического процесса завода, отоплением и вентиляцией цехов и зданий завода, отоплением и горячим водоснабжением жилых домов микрорайона ОАО «ЯСЗ». В связи с этим продолжительность работы котельной круглогодичная. По характеру тепловых нагрузок котельная является отопительно-производственной.

В котельной установлено следующее оборудование:

Таблица № 3.1

Наименование оборудования	Заводской №	Вид топлива, основное/резервное	Дата изготовления	Разрешение на проведение пуско-наладочных работ	Максимальная мощность по данным режимно-наладочных испытаний на газе, Гкал/час
<i>Водогрейная часть котельной</i>					
ПТВМ-30М №1	6213	Газ/мазут	февраль 1985 г	сентябрь 1987 г.	34,3
ПТВМ-30М №2	6214	Газ/мазут	февраль 1985 г	сентябрь 1987 г.	35,6
ПТВМ-30М №3	5218	Газ/мазут	1983 г.	ноябрь 1994 г.	35,1
Итого по водогрейной котельной					105
<i>Паровая часть котельной</i>					
ДКВР 20/13 №2	826	Газ/мазут	июль 1967 г.	1967г.	11,2
ДКВР 20/13 №3	829	Газ/мазут	июль 1967 г.	1967г.	11,2
ДКВР 20/13 №4	8807	Газ/мазут	сентябрь 1977 г.	1980г.	11,2
Итого по паровой котельной					33,6
Всего по котельной					138,6

По состоянию на 01.01.12 г. суммарная присоединенная фактическая тепловая нагрузка составляет около: $Q_{\text{факт.}} = 80 \text{ Гкал/ч.}$

Система теплоснабжения:

от котельной - закрытая двухтрубная до ЦТП, до жилых домов без ГВС и до жилых домов с ИТП;

от ЦТП - до жилых домов – 3-х трубная с тупиковой схемой ГВС или 4-х трубная с

циркуляцией горячей воды через полотенцесушители и стояки ГВС домов и объектов СКБ. Температурный график - 130/70 С, со срезкой на 70 С.

Температура горячей воды на выходе из ЦТП – 60-62 С.

В систему теплоснабжения входит 11 шт. ЦТП (№ 3,7,10,11,18,20,23,33,39,35,67).

Котельная работает в следующих режимах:

- В отопительный период при температурах наружного воздуха от + 8 С до – 5 С работает один водогрейный и один паровой котел;
- В отопительный период при температурах наружного воздуха ниже – 5 С работает два водогрейных и один паровой котел;
- В межотопительный период для приготовления горячей воды и подачу пара на технологию ОАО «ЯСЗ» работают два или один паровой котел в зависимости от тепловых нагрузок.

Структура полезного отпуска тепловой энергии за 2011 год

Таблица №3.2

Наименование показателя	Значение	Процентное соотношение
Отпуск тепловой энергии в 2011г., тыс. Гкал - всего	167,12	100 %
В том числе:		
Собственное потребление, тыс. Гкал	0,0	0 %
Населению, тыс. Гкал	132,29	79,2 %
Бюджетным организациям всех уровней, тыс. Гкал	13,22	7,9 %
Прочим потребителям, тыс. Гкал	21,61	12,9 %

Планируется увеличение числа потребителей услуг отопления и горячего водоснабжения за счет капитального строительства в МКР № 5 жилого района «Сокол» и точечной застройки микрорайона ОАО «ЯСЗ» к 2016 году на 3%.

По фактическому состоянию системы теплоснабжения в начале 2012 года имеют место проблемы с надежностью и качеством поставляемой тепловой энергией на отопление, горячим водоснабжением, а также с энергосбережением.

Особо необходимо отметить:

- недостаточность развития системы теплоснабжения для обеспечения потребителей качественными услугами теплоснабжения на территории Фрунзенского района города Ярославля;
- отсутствие возможностей по обеспечению дальнейшей экономии топлива, электроэнергии и воды в процессе эксплуатации объектов системы теплоснабжения;
- недостаточность оборотных средств на ремонт котлов и тепловых сетей отопления и ГВС.

При детальной проработке проблем теплоснабжения населения МКР ОАО «ЯСЗ» (Дядьково), МКР № 4, 5 жилого района «Сокол» Фрунзенского района г. Ярославля качественной тепловой энергией установлено, что существующие сооружения и оборудование изношены, нормативные ресурсы надежности оборудования и тепловых сетей ГВС исчерпаны, а именно:

- Комплектность газового оборудования водогрейных котлов ПТВМ - 30М ст. №1, 2, 3 не соответствует требованиям п. 5.9.8 ПБ 12-529-03 (в обвязке котла установлен один предохранительный клапан перед горелочными устройствами);

- Существующая система автоматики регулирования в котельной на котлах ПТВМ - 30М выполненная на базе регуляторов Р-25 (выпуска 80-х годов) физически и морально устарела, находится в нерабочем состоянии. Существующая система автоматики безопасности также физически и морально устарела, дает сбои в работе;

- Высокая степень физического износа теплотехнического оборудования ЦТП № 10,11,18,20,3,7,67,33,23. Установленные в большинстве ЦТП кожухотрубчатые водоводяные теплообменники имеют физический износ более 70%, не отвечают современным требованиям по энергосбережению и энергоэффективности, имеют значительное снижение эффективности теплопередачи в следствии их длительного срока эксплуатации (более – 20 лет);

- Высокий процент износа распределительных тепловых сетей ГВС от ЦТП до жилых домов и объектов СКБ. На приготовление горячей воды во всех ЦТП используется водопроводная вода ОАО «Ярославльводоканал». Химводоподготовки и деаэрации в ЦТП проектом не предусмотрено. Вследствие этого полученная горячая вода вызывает интенсивную коррозию и накипеобразование как в теплообменниках ЦТП, так и во всех трубопроводах ГВС;

- Установленные узлы учета электроэнергии на котельную и ЦТП отработали нормативный срок и подлежат замене, так как не обеспечивают необходимые режимы учета потребления электроэнергии;

- Отсутствие приборного учета теплоэнергии и системы централизованного мониторинга работы оборудования ЦТП. Во всех 11-ти ЦТП отсутствует постоянный дежурный персонал.

Тариф на тепловую энергию в динамике за 2009 - 2012 г.г., представлен в таблице №3.3:

Таблица №3.3

(руб., без НДС)

	2009 г.	2010 г.	Рост в %	2011 г.	Рост в %	2012 г.	Рост в %
Тариф за 1 Гкал тепловой энергии	745,27	835,45	12	950,25	13,7	997,23*	4,9
Топливная составляющая, %	46,78	52,55	12	53,39	1,6	53,94	1

Предприятию на 2012 г. утвержден средний по году тариф на тепловую энергию в размере 997,23 руб. за 1 Гкал, что составило 4,94 % роста тарифа по сравнению с 2011 г.

Как видно из таблицы рост тарифа на услуги теплоснабжения в 2012 г. по сравнению с 2009 г. составил для потребителей услуг теплоснабжения 33,8%.

При этом процент суммы расходов на текущий и капитальный ремонт объектов теплоснабжения в общей сумме расходов, включенных в тариф, вырос в 2012 году только на 54,3% в сравнении с 2009 г.

Рост тарифа в основном осуществляется за счет топливной составляющей.

* В связи с установлением на 2012 г. тарифов с календарной разбивкой указан средний расчетный тариф на 2012 г.

Таблица №3.4

Показатели	Единица измерения	2009 год		2010 год		2011 год		2012 год
		План	Факт	План	Факт	План	Факт	План
Текущий и капитальный ремонт в составе тарифа на тепловую энергию	тыс. руб.	8680	7948	14680	14614	15634	10339	15965*

За период с 2009 по 2012 г.г. план текущего и капитального ремонта на эксплуатируемых объектах системы теплоснабжения ООО «АДС» выполнен предприятием на 106% в 2009 г., на 96% в 2010 г. и на 70% в 2011 г.

Таблица №3.5

Показатели	Единица измерения	2009 год	2010 год	2011 год
<i>Текущий и капитальный ремонт</i>				
План по фактической выработке	тыс. руб.	7517	15152	14756
Факт	тыс. руб.	7948	14614	10339
% выполнения	%	106	96	70

Из таблицы №3.5 видно, что в 2011 году из-за недостатка оборотных средств Предприятием было израсходовано на текущий и капитальный ремонт на 30% меньше, чем было запланировано использовать за счет действующего тарифа на теплоснабжение. Реализация мероприятий инвестиционной программы по модернизации котельной, ЦТП и тепловых сетей ГВС позволит сократить расходы на ремонт тепловых сетей ГВС и оплату энергоресурсов в будущем.

Утвержденные для Предприятия в тарифе на услуги теплоснабжения прибыльные составляющие в динамике за 2010-2012 г. г. представлены в таблице №3.6:

Таблица №3.6

(руб., без НДС)						
	2009 г.	2010 г.	2011 г.	Рост в %	2012 г.	Рост в %
Прибыльная составляющая в тарифе на теплоснабжение, в том числе:						
на капитальные вложения	20821	4807	2470	-49	2523**	2
	15324	0	0	0	0	0

Как видно из таблицы №3.6 снижение величины прибыльной составляющей в тарифе на услуги теплоснабжения в 2012 г. по сравнению с 2009 г. составило 88%. При этом сумма расходов на капитальные вложения за счет прибыльной составляющей в тарифе снизилась с 74% в 2009 г. до 0% в 2012 г.

Таким образом, в 2010, 2011 и 2012 годах за счет действующего тарифа на теплоснабжение

* В связи с установлением на 2012 г. тарифов с календарной разбивкой указана средняя расчетная сумма расходов на ремонт в 2012 г.

** В связи с установлением на 2012 г. тарифов с календарной разбивкой указана средняя расчетная сумма прибыли в тарифе на 2012 г.

Предприятию не обеспечено финансирование мероприятий по развитию системы теплоснабжения вообще.

Выводы:

Система теплоснабжения ООО «АДС» в настоящее время характеризуется следующими негативными технико-экономическими показателями:

- нарастающий износ, моральное и физическое старение основных производственных фондов в результате длительной эксплуатации объектов основных средств (в связи с тем, что денежные средства на капитальный ремонт и реконструкцию объектов теплоснабжения не выделялись в достаточном объеме, средний износ основных средств к началу 2012 года составит около 60%);

- недостаточность оборотных средств на проведение текущего и капитального ремонта не позволяет развивать инженерную инфраструктуру системы теплоснабжения, требующую значительных капитальных затрат для обеспечения потребителей качественными услугами теплоснабжения и ГВС;

- снижение, а с 2010 года отсутствие финансирования мероприятий по модернизации, реконструкции и техническому перевооружению объектов системы теплоснабжения за счет прибыльной составляющей в утвержденных тарифах на услуги теплоснабжения;

- недостаточность средств на проведение мероприятий по энергосбережению.

Данная ситуация требует принятия неотложных мер по решению вышеуказанных проблем в системе теплоснабжения и обеспечению надлежащего качества услуг отопления и ГВС.

Инвестиционная программа ориентирована на модернизацию и техническое перевооружение объектов системы теплоснабжения.

Принятие инвестиционной программы позволит решить вышеуказанные проблемы.

Поэтому для кардинального улучшения эффективности функционирования системы теплоснабжения, улучшения обеспечения существующих потребителей бесперебойными и надежными услугами, а также в будущем снижения себестоимости разработана настоящая инвестиционная программа по развитию системы теплоснабжения на период 2013 – 2016 гг. по частичной реконструкции, модернизации и техническому перевооружению котельной, центральных тепловых пунктов и тепловых сетей ГВС.

4. Цели и задачи Программы.

4.1 Основные цели Программы

- обеспечение бесперебойными и качественными услугами по отоплению и горячему водоснабжению;
- обеспечение рационального использования энергетических ресурсов в организации за счет реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

4.2 Задачи Программы

Для достижения поставленных целей в ходе реализации Программы необходимо решить следующие основные задачи:

- Приведение водогрейной части котельной в соответствии с требованиями действующей НТД;
- улучшение качества оказания услуг, повышение стабильности и надежности системы теплоснабжения за счет модернизации ЦТП и тепловых сетей ГВС;
- реализация мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;
- оснащение приборами учета используемых энергетических ресурсов;
- повышение эффективности системы топливоснабжения;
- повышение эффективности системы электроснабжения;
- повышение эффективности системы ГВС.

5. Сроки и этапы реализации Программы.

Программа рассчитана на период 2013 – 2016 гг. Реализация Программы осуществляется в 3 этапа.

На первом этапе (2013 – 2014 гг.) основными мероприятиями в области энергосбережения, повышения надежности и энергетической эффективности должны быть:

- модернизация приборного учета электроэнергии в котельной и ЦТП;
- установка приборов учета тепловой энергии на входе и выходе в ЦТП, устройство системы мониторинга и контроля за работой оборудования;
- замена водоводяных кожухотрубных подогревателей горячей воды на пластинчатые теплообменники в ЦТП № 23, 10, 67,39 с устройством приборного учета и системы мониторинга;
- переход на пластиковые трубы типа Изопрофлекс А и при необходимости на бесканальный вариант прокладки тепловых сетей ГВС в с применением тепловой изоляции ППУ в полиэтиленовой оболочке;
- проведение автоматизации процессов горения, пуско-наладочные и режимно-наладочные испытания водогрейного котла ПТВМ 30М ст. № 3 с установкой преобразователей частоты на электропривода вентиляторов и дымососа.

На втором этапе (2014 – 2015 гг.) основными мероприятиями в области энергосбережения повышения надежности и энергетической эффективности должны быть:

- установка приборов учета тепловой энергии на входе и выходе в ЦТП, устройство системы мониторинга и контроля за работой оборудования;
- замена водоводяных кожухотрубных подогревателей горячей воды на пластинчатые теплообменники в ЦТП № 7,11,20 с устройством приборного учета и системы мониторинга;
- замена изношенной тепловой изоляции из минваты на скорлупу ППУ в оцинкованной оболочке при надземном способе прокладки теплотрасс отопления;
- переход на пластиковые трубы типа Изопрофлекс А и при необходимости на бесканальный вариант прокладки тепловых сетей ГВС в с применением тепловой изоляции ППУ в полиэтиленовой оболочке;
- ремонт дымоходов водогрейной котельной в части их утепления и устранения присосов;
- проведение автоматизации процессов горения, пуско-наладочные и режимно-наладочные испытания водогрейного котла ПТВМ 30М ст. № 2 с установкой преобразователей частоты на привода вентиляторов и дымососа.
- замена труб конвективной части котла ПТВМ 30М ст. № 2.

На третьем этапе (2015 – 2016 гг.) основными мероприятиями в области энергосбережения повышения надежности и энергетической эффективности должны быть:

- установка приборов учета тепловой энергии на входе и выходе в ЦТП, устройство системы мониторинга и контроля за работой оборудования;

- замена водоводяных кожухотрубных подогревателей горячей воды на пластинчатые теплообменники в ЦТП № 3,33,18 с устройством приборного учета и системы мониторинга;
- ремонт дымоходов паровой котельной в части их утепления и устранения присосов;
- замена изношенной тепловой изоляции из минваты на скорлупу ППУ в оцинкованной оболочке при надземном способе прокладки теплотрасс;
- переход на пластиковые трубы типа Изопрофлекс А и при необходимости на бесканальный вариант прокладки тепловых сетей ГВС в с применением тепловой изоляции ППУ в полиэтиленовой оболочке;
- проведение автоматизации процессов горения, пуско-наладочные и режимно-наладочные испытания водогрейного котла ПТВМ 30М ст. № 1 с установкой преобразователей частоты на привода вентиляторов и дымососа с разработкой таблиц распределения нагрузок между параллельно работающими котлами;
- замена труб конвективной части котла ПТВМ 30М ст. № 1.

Программа и сроки ее реализации могут быть пересмотрены по предложению ООО «АДС» в соответствии с действующим законодательством в случае необходимости увеличения расходов или сроков реализации мероприятий.

6. Целевые показатели

Перечень целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности для мониторинга реализации программных мероприятий приведен в Таблице № 6.1.

Таблица №6.1

ПЕРЕЧЕНЬ**целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности для мониторинга
реализации программных мероприятий**

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Значения целевых показателей по годам по отношению к 2011 году				
			Значение достигаемого показателя	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7	8
	I. Целевые показатели в области повышения надежности системы теплоснабжения						
1	Снижение числа аварий на сетях ГВС (в год)	шт.	12	70	52	35	12
2	Снижение времени выявления и ликвидации неисправностей оборудования ЦТП	час.	0,5	3	2,5	1,5	0,5
	II. Целевые показатели в области повышения качества системы теплоснабжения						
1	Снижение числа отрицательных анализов ухудшения качества ГВС (в год по всем ЦТП).	шт.	0	20	12	6	0
2	Количество часов (суммарно за календарный год) отклонения от нормативной температуры воздуха по вине регулируемой организации в жилых и нежилых отапливаемых помещениях	Час.	0	12	6	4	0
	III. Целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, отражающие экономию по отдельным видам энергетических ресурсов						

1	2	3	4	5	6	7	8
1	Экономия электрической энергии:						
1.1	в натуральном выражении	тыс. кВт·ч	337	0	182	277	337
2	Экономия воды:						
2.1	в натуральном выражении	тыс. м ³	40	0	0	14	40
3	Экономия природного газа:						
3.1	в натуральном выражении	тыс. м ³	1450	0	430	650	1450
	IV. Целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности регулируемых организаций, осуществляющих производство, передачу и сбыт тепловой энергии						
1	Снижение удельного расхода условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	3,57	0	1,06	1,41	3,57
2	Снижение удельной нормы расхода электроэнергии на выработку тепловой энергии	кВт.ч./Гкал	20,8	22,5	21,58	21,1	20,8
3	Снижение потерь тепловой энергии в сетях	%	6	0	1,5	2,2	5
4	Доля сооружений (зданий), оборудованных приборами учёта электроэнергии, воды, тепла, в которых расчёты за энергоресурсы осуществляет регулируемая организация	%	100	40	60	80	100

7. Мероприятия по модернизации, энергосбережению и повышению энергетической эффективности системы коммунальной инфраструктуры

Программа состоит из пяти разделов, отражающих следующие актуальные направления энергосбережения и повышения надежности, безопасности и энергетической эффективности в организации в соответствии с задачами Программы.

Для реализации инвестиционной программы предполагается до конца 2016 года выполнить все нижеуказанные мероприятия.

ООО «АДС» выполнен расчет финансовых потребностей, необходимых для реализации указанных мероприятий, с учетом этапов строительства и сезонности выполнения работ с разбивкой необходимых инвестиций по годам реализации инвестиционной программы.

Объем инвестиций определен по каждому мероприятию на основе предварительных расчетов и смет, коммерческих предложений, стоимости оборудования и материалов заводов изготовителей в ценах января 2012 года. Объем СМР в сметах по модернизации и техническому перевооружению котельной, ЦТП и тепловых сетей определен на основе результатов предварительной проработки и проектных данных.

Реализация основных мероприятий, связанных с необходимыми отключениями, ограничениями будет проходить в основном в межотопительный период.

Перечень мероприятий с разбивкой по годам и кварталам реализации и указанием финансовых потребностей приведен в Приложении №1.

7.1 Обоснование необходимости проведения мероприятий, их описание и оценка экономического эффекта:

Раздел № 1. Оснащение приборами учета используемых энергетических ресурсов

Мероприятие №1. *Модернизация приборов учета электрической энергии потребляемой котельной.*

Электроснабжение котельной осуществляется от электросетей 6-10 кВ ОАО «ЯСЗ» по пяти кабельным линиям, проложенным к трансформаторным подстанциям КТП № 17 (тр-р № 1 и тр-р № 2) водогрейная котельная, ТП № 8 (тр-р № 1) паровая котельная, ТП № 12 (тр-р № 1 и тр-р № 2) мазутное хозяйство. Расчеты за электроэнергию по котельной соответственно осуществляются по пяти точкам учета. Программой предусмотрено сократить количество точек учета по котельной до трех путем вывода из работы трансформаторной подстанции ТП № 12 по причине низкой загрузки силовых трансформаторов (менее 10 %). Для этого предполагается выполнить устройство кабельной перемычки по 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ КТП № 17 до РУ 0,4 ТП № 12 общей длиной 450 п.м., сечением кабеля 3х95+1х50 мм.кв. Выполнение данного мероприятия позволит вывести из работы силовой трансформатор ТП № 12 типа ТМ - 250 и сократить число точек коммерческого учета электроэнергии до 3-х. По оставшимся точкам учета совместно с ОАО «ЯСЗ» планируется

выполнить устройство системы АСКУЭ для перехода на почасовую оплату электроэнергии.

Экономический эффект от данного мероприятия оценивается:

- в сокращении потерь холостого хода трансформатора около 35 кВт.ч./сутки x 365 дней = **12775** кВт.ч./год на сумму 12775 x 4,2289=54024,2 руб./год;

- в уменьшении платы за электроэнергию. В настоящее время ООО «АДС» производит оплату потребляемой электроэнергии по одноставочному тарифу на уровне напряжения СН-2. При переходе на почасовую оплату произойдет уменьшение тарифа на потребляемую электроэнергию по предварительным оценкам режимов потребления и часовых тарифов на - 10 % на общую сумму около 1 600 000 руб./год.

Ориентировочный объем финансовых затрат на мероприятие, включая затраты на монтаж, составляет 1 000 000 рублей:

- проект – 50 000 руб.;
- монтаж, наладка системы АСКУЭ- 450 000 руб.;
- монтаж кабельной перемычки 0,4 кВ – 450 п.м. – 500 000 руб.

Для создания расчетной модели приняты следующие условия:

– срок внедрения мероприятия 2013 год;

– годовая экономия электроэнергии составляет **1 654 000** руб. В последующие годы объемы потребления не изменяются.

- прогнозная стоимость 1 кВт.ч. в 2013 году составляет 4,2289 руб.;
- ежегодный коэффициент инфляции принят равным 5%;
- ставка рефинансирования (учетная ставка) принята равной 8%;
- объем вовлекаемых инвестиций составляет **1 000 000** руб.;
- период действия энергосберегающего мероприятия 10 лет;
- началом расчетного периода принято 01.01.2013.

В данной расчетной модели не учтены:

- изменения налоговой базы и суммы налогов;
- изменение ставки рефинансирования.

В результате расчета получены следующие показатели, представленные в таблице №7.1.1.

Таблица №7.1.1

Интегральные показатели эффективности внедрения мероприятия по установке контрольно-измерительных приборов учета электроэнергии на котельную

Показатель	Значение показателя
Срок эксплуатации энергосберегающего мероприятия	10 лет
Объем вовлекаемых инвестиций	1 000 000 руб.
Ставка дисконтирования	7,85 %
Чистый приведенный доход за период эксплуатации	10 711 000 руб.
Дисконтированный период окупаемости	9 мес.

Мероприятие №2. Модернизация приборов учета электрической энергии на ЦТП.

Приборы учета электроэнергии потребляемой в ЦТП № 10,11,18,20,3,7,67,33,23,39 установлены не на границе балансовой принадлежности между ООО «АДС» и ОАО «ЯГЭС». Граница ответственности проходит в РУ 0,4 кВ ОАО «ЯГЭС». Ежемесячно ОАО «ЯСК» производит доначисление 2-х % потерь в КЛ 0,4 кВ к потреблению электроэнергии по всем ЦТП. Для исключения данного факта предполагается установить все приборы учета электроэнергии по ЦТП на границе ответственности. Кроме этого в ЦТП № 11,10,18,3,7,67,23,39 у электросчетчиков в 2013 году заканчивается государственная поверка и они требуют замены на новые электронные.

Экономический эффект оценивается в размере 2 % от годового потребления электроэнергии по ЦТП и составляет $720\ 000\ \text{кВт.ч.} \times 0,02 = 14400\ \text{кВт.ч./год}$ на общую сумму $14400 \times 4,2289 = 60896,16$ руб.

Ориентировочный объем финансовых затрат на мероприятие, включая затраты на монтаж, составляет 300 000 рублей:

- приобретение электросчетчиков, трансформаторов тока, монтаж, сдача приборов учета ОАО «ЯГЭС» 13 шт. - 300 000 руб.;

Для создания расчетной модели приняты следующие условия:

- срок внедрения мероприятия 2013 год;
- годовая экономия электроэнергии составляет **60 896** руб. В последующие годы объемы потребления не изменяются.
- прогнозная стоимость 1 кВт.ч. в 2013 году составляет 4,2289 руб.;
- ежегодный коэффициент инфляции принят равным 5%;
- ставка рефинансирования (учетная ставка) принята равной 8%;
- объем вовлекаемых инвестиций составляет **300 000** руб.;
- период действия энергосберегающего мероприятия 10 лет;
- началом расчетного периода принято 01.01.2013.

В данной расчетной модели не учтены:

- изменения налоговой базы и суммы налогов;
- изменение ставки рефинансирования.

В результате расчета получены следующие показатели, представленные в таблице №7.1.2.

Таблица №7.1.2

Интегральные показатели эффективности внедрения мероприятия по установке контрольно-измерительных приборов учета электроэнергии в ЦТП

Показатель	Значение показателя
Срок эксплуатации энергосберегающего мероприятия	10 лет
Объем вовлекаемых инвестиций	300 000 руб.
Ставка дисконтирования	7,85 %
Чистый приведенный доход за период эксплуатации	272 000 руб.
Дисконтированный период окупаемости	45 мес.

Мероприятие №3. *Установка приборов учета теплоэнергии и устройство системы мониторинга работы оборудования ЦТП.*

В ЦТП № 10,11,18,20,3,7,67,33,23 отсутствует учет тепловой энергии на входе и выходе из ЦТП, отсутствует система мониторинга работы оборудования и контроля параметров на входе выходе ЦТП. При отсутствии приборов учета и системы мониторинга, соответственно, отсутствует и диспетчерский контроль над работой оборудования ЦТП. Во всех 11-ти ЦТП отсутствует постоянный дежурный персонал.

Учёт тепловой энергии позволяет создать основу для внедрения энергосберегающих мероприятий и энергоэффективных технологий на ЦТП.

Согласно ст. 11 Федерального закона №261 «Об энергосбережении», «...весь объём добываемых, производимых, перерабатываемых, транспортируемых, хранимых и потребляемых энергетических ресурсов с 2000 года подлежит обязательному учёту».

Для выполнения требований действующего законодательства (Федеральных законов №190-ФЗ «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г. и №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 г.) и повышения эффективности работы основного и вспомогательного оборудования ЦТП, рекомендуется:

- установить приборы учета потребляемой тепловой энергии на входе в ЦТП № 10,11,18,20,3,7,67,33,23.
- установить приборы учета отпускаемой от ЦТП 10,11,18,20,3,7,67,33,23 тепловой энергии на отопление и ГВС;
- приобретение портативного переносного расходомера с целью постоянного контроля расходов сетевой воды на тепловых сетях;

Установка данного объема средств измерений на ЦТП позволит обеспечить контроль над работой, техническим состоянием основного оборудования ЦТП и тепловых сетей, режимами их работы.

Для измерения теплоты, расходов, температур, давлений и разрежений применяются приборы, отвечающие пределам измерения параметров работы оборудования и установленному классу точности в соответствии с государственными стандартами.

При выполнении данного мероприятия повысится надежность теплоснабжения в части своевременного выявления и устранения неисправностей в работе оборудования в ЦТП, уменьшения времени простоя насосов и соответственно прекращения услуг по отоплению и ГВС. Наличие приборов учета позволит вести объективный контроль над работой систем отопления и ГВС жилых домов подключенных ЦТП. Своевременно выявлять отклонения от нормального режима работы, выявлять наличие утечек в системе отопления и ГВС.

Оснащение тепловых энергоустановок средствами измерений, обеспечивает сокращение затрат топлива на компенсацию потерь теплоты, обусловленных утечками и сверхнормативными потерями.

Ориентировочный объем финансовых затрат на мероприятие, включая затраты на монтаж, составляет 5 640 000 рублей:

- счетчики тепловой энергии 27 шт. – 2 250 000 руб.;
- монтаж узлов учета 27 шт.- 1 350 000 руб.
- устройство системы мониторинга 12 шт. – 2 040 000 руб.;

Проведение данных мероприятий позволит экономить, по статистическим данным, минимум 0,5 % потребляемого топлива для котельных мощностью до 150 Гкал/час, что составляет 137,99 тыс. м³ газа или **567 377,62** руб./год (без НДС, цена природного газа в 2013 году принята равной 4111,73 руб./ тыс. м³).

Для создания расчетной модели приняты следующие условия:

- срок внедрения мероприятия поэтапно с 2013 по 2016 годы;
- годовая экономия газа составляет **137,99** тыс. м³. В последующие годы объемы потребления газа не изменяются.
- стоимость 1 тыс. м³ газа в 2013 году составляет 4111,73 руб. (с учетом ежегодного прироста стоимости газа);
- ежегодный коэффициент инфляции принят равным 5%;
- ставка рефинансирования (учетная ставка) принята равной 8%;
- объем вовлекаемых инвестиций составляет **5 640 000** руб.;
- период действия энергосберегающего мероприятия 10 лет;
- началом расчетного периода принято 01.01.2013.

В данной расчетной модели не учтены:

- изменения налоговой базы и суммы налогов;
- изменение ставки рефинансирования.

В результате расчета получены следующие показатели, представленные в таблице №7.1.3.

Таблица №7.1.3

Интегральные показатели эффективности внедрения мероприятия по установке приборов учета теплоэнергии в ЦТП

Показатель	Значение показателя
Срок эксплуатации энергосберегающего мероприятия	10 лет
Объем вовлекаемых инвестиций	5 640 000 руб.
Ставка дисконтирования	7,85 %
Чистый приведенный доход за период эксплуатации	1 825 000 руб.
Дисконтированный период окупаемости	77 мес.

Раздел № 2. Повышение надежности и эффективности системы теплоснабжения

Мероприятие №1. Модернизация теплообменного оборудования ЦТП.

Высокая степень физического износа теплотехнического оборудования ЦТП № 39,23,10,67,7,11,20,18,33,3. Установленные в большинстве ЦТП кожухотрубчатые водоводяные теплообменники имеют физический износ более 70%, не отвечают современным требованиям по энергосбережению и энергоэффективности, имеют значительное снижение эффективности теплопередачи вследствие их длительного срока эксплуатации (более 20 лет), интенсивного накипеобразования по нагреваемой среде в процессе эксплуатации, требуют ежегодных чисток. Площадь поверхности теплообмена на некоторых водонагревателях снижена более чем на 25 % по причине невозможности ремонта отдельных «заглушенных» трубок теплообменников, которые вышли из строя. В последнее время увеличилось число отключений ГВС в ЦТП, связанных с поиском и «отглушением» неисправных трубок теплообменников.

Замена кожухотрубчатых теплообменников на пластинчатые обеспечит повышение эффективности теплообмена, уменьшит потери тепловой энергии внутри зданий ЦТП, уменьшит расход сетевой воды на нагрев ГВС, уменьшит потери тепловой энергии в обратном трубопроводе за счет снижения температуры.

Ориентировочный объем финансовых затрат на мероприятие, включая затраты на монтаж, составляет 8 890 000 рублей:

- приобретение пластинчатых теплообменников 18 шт. (в среднем 225 тыс. руб./шт.) – 4050 тыс. руб.;
- монтаж теплообменников с обвязкой трубопроводов и заменой заторной арматуры 18 шт. - 4000 тыс. руб.
- демонтаж старого оборудования – 840 тыс. руб.;

Экономический эффект оценивается в размере не менее 10% от годового потребления теплотенергии на ГВС по ЦТП: $35000 \text{ Гкал} \times 0,1 = 3500 \text{ Гкал/год}$, что соответствует экономии топлива 546 т.у.т. или 479 тыс.м.куб. газа на сумму $479 \times 4111,73 = 1\,969\,302,2$ руб.

Для создания расчетной модели приняты следующие условия:

- срок внедрения мероприятия поэтапно с 2013 по 2016 годы;
- годовая экономия газа составляет 479 тыс. м³. В последующие годы объемы потребления газа не изменяются.
- прогнозная стоимость 1 тыс. м³ газа в 2013 году составляет 4111,73 руб. (с учетом ежегодного прироста стоимости газа);
- ежегодный коэффициент инфляции принят равным 5%;
- ставка рефинансирования (учетная ставка) принята равной 8%;
- объем вовлекаемых инвестиций составляет **8 890 000** руб.;
- период действия энергосберегающего мероприятия 10 лет;
- началом расчетного периода принято 01.01.2013.

В данной расчетной модели не учтены:

- изменения налоговой базы и суммы налогов;
- изменение ставки рефинансирования.

В результате расчета получены следующие показатели, представленные в таблице №7.2.1

Таблица №7.2.1

Интегральные показатели эффективности внедрения мероприятия по модернизации теплообменного оборудования ЦТП

Показатель	Значение показателя
Срок эксплуатации энергосберегающего мероприятия	10 лет
Объем вовлекаемых инвестиций	8 890 000руб.
Ставка дисконтирования	7,85 %
Чистый приведенный доход за период эксплуатации	10 929 000 руб.
Дисконтированный период окупаемости	41 мес.

Мероприятие №2. Модернизация тепловой изоляции.

Тепловая изоляция трубопроводов, арматуры во многих местах нарушена или отсутствует и требует замены. Высокая степень физического износа тепловой изоляции из минваты и вандализм при надземном способе прокладке тепловых сетей требует ее замены на новую тепловую изоляцию из скорлупы ППУ в оцинкованной оболочке в антивандальном исполнении. Данным пунктом программы предполагается выполнить замену тепловой изоляции на отдельных участках где не планируется в период до 2020 года проводить работ по замене трубопроводов или их модернизации. Перечень участков с расчетом потерь приведен в приложении № 2.

Тепловые потери на погонный метр неизолированных черных труб диаметром от 17 до 406 мм при естественной конвекции и превышении температуры поверхности труб относительно температуры окружающей среды на 100 °С составляют от 119 до 1645 ккал/ч/пм.

Затраты на проведение данных мероприятий ориентировочно составляют: 3 200 000 руб.

Для создания расчетной модели приняты следующие условия:

- срок внедрения мероприятия – 2015 - 2016год;
- годовая экономия составляет - 898 Гкал/год, что в соответствии экономии топлива 124 тыс.м.куб. газа на сумму $124 \times 4111,73 = 509\ 854,5$ руб. В последующие годы объемы потребления газа не изменяются.

- прогнозная стоимость 1 тыс. м³ газа в 2013 году составляет 4111,73 руб. (с учетом ежегодного прироста стоимости газа);
- ежегодный коэффициент инфляции принят равным 5%;
- ставка рефинансирования (учетная ставка) принята равной 8%;
- объем вовлекаемых инвестиций составляет **3 200 000** руб.;
- период действия энергосберегающего мероприятия 10 лет;
- началом расчетного периода принято 01.01.2013 г.

В данной расчетной модели не учтены:

- изменения налоговой базы и суммы налогов;

– изменение ставки рефинансирования.

В результате расчета получены следующие показатели, представленные в таблице №7.2.2.

Таблица №7.2.2

Интегральные показатели эффективности внедрения мероприятия по модернизации тепловой изоляции трубопроводов

Показатель	Значение показателя
Срок эксплуатации энергосберегающего мероприятия	10 лет
Объем вовлекаемых инвестиций	3 200 000 руб.
Ставка дисконтирования	7,85%
Чистый приведенный доход за период эксплуатации	-256 000 руб.
Дисконтированный период окупаемости	134 мес.

Раздел № 3. Повышение эффективности системы использования электроэнергии.

Мероприятие №1. Установка частотных преобразователей на электроприводы вентиляторов и дымососов водогрейных котлов ПТВМ -30М ст. № 1,2,3.

Установка необходима для выполнения работ по модернизации автоматики регулирования и безопасности процессов горения, и позволит обеспечить экономию электроэнергии на котельной. Обоснование и расчеты приведены в приложении № 2.

Экономический эффект оценивается в размере 310 493 кВт.ч./год, на сумму $310\,493 \times 4,2289 = 1\,313\,044$ руб./год.

Затраты на проведение данных мероприятий ориентировочно составляют: 4 263 000 руб.:

- приобретение шкафов управления с преобразователями частоты 6 шт. – 1 221 000 руб. на один котел;

- монтаж теплообменников шкафов с прокладкой новых силовых кабелей - 200 000 руб. на один котел;

Для создания расчетной модели приняты следующие условия:

– срок внедрения мероприятия – 2013 - 2015 год по 1 котлу в год;

– годовая экономия составляет - 310 493 кВт.ч./год, на общую сумму $310\,493 \times 4,2289 = 1\,313\,044$ руб./год. В последующие годы объемы потребления не изменяются.

– стоимость 1 кВт.ч электроэнергии в 2013 году составляет 4,2289 руб./кВт.ч.;

– ежегодный коэффициент инфляции принят равным 5%;

– ставка рефинансирования (учетная ставка) принята равной 8%;

– объем вовлекаемых инвестиций составляет **4 263 000** руб.;

– период действия энергосберегающего мероприятия 10 лет;

– началом расчетного периода принято 01.01.2014г.

В данной расчетной модели не учтены:

– изменения налоговой базы и суммы налогов;

– изменение ставки рефинансирования.

В результате расчета получены следующие показатели, представленные в таблице №7.3.1.

Таблица №7.3.1

Интегральные показатели эффективности внедрения мероприятия по установке частотных преобразователей

Показатель	Значение показателя
Срок эксплуатации энергосберегающего мероприятия	10 лет
Объем вовлекаемых инвестиций	4 263 000 руб.
Ставка дисконтирования	7,85 %
Чистый приведенный доход за период эксплуатации	8 087 руб.
Дисконтированный период окупаемости	27 мес.

Раздел № 4. Повышение надежности и эффективности систем водоснабжения.

Мероприятие №1. Модернизация тепловых сетей ГВС.

Процент износа распределительных тепловых сетей ГВС от ЦТП до жилых домов и объектов СКБ очень высок. На приготовление горячей воды во всех ЦТП используется водопроводная вода ОАО «Ярославльводоканал». Химводоподготовки и деаэрации в ЦТП проектом не предусмотрено. Вследствие этого полученная горячая вода вызывает интенсивную коррозию и накипеобразование как в теплообменниках ЦТП, так и во всех трубопроводах ГВС. Применение для тепловых сетей ГВС стальных оцинкованных труб не эффективно. Как показал опыт эксплуатации и замены старых 2-х трубных тепловых сетей ГВС с постоянной циркуляцией горячей воды и построенных новых тепловых сетей ГВС в 2003-2005 году, по истечении 8-9 лет работы стальных оцинкованных труб, проложенных от ЦТП до жилых домов, приходят в полную негодность и требуют 100 % замены. Причинами ограниченного срока службы тепловых сетей ГВС из стальных оцинкованных труб являются низкое качество и тонкий слой цинкового покрытия трубопроводов, отсутствие химводоподготовки в ЦТП.

Суммарная протяженность тепловых сетей горячего водоснабжения составляет всего – 14152 п.м. (прямая – 7 817 п.м, обратная – 6 335 п.м.), из них около 6 839 п.м. потребует замены в период 2013-2015 годы как отработавшие срок службы более 10 лет и непригодные для дальнейшей эксплуатации из-за ветхого состояния и большого количества аварийных дефектов трубопроводов, которое имеет тенденцию к росту (см. таблицу №7.4.1). Большое количество дефектов приводит к постоянным утечкам на тепловых сетях ГВС. Фактическая величина утечек горячей воды за 2011 год равна 69 924 м.куб., что составляет 9,8% от общего объема отпущенной потребителям горячей воды.

Таблица №7.4.1.

Год	2009	2010	2011
Количество выявленных и устраненных дефектов на тепловых сетях ГВС, шт.	27	39	74
Величина утечки горячей воды в год, м.куб.	26 762	42 938	69 924

Перечень участков тепловых сетей ГВС требующих замены приведен в приложение № 2 . Для решения выше указанных проблем Программой предусмотрена замены ветхих тепловых сетей ГВС из стальных оцинкованных труб с тепловой изоляцией из минваты на гибкие пластиковые трубопроводы из шитого полиэтилена типа Изопрофлекс А с тепловой изоляцией ППУ в полиэтиленовой оболочке. Применение пластиковых труб позволит продлить срок службы трубопроводов ГВС в разы, снизить величину утечек ГВС и тепловых потерь в сетях ГВС.

Экономический эффект оценивается в размере 40 000 м.куб. горячей воды в год, на общую сумму $40\,000 \times 78,77 = 3\,150\,800$ руб. в год.

Затраты на проведение данных мероприятий ориентировочно составляют: 37 800 000 руб.:

- приобретение трубопроводов типа Изопрофлекс А – 24 111 142 руб.;
- прокладка трубопроводов ГВС с демонтажем старых и восстановлением нарушенного благоустройства – 13 698 932 руб.;

Для создания расчетной модели приняты следующие условия:

- срок внедрения мероприятия – 2014 – 2016 год по этапам в год;
- годовая экономия составляет - 40000 м.куб./год, на сумму **3 150 800** руб./год. В последующие годы объемы потребления не изменяются.

- прогнозная стоимость 1 куб.м горячей воды в 2013 году составляет 78,77 руб./м.куб.;
- ежегодный коэффициент инфляции принят равным 5%;
- ставка рефинансирования (учетная ставка) принята равной 7,85%;
- объем вовлекаемых инвестиций составляет **37 800 000** руб.;
- период действия энергосберегающего мероприятия 10 лет;
- началом расчетного периода принято 01.01.2013 г.

В данной расчетной модели не учтены:

- изменения налоговой базы и суммы налогов;
- изменение ставки рефинансирования.

В результате расчета получены следующие показатели, представленные в таблице № 7.4.2.

Таблица №7.4.2

Интегральные показатели эффективности внедрения мероприятия по модернизации тепловых сетей ГВС

Показатель	Значение показателя
Срок эксплуатации энергосберегающего мероприятия	10 лет
Объем вовлекаемых инвестиций	37 800 000 руб.
Ставка дисконтирования	7,85 %
Чистый приведенный доход за период эксплуатации	-17 562 000 руб.
Дисконтированный период окупаемости	546 мес.

Раздел № 5. Повышение надежности работы котельной и эффективности использования природного газа.

Мероприятие №1. *Модернизация автоматики регулирования и безопасности процессов горения водогрейных котлов.*

В мероприятии предусмотрено проведение автоматизации процессов горения, пуско-наладочные и режимно-наладочные испытания водогрейных котлоагрегатов с разработкой таблиц распределения нагрузок между параллельно работающими котлоагрегатами.

Модернизация автоматики обусловлена следующими причинами:

- Существующая система автоматики регулирования в котельной на котлах ПТВМ - 30М выполненная на базе регуляторов Р-25 (выпуска 80-х годов) физически и морально устарела, находится в нерабочем состоянии.

- Существующая система автоматики безопасности также физически и морально устарела, дает сбои в работе.

- Комплектность газового оборудования водогрейных котлов ПТВМ - 30М ст. №1, 2, 3 не соответствует требованиям п. 5.9.8 ПБ 12-529-03 (в обвязке котла установлен один предохранительный клапан перед горелочными устройствами).

Отсутствие систем автоматизации не обеспечивает эффективного и оперативного ведение топочных процессов и, как следствие, не представляется возможной экономичная и безопасная эксплуатация котельной установки.

Для устранения выше указанных недостатков предполагается выполнить модернизацию автоматики регулирования и безопасности процессов горения водогрейных котлов. Выполнение данного мероприятия позволит существенно повысить надежность и безопасность работы водогрейных котлов. Установка автоматики регулирования позволит повысить КПД работы котлов за счет исключения человеческого фактора в регулировании процессов горения и соответственно получить экономию по топливу. Экономия топлива при внедрении мероприятий по установке систем автоматизации и наладке режимов работы водогрейных котлоагрегатов, по статистическим данным технической литературы, позволяет сократить затраты на топливо до 15% от объемов его потребления.

Количество потребленного природного газа водогрейными котлами в год составляет 18 455 тыс. м³. При проведении данного энергосберегающего мероприятия, годовая экономия топлива составит минимум 2%, или 369 тыс. м³.

Ориентировочный объем финансовых затрат на мероприятие, согласно коммерческим предложениям, составляет (на один котел, без НДС):

1. Стоимость оборудования составляет (согласно спецификациям коммерческих предложений)– 2 674 400 рублей;

2. Стоимость разработки рабочего проекта автоматизации и газоснабжения – 98 000 рублей;

3. Стоимость монтажа газовых разводок, КИП и автоматики – 891 733 рублей;

4. Стоимость пуско-наладочных и режимно-наладочных работ – 651 281 рублей.

Итого затраты на мероприятие на один котел: 4 315 414 рублей.

Для создания расчетной модели приняты следующие условия:

- срок внедрения мероприятия – по 1 котлу в год начиная с 2013 год;
- планируемый объем потребления топлива в 2013 г. составляет 18 455 тыс. м³. В последующие годы потребление газа не изменяется.
- годовая экономия газа составляет 369 тыс.м³ (2% от планируемого объема потребления топлива водогрейными котлоагрегатами в отопительный период 2013 года);
- стоимость 1 тыс. м³ газа в 2012 году составляет 4111,73 руб. (без НДС, с учетом ежегодного прироста стоимости газа);
- ежегодный коэффициент инфляции принят равным 5%;
- ставка рефинансирования (учетная ставка) принята равной 8%;
- объем вовлекаемых инвестиций составляет **12 946 242 руб.;**
- период действия энергосберегающего мероприятия 10 лет;
- началом расчетного периода принято 01.01.2013 г.

В данной расчетной модели не учтены:

- изменения налоговой базы и суммы налогов;
- изменение ставки рефинансирования.

В результате расчета получены следующие показатели, представленные в таблице №7.5.1.

Таблица №7.5.1

Интегральные показатели эффективности внедрения мероприятия по модернизации автоматике регулирования процессов горения

Показатель	Значение показателя
Срок эксплуатации энергосберегающего мероприятия	10 лет.
Объем вовлекаемых инвестиций	12 946 242 руб.
Ставка дисконтирования	7,85 %
Чистый приведенный доход за период эксплуатации	6 566 000 руб.
Дисконтированный период окупаемости	65 мес.

Мероприятие №2 Модернизация дымоходов и газоходов водогрейной и паровой котельной.

В ходе проводимых экспертиз промышленной безопасности и обследований установлено, что целостность дымоходов и дымовых труб водогрейной и паровой котельных во многих местах нарушена и имеет следующие дефекты:

- частичное разрушение кирпичных стен;
- разовые появления горизонтальных и вертикальных трещин;
- появления мелких сквозных разрушений газоотводящих трактов;
- обвалы участков футеровки.

Наличие данных нарушений приводит к выпадению конденсата из объема отходящих газов, что, в свою очередь, приводит к увлажнению кирпичных стен и при различных перепадах температур

между внутренней и внешней поверхностями – к их постепенному разрушению. Кроме того, нарушается аэродинамический режим движения газов за счет увеличения присосов и уменьшения естественной тяги.

Эксплуатация водогрейной котельной производится при низких коэффициентах использования установленной мощности. В такой ситуации для исключения конденсации отходящих газов в дымовой трубе невозможно прибегать к понижению их температуры на выходе из котлов.

Повышение температуры отходящих газов на каждые 10 °С приводит к потере 0,6% потребляемого топлива. Средняя температура отходящих газов при работе водогрейных котлоагрегатов в отопительный сезон составляет - 180 °С, в то время как температура точки росы в дымовой трубе находится в пределах 60 - 70 °С, а заявленная заводом-изготовителем температура отходящих газов - 150 °С.

Все это в совокупности приводит к неэффективной работе основного оборудования и необходимости перспективного капитального ремонта газоотводящих трактов и дымовых труб.

Проведение мероприятий по восстановлению тепловой изоляции дымоходов позволит экономить минимум 2% потребляемого топлива водогрейными котлами, что составляет 339 тыс. м³ газа или 1 393 876,5 руб./год (без НДС, цена природного газа в 2013 году принята равной 4111,73 руб./ тыс. м³).

Затраты на проведение данных мероприятий ориентировочно составляют: 3 880 000 руб.

Для создания расчетной модели приняты следующие условия:

- срок внедрения мероприятия – 2015 год водогрейная котельная, 2016 год паровая котельная;
- годовая экономия газа составляет 339 тыс. м³. В последующие годы объемы потребления газа не изменяются.
- прогнозная стоимость 1 тыс. м³ газа в 2013 году составляет 4111,73 руб. (с учетом ежегодного прироста стоимости газа);
- ежегодный коэффициент инфляции принят равным 5%;
- ставка рефинансирования (учетная ставка) принята равной 8%;
- объем вовлекаемых инвестиций составляет 3 880 000 руб.;
- период действия энергосберегающего мероприятия 10 лет;
- началом расчетного периода принято 01.01.2013 г.

В данной расчетной модели не учтены:

- изменения налоговой базы и суммы налогов;
- изменение ставки рефинансирования.

В результате расчета получены следующие показатели, представленные в таблице №7.5.2.

*Интегральные показатели эффективности внедрения мероприятия по модернизации
дымоходов и газоходов паровой и водогрейной котельной*

Показатель	Значение показателя
Срок эксплуатации энергосберегающего мероприятия	10 лет
Объем вовлекаемых инвестиций	3 880 000 руб.
Ставка дисконтирования	7,85 %
Чистый приведенный доход за период эксплуатации	8 215 000 руб.
Дисконтированный период окупаемости	29 мес.

Мероприятие № 3 Замена труб конвективной части водогрейных котлов ПТВМ-30М ст. №2, ст.№1

Сведения по установленным водогрейным котлам представлены в таблице №7.5.3:

Таблица №7.5.3

№ п/п	Номер котла	Характеристика котла	Примечание
1	Водогрейный котел ПТВМ-30 ст. №1 Зав. № 62113 Год ввода – 1987	Эксплуатируется постоянно в зимний период с 1987 года, последний кап. ремонт 1998 году – замена конвективной части, в 2000 году замена 24 труб фронтального экрана.	Котел эксплуатируется в период с декабря по февраль для возможности перехода на работу с газа на мазут.
2	Водогрейный котел ПТВМ-30 ст. № 2 Зав. № 62114 Год ввода – 1987	Эксплуатируется постоянно в зимний период с 1987 года, последний кап. ремонт 1994 году – замена конвективной части.	Котел эксплуатируется постоянно в период с октября по апрель в базовой части тепловых нагрузок.
3	Водогрейный котел ПТВМ-30 ст. № 3 Зав. № 5218 Год ввода – 1994	Эксплуатируется постоянно в зимний период с 1994 года, капитальных ремонтов - не было.	Котел эксплуатируется постоянно в период с октября по апрель в базовой части тепловых нагрузок.

Замена труб конвективной части водогрейного котла ПТВМ-30М ст. № 2, экранных труб заднего экрана, задних коллекторов, вводных задвижек Ду 250 с последующим восстановлением обмуровки на общую сумму 3 820 тыс.руб. вызвана физическим износом котла, загрязнением труб конвективной части и как следствие повышенной температурой уходящих дымовых газов до 250-260 °С при номинальной нагрузке и повышенным гидравлическим сопротивлением по сетевой воде. Рабочее разрешенное давление на котле снижено до 16 кгс./см.кв. в связи с утонением стенок верхнего коллектора конвективного экрана.

В отопительный период при температурах наружного воздуха ниже – 5 °С в работе находятся постоянно два водогрейных котла, третий остается в резерве. В случае выхода из строя одного из водогрейных котлов ставится под угрозу надежность теплоснабжения жилого района. Предпосылки выхода из строя котла ПТВМ-30 ст. № 2 имеются.

Необходимость выполнения замены труб котла водогрейного котла ПТВМ-30М ст. № 1, в межотопительный период 2015 года будет вызвана наработкой котла к 2015 году и результатами последних режимно-наладочных испытаний.

Затраты на проведение данного мероприятия ориентировочно составляют: 3 820 000 руб. на один котел. Экономический эффект от данного мероприятия учтен в Мероприятии № 1.

В таблице №7.1 представлен перечень всех предлагаемых программных мероприятий с показателями энергосбережения.

Таблица №7.1

№ п/п	Энергосберегающие мероприятия	Планируемая экономия, тыс. м ³ газа	Планируемая экономия, т.кВт.ч. электроэнергии	Планируемая экономия, м ³ воды	Финансовые затраты, тыс. руб.	Срок окупаемости, мес.	Затратность мероприятия
1	Модернизация приборов учета электрической энергии потребляемой котельной	-	12,8	-	1000	9	Малозатратное
2	Модернизация приборов учета электрической энергии на ЦТП	-	14,4	-	300	45	Малозатратное
3	Установка приборов учета теплоэнергии и устройство системы мониторинга работы оборудования ЦТП.	138	-	-	5640	77	Крупнозатратное
4	Модернизация теплообменного оборудования ЦТП	479	-	-	8890	41	Крупнозатратное
5	Модернизация тепловой изоляции трубопроводов.	124	-	-	3200	134	Среднезатратное
6	Установка ЧП на электродвигатели вентиляторов и дымососов водогрейных котлов.	-	310,5	-	4263	27	Среднезатратное
7	Модернизация тепловых сетей ГВС	-	-	40	37800	546	Крупнозатратное
8	Модернизация автоматики регулирования процессов горения	369	-	-	12945	65	Крупнозатратное
9	Модернизация газоходов и дымоходов, дымовой трубы.	339	-	-	3880	29	Среднезатратное
10	Замена труб конвективной части водогрейных котлов ПТВМ-30М ст.№2, ст.№1	-	-	-	7640	-	Крупнозатратное

8. Объем и источники финансирования

В 2013 - 2016 г.г. общий объем финансирования Программы за счет всех источников составит 85 558 тыс. руб., в том числе:

- за счет амортизации – 41 783 тыс. руб.;
- за инвестиционной составляющей (т.е., за счет увеличения тарифа на тепловую энергию) – 43 775 тыс. руб.;

Таблица №8.1

Источники финансирования [†]	Финансовые затраты на реализацию (тыс. рублей)				
	в том числе				всего
	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	
Всего	12 567	19 728	22 978	20 285	85 558
АМ	7 432	9 608	11 258	13 485	41 783
ИС	5 135	10 120	11 720	16 800	43 775

Перечень мероприятий Программы и объемы финансирования следует ежегодно уточнять.

9. Оценка экономической эффективности от реализации Инвестиционной Программы.

Показателями производственной эффективности в рамках данной инвестиционной программы являются снижение объемов потерь, экономия материальных и трудовых ресурсов, энергосбережение, усовершенствование технологии, улучшение качества предоставляемых услуг, внедрение современных технологий.

В качестве основных показателей экономической эффективности используются чистый дисконтированный доход, дисконтированный срок окупаемости программы, норма прибыльности и показатель внутренней нормы доходности.

9.1 Расчет чистого дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости программы

На основании Постановления Правительства РФ №1470 от 22.11.1997 г. ставка дисконтирования инвестиционного проекта может быть определена исходя из коэффициента дисконтирования с поправкой на риск проекта. Коэффициент дисконтирования без учета риска проекта можно рассчитать по формуле:

$$1 + d_i = \frac{1 + \frac{r}{100}}{1 + \frac{i}{100}}$$

где:

d_i – коэффициент дисконтирования,

r - ставка рефинансирования ЦБ России;

i - индекс инфляции.

По состоянию на 01.03.2012 г. ставка рефинансирования ЦБ РФ составляет 8%, индекс инфляции в 2013-2016 гг. прогнозируется Минэкономразвития РФ на уровне 5%.

Таким образом, коэффициент дисконтирования получается равным:

$$d_i = \frac{1 + \frac{8}{100}}{1 + \frac{5}{100}} - 1 = 0,02857 \text{ или } 2,85\%$$

Поправка на риск проекта (согласно Постановлению Правительства РФ №1470 от 22.11.1997) может быть определена, исходя из таблицы №9.1:

Таблица №9.1.

Величина риска	Пример цели проекта	R, процент
Низкий	Вложения при интенсификации производства на базе освоенной техники	3-5
Средний	Увеличение объема продаж существующей продукции	8 - 10
Высокий	Производство и продвижение на рынок нового продукта	13 - 15
Очень высокий	Вложения в исследования и инновации	18 - 20

Учитывая цели и направления данной инвестиционной программы, величину риска можно взять в диапазоне от низкой до средней и принять равной 5. Тогда ставка дисконтирования будет равна:

$$d = 2,85\% + 5\% = 7,85\%$$

Расчет чистого дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционной программы с учетом ставки дисконтирования в размере 7,85 % и периода расчета в 10 лет представлен в таблице №9.2.

[†]АМ – амортизация в составе тарифа, ИС – инвестиционная составляющая (за счет увеличения тарифа на тепловую энергию).

Расчет чистого приведенного (дисконтированного) дохода

№	Показатель	Расчет	Год										
			2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	<i>Притоки</i>												
1	Амортизация			2 284	4 030	5 971	6 098	5 637	4 291	3 833	2 574	1 406	248
2	Эффект от экономии топлива			4 054	4 054	5 958	5 958	5 958	5 958	5 958	5 958	5 958	5 958
3	Эффект от экономии электроэнергии			3 028	3 028	3 028	3 028	3 028	3 028	3 028	3 028	3 028	3 028
4	Эффект от снижения потерь горячей воды				3 151	3 151	3 151	3 151	3 151	3 151	3 151	3 151	3 151
5	Общий приток денежных средств		0	9 366	14 263	18 107	18 234	17 773	16 427	15 969	14 710	13 543	12 384
	<i>Оттоки</i>												
6	Объем инвестиций		12 567	19 728	22 978	30 285							
7	Налоги		1 165	2 326	2 826	4 007	639	500	361	261	163	94	50
8	Общий отток денежных средств		13 732	22 054	25 804	34 292	639	500	361	261	163	94	50
9	Чистый денежный поток (величина эффекта)	приток-отток	-13 732	-12 687	-11 541	-16 185	18 234	17 773	16 427	15 969	14 710	13 543	12 384
10	Чистый денежный поток нарастающим итогом		-13 732	-26 420	-37 961	-54 146	-35 912	-18 139	-1 711	14 257	28 967	42 510	54 894
11	Чистый дисконтированный денежный поток	ЧДД/(1+7,85%) год	-13 732	-11 764	-9 922	-12 902	13 477	12 181	10 439	9 409	8 036	6 860	5 817
12	Чистый дисконтированный денежный поток нарастающим итогом		-13 732	-25 496	-35 418	-48 320	-34 843	-22 663	-12 224	-2 815	5 221	12 081	17 897

Таким образом, чистый дисконтированный доход, рассчитанный на период в 10 лет со ставкой дисконтирования 7,85 %, составляет 17 897 тыс. руб.

Чистый дисконтированный поток нарастающим итогом представляет собой непокрытую часть исходной инвестиции. Со временем ее величина уменьшается. Как видно из Таблицы №9.2 к концу 7-ого года непокрытой остается 2 815 тыс. руб., и поскольку дисконтированное значение потока в 8-ом году составляет 8 036 тыс. руб., ясно, что срок дисконтированный срок окупаемости программы составляет 7 лет и еще какую-то часть года, а именно:

$$T = 7 + \frac{2815}{8036} = 7,35 \text{ лет или 88 месяцев}$$

9.2. Расчет нормы прибыльности и внутренней нормы доходности инвестиционной программы

Норма прибыльности инвестиционного проекта может быть рассчитана по формуле:

$$N_p = \frac{\text{Чистый дисконтированный доход}}{\text{Сумма дисконтированных оттоков}}$$

Расчет суммы дисконтированных оттоков на период в 10 лет при ставке дисконтирования в размере 7,85% приведен в таблице №9.3

Таблица №9.3

Год	Дисконтированный отток денежных средств Отток/(1+7,85%) ^{год}
2013	13 732
2014	20 448
2015	22 184
2016	27 336
2017	472
2018	342
2019	229
2020	154
2021	89
2022	47
2023	23
ВСЕГО	85 059

Таким образом, норма прибыльности инвестиционной программы при ставке дисконтирования в 7,85% и периоде в 10 лет составляет:

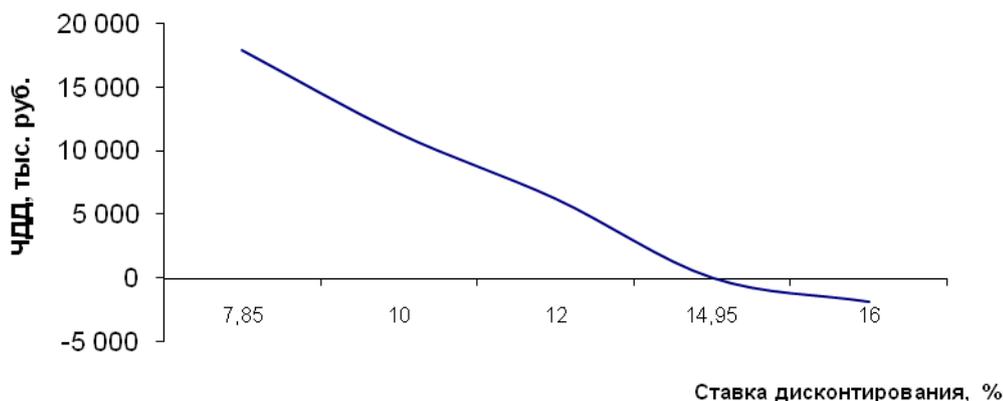
$$N_p = \frac{17897}{85059} * 100 = 21\%$$

Внутренняя норма доходности (ВНД) представляет собой ту ставку дисконтирования, при

которой величина приведенных эффектов равна приведенным капиталовложениям, т.е. ЧДД = 0.

Если построить график зависимости ЧДД от ставки дисконтирования, то становится ясно, что внутренняя норма доходности инвестиционной программы ~14,95%

Значение ЧДД в зависимости от ставки дисконтирования



10. Оценка социально-экономического влияния инвестиционной составляющей в стоимости тепловой энергии за период реализации инвестиционной программы

Для обеспечения финансирования реализации инвестиционной программы ООО «АДС» по развитию системы теплоснабжения на 2013 – 2016 г. г. во Фрунзенском районе г. Ярославля необходимы денежные средства в сумме 85 558 тыс. руб. На 49% инвестиционная программа финансируется за счет амортизационных отчислений предприятия и на 51% - за счет утверждения инвестиционной надбавки к тарифу на тепловую энергию.

В таблице №10.1 выполнен расчет изменения уровня тарифа на теплоснабжение в результате включения в него средств на реализацию инвестиционной программы в 2013-2016 гг.

Расчет изменения тарифа на тепловую энергию выполнен с учетом прогнозных индексов роста цен на ресурсы Минэкономразвития РФ, а так же с учетом достижения предприятием целевых показателей, предусмотренных настоящей инвестиционной программой.

Таблица №10.1

**Прогноз тарифа на тепловую энергию, производимую ООО "АДС",
на период реализации инвестиционной программы**

№ п/п	Статьи затрат	2013	Индекс-дефлятор	2014	Индекс-дефлятор	2015	Индекс-дефлятор	2016	Индекс-дефлятор
1	Выработка теплоты, Гкал	198 240,00		196 470,00		194 700,00		191 160,00	
2	Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал.	177 000,00		177 000,00		177 000,00		177 000,00	
3	Топливо на технологические цели, руб.	113 328 141,23	1,15	128 291 070,63	1,150	145 877 263,85	1,15	162 420 672,96	1,15
4	Электроэнергия на технологические цели, руб.	18 989 068,52	1,12	19 854 927,27	1,100	20 961 970,29	1,09	22 317 047,42	1,09
5	Вода на технологические цели, руб.	1 578 624,77	1,12	1 690 034,94	1,100	1 548 063,59	1,10	1 670 300,53	1,10
6	Стоки на технологические цели, руб.	537 294,74	1,12	591 024,22	1,100	650 126,64	1,10	715 139,30	1,10
7	Материалы на химподготовку, руб.	169 680,56	1,06	179 012,99	1,055	187 963,64	1,05	196 422,00	1,05
8	Заработная плата производственных рабочих с отчислениями, руб.	24 206 791,40	1,10	26 627 470,54	1,100	29 290 217,59	1,10	32 189 949,14	1,10
9	Расходы на эксплуатацию оборудования, цеховые расходы, руб.	33 685 864,01	1,06	37 619 427,59	1,055	41 011 515,06	1,05	44 584 892,72	1,05
	<i>в том числе амортизация с учетом приобретаемых в рамках программы ОС</i>	<i>7 432 000,00</i>		<i>9 716 369,59</i>		<i>11 462 465,70</i>		<i>13 402 621,60</i>	
	<i>в том числе заработная плата с отчислениями</i>	<i>4 560 699,33</i>	<i>1,10</i>	<i>5 016 769,26</i>	<i>1,100</i>	<i>5 518 446,19</i>	<i>1,10</i>	<i>6 070 290,81</i>	<i>1,10</i>
10	Общехозяйственные расходы, руб.	7 733 157,85	1,06	8 279 151,89	1,055	8 840 595,48	1,05	9 416 880,33	1,05
	<i>в том числе заработная плата с отчислениями</i>	<i>2 681 563,55</i>	<i>1,10</i>	<i>2 949 719,90</i>	<i>1,100</i>	<i>3 244 691,89</i>	<i>1,10</i>	<i>3 569 161,08</i>	<i>1,10</i>

№ п/п	Статьи затрат	2013	Индекс-дефлятор	2014	Индекс-дефлятор	2015	Индекс-дефлятор	2016	Индекс-дефлятор
11	Полная себестоимость, руб.	200 228 623,07		223 132 120,07		248 367 716,15		273 511 304,40	
12	Себестоимость 1 Гкал, руб.	1 131,24		1 260,63		1 403,21		1 545,26	
13	Прибыль, всего	6 797 405,00		13 096 970,92		15 162 031,17		21 304 571,76	
	в том числе инвестиционная составляющая на реализацию программы, руб.	5 135 000,00		10 120 000,00		11 720 000,00		16 800 000,00	1,10
	в том числе налог на имущество с учетом приобретаемых в рамках программы ОС, руб.	635 405,00		952 970,92		1 098 031,17		1 144 571,76	
	в том числе налог на прибыль, руб.	1 027 000,00		2 024 000,00		2 344 000,00		3 360 000,00	
14	Инвестиционная составляющая на реализацию инвестиционной программы на 1 Гкал, руб/Гкал	29,01		57,18		66,21		94,92	
15	Рентабельность, %	5,96%		10,41%		10,82%		13,93%	
16	Отчисления на энергосбережение 1% от НВВ	2 091 172,00		2 386 152,43		2 661 916,64		2 977 938,14	
17	Необходимая валовая выручка, руб.	209 117 200,07		238 615 243,42		266 191 663,96		297 793 814,31	
18	Тариф на производство и передачу теплоэнергии (без НДС), руб/Гкал	1 181,45		1 348,11		1 503,91		1 682,45	
19	НДС (18%)	212,66		242,66		270,70		302,84	
20	Тариф на теплоэнергию с НДС, руб.	1 394,11		1 590,77		1 774,61		1 985,29	
21	Рост тарифа по сравнению с предыдущим годом	11%		12%		12%		12%	

Расчет влияния инвестиционной составляющей на тариф на теплоснабжение в регулируемом периоде 2013 – 2016 г. г. приведен в таблице №10.2.

Таблица №10.2.

Наименование показателей	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Финансовая потребность на реализацию инвестиционной программы, всего	тыс. руб.	12 567	19 728	22 978	30 285
Финансирование за счет инвестиционной надбавки	тыс. руб.	5 135	10 120	11 720	16 800
Возрастание налоговой нагрузки вследствие реализации программы	тыс. руб.	1 165	2 326	2 826	4 007
Объем полезного отпуска тепловой энергии	тыс. Гкал.	177	177	177	177
Размер инвестиционной составляющей в стоимости 1 Гкал.	руб./ Гкал	35,6	70,3	82,2	117,6
Тариф на теплоснабжение (прогноз)	руб. /Гкал	1 394,11	1 590,77	1 774,61	1 985,29
Доля инвестиционной составляющей в цене 1 Гкал.	%	2,6	4,4	4,6	5,9

Максимальное увеличение тарифа на тепловую энергию составляет 12% по сравнению с предыдущим годом, максимальная доля инвестиционной составляющей в цене 1 Гкал. тепловой энергии составляет 5,9%. Это позволяет сохранить основной критерий – доступность услуг теплоснабжения для населения.

11. Оценка риска для развития системы теплоснабжения ООО «АДС» при возможных срывах в реализации Инвестиционной программы

Реализация инвестиционной программы сопряжена с рядом потенциальных рисков.

Обстоятельства, обуславливающие возникновение рисков:

1. Превышение фактической стоимости мероприятий Программы над плановой.

Причины:

- изменения в законодательстве Российской Федерации;
- фактический уровень инфляции, превышающий уровень инфляции, учтенный при планировании программы;
- иные изменения, влияющие на стоимость реализации Программы.

2. Нехватка финансовых средств при реализации мероприятий Программы.

Причины:

- временные разрывы между периодом поступления денежных средств от реализации услуг со сроками финансирования Проектов (превышающие запланированные);

- неточность прогнозирования стоимости работ для реализации Программы.

3. Несвоевременность реализации мероприятий по модернизации объектов в рамках выполнения Программы по причине несвоевременного выполнения работ подрядными организациями.

Из трех вышеперечисленных факторов риска наиболее реальным представляется недостаточное финансовое обеспечение. Именно недостаточное или несвоевременное финансирование содержит угрозу срыва Инвестиционной программы.

Все выше перечисленное может привести к следующим последствиям:

- привлечение заемных средств, что приведет к значительному удорожанию стоимости отдельных Проектов;
- использование собственных средств Предприятия.

Возмещение данных расходов возможно лишь за счет доходов Предприятия от регулируемых видов деятельности, что может привести к срыву выполнения производственных программ по теплоснабжению.

12. Контроль над реализацией программы

Общий контроль за реализацией Программы осуществляет Технический директор ООО «АДС» Ерофеев А.Ю., мониторинг выполнения Программы осуществляют Департамент топлива энергетики и регулирования тарифов Ярославской области Департамент городского хозяйства мэрии г. Ярославля.

13. Ожидаемые результаты

По итогам реализации Программы прогнозируется достижение следующих основных результатов:

- обеспечения надежной и бесперебойной работы системы энергоснабжения организации;
- завершения оснащения приборами учета расхода энергетических ресурсов;
- снижение расходов на энергетические ресурсы не менее 3% по отношению к 2010г.;
- использование энергосберегающих технологий, а также оборудования и материалов высокого класса энергетической эффективности.

Реализация Программы также обеспечивает высвобождение дополнительных финансовых средств для реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности за счет полученной экономии в результате снижения затрат на оплату энергетических ресурсов.

Экономия энергетических ресурсов от внедрения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности за период реализации мероприятий Программы в стоимостном выражении составит 29 451 тыс. рублей (в ожидаемых прогнозных ценах 2013 года).

Суммарная экономия энергетических ресурсов в сопоставимых условиях за период реализации Программы составит:

- топлива, тепловой энергии – 1 652 т.у.т.;
- электроэнергии - 337 тыс.кВт.ч.;
- горячей воды – 40 тыс. куб. м.,

Средний срок окупаемости мероприятий Программы составляет 4 года.

План-график достижения ожидаемых результатов реализации программы представлен ниже в таблице №13.1:

Таблица №13.1

№ п/п	Ожидаемый результат	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.
1.	Снижение удельных показателей потребления энергетических ресурсов по отношению к 2011г.:				
	- электрической энергии, кВт·ч/Гкал,	0	0,92	1,4	1,7
	- природного газа на произведенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал,	0	1,06	1,41	3,57
	- воды на отпущенную тепловую энергию, м ³ /Гкал.	0	0	0,08	0,2
2.	Суммарная экономия топлива, тепловой энергии в сопоставимых условиях, т.у.т.	0	490	740	1652
3.	Суммарная экономия воды, тыс. куб. м	0	0	14	40
4.	Суммарная экономия электроэнергии, тыс. кВт.ч.	0	182	277	337

Генеральный директор ООО «АДС»

Пучков И.И.