

**ОТЧЕТ ПО ЭНЕРГОАУДИТУ
ОАО «ИВГОРТЕПЛОСЕТЬ»
ИВАНОВО
РОССИЯ**

Подготовлено для

АГЕНТСТВА МЕЖДУНАРОДНОГО РАЗВИТИЯ США
Washington, D C 20253

Подготовлено

Hagler Bailly Services, Inc
1530 Wilson Boulevard, Suite 900
Arlington, VA 22209-2406
(703) 351-0300

и

Энергетическим агентством «Восток-Запад»
Москва, Россия

Подготовлено в рамках

**ПРОЕКТ U S A I D ПО ВНЕДРЕНИЮ
ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ И ПРОВЕДЕНИЮ
РЫНОЧНЫХ РЕФОРМ ДЛЯ РОССИИ**
Контракт № CCN-0020-C-00-152-00

Ноябрь 1997 г.

ЗАЯВЛЕНИЕ

Настоящий отчет предлагается в качестве рекомендаций Hagler Bailly Services, Inc , Энергетическое агентство «Восток-Запад» и Агентство международного развития США а также все технические источники, упоминаемые в настоящем отчете (а) не дают никаких гарантий и не делают никаких заявлений, явно выраженных или подразумеваемых, в отношении точности, полноты или полезности информации аппаратуры метода или процесса, раскрываемых в настоящем отчете, а также того, что они не могут нарушать прав находящихся в частной собственности, (b) не принимают никакой ответственности в отношении использования или убытков возникающих из какой-либо информации аппаратуры метода или процесса раскрываемых в настоящем отчете Настоящий отчет не отражает официального мнения или политики вышеупомянутых учреждений Упоминание фирменных названий или промышленных продуктов не представляет собой поощрение или рекомендацию к исключительному использованию

ЗАЯВЛЕНИЯ ОБ ОБЕСПЕЧЕНИИ КАЧЕСТВА

В настоящем отчете содержатся рекомендации основанные на данных, предоставленных организацией-клиентом, измерениях, произведенных на месте, расчетах и инженерных суждениях Выводы были сделаны по результатам пребывания на предприятии в течение всего лишь десяти дней и не являются следствием глубокого инженерного анализа Hagler Bailly Services, Inc подтверждает, что настоящий отчет соответствует уровню наилучших коммерческих методов промышленных энергоаудитов аналогичного объема выполняемых в США Настоящий отчет был подготовлен под руководством зарегистрированного профессионального инженера, имеющего лицензию на работу в США

Содержание

РАЗДЕЛ 1 КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ	1
Раздел 2 Вступление	3
Раздел 3 Описание предприятия и энергопотребления	4
<u>Тепловые сети</u>	4
<u>Котельный цех</u>	12
Раздел 4 Рекомендованные мероприятия по энергосбережению	23
А Потенциальные мероприятия по энергосбережению	23
В Рекомендуемые проекты	23
Раздел 5	29
Приложение	29

РАЗДЕЛ 1 КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ

Экономически эффективные мероприятия по энергосбережению могут обеспечивать промышленному предприятию большую экономию тем самым высвобождая денежные средства, затрачиваемые на энергию для использования руководством предприятия на другие важные цели Эта экономия затрат может способствовать укреплению предприятия, повышению его производительности и конкурентоспособности

Одной из программ, финансируемых Агентством международного развития США (USAID), является Проект внедрения энергосберегающих технологий и проведения рыночных реформ для России (контракт № CCN-0020-C-00-152-00) В рамках этого проекта группа инженеров Энергетического агентства «Восток Запад» Москва под руководством Hagier Bailly работала непосредственно на предприятии «Ивгортеплосеть» в Ивановской области Целью этих работ было совместное с персоналом предприятия и техническим персоналом «Ивэнерго» выявление возможностей для повышения эффективности использования энергии в различных технологических процессах, применяемых на АО «Ивгортеплосеть»

Основным видом деятельности предприятия является обеспечение теплоснабжения предприятий и коммунальных служб города, а также производство пара для отдельных предприятий города

В ходе посещения предприятия был получен огромный объем данных о рабочих характеристиках завода, установленном оборудовании и энергопотреблении В важнейших точках предприятия были выполнены измерения с целью определения уровней энергопотребления и эксплуатационных кпд оборудования Затем вся эта информация была проанализирована экспертами по энергосбережению, и были оценены сферы для потенциальных усовершенствований Указанные оценки позволили выработать некоторые рекомендации по осуществлению экономически эффективных доработок с целью улучшения энергосбережения на предприятии

В отчете содержатся данные о производственной деятельности предприятия проблемах стоящих перед ним и планах реализации энергосберегающих мероприятий Детальному рассмотрению подверглась возможность установки регулируемого электропривода на насосах сетевой воды перекачивающих насосных станций

С учетом рекомендаций общая годовая расчетная экономия от реализации всех мероприятий по энергосбережению для пяти мероприятий равна 2986,4 млн руб в год Общие сведения об этих рекомендациях приводятся в Таблице 1 В таблице показаны каждое рекомендуемое мероприятие, а для него — оценочные затраты и экономический эффект, а также срок окупаемости затрат на его реализацию В Разделе 4 отчета описываются проекты по отдельным ПНС с указанием возможной экономии необходимых капитальных затрат и сроков окупаемости проекта

Руководству АО «Ивгортеплосеть» следует рассмотреть указанные мероприятия по энергосбережению наряду с затратами и экономией для каждого из них Следует как можно скорее принять решение о мероприятиях, подлежащих реализации, и определить соответствующее финансирование После этого будут подготовлены технические условия на оборудование и бизнес-планы реализации мероприятий Они будут использоваться при определении схем финансирования После утверждения будут произведены расходы на мероприятия по энергосбережению и приняты соответствующие практические меры

При расчете оценочных затрат и экономии были приняты следующие допущения

- 1 Тариф на потребляемую насосными станциями электрическую энергию принимался равным 460 руб /кВт-ч
- 2 При пересчете рублей в доллары США исходили из курса 1 \$US = 5700 руб
- 3 При расчете окупаемости банковский процент по кредиту не учитывался (простая окупаемость)

Таблица 1 Рекомендуемые мероприятия по энергосбережению для Ивановских городских тепловых сетей

№	Описание мероприятий	Единица измерения	Годовая экономия энерго-ресурсов	Годовая экономия млн руб	Затраты на внедрение	Срок простой окупаемости
1	Внедрение регулируемого электропривода на насосе СЭ 800-55 ПНС-1	МВт*ч	1020	469,2	348,8	10 месяцев
2	Внедрение регулируемого электропривода на насосе СЭ 800-55 ПНС-3/1	МВт*ч	756	347 8	384,8	13 месяцев
3	Внедрение регулируемого электропривода на насосе СЭ 1250-70 ПНС-5	МВт*ч	1200	552,0	492,5	15 месяцев
4	Внедрение регулируемого электропривода на насосе СЭ 2500-60 ПНС-7 (подающая)	МВт*ч	1320	607 2	769,5	15 месяцев
5	Внедрение регулируемого электропривода на насосе СЭ 2500-60 ПНС-7 (обратная)	МВт*ч	1440	662 4	769,5	14 месяцев
6	Внедрение регулируемого электропривода на насосе СЭ 800-55 ПНС-8	МВт*ч	756	347 8	384,8	13 месяцев
Итого по всем мероприятиям		МВт*ч	6492	2986,4	3185,9	13 месяцев

Раздел 2 Вступление

Целями проведения энергоаудита на АО «Ивгортеплосеть» были сбор и анализ соответствующих данных и информации о предприятии и потребителях энергоресурсов на предприятии с последующим использованием этой информации для подготовки рекомендаций относительно экономически эффективных мероприятий по повышению уровня эффективности предприятия. В процессе энергоаудита собирались ретроспективные данные о потреблении электроэнергии, газа, угля и других видов топлива и соответствующих затратах. При этом применялось самое современное и сложное имеющееся оборудование для энергоаудита.

Общие сведения о предприятии

Вид собственности	акционерная
Адрес	г Иваново ул Батурина, 2
Ф И О руководителя	Солодов А В
Ф И О главного инженера	Саванов С В
Ф И О начальника ПТО	Масленников В В
Телефон главного инженера	37-72-04
Телефон начальника ПТО	37-01-45

Раздел 3

Описание предприятия и энергопотребления

Для того чтобы лучше понять общую ситуацию на предприятии и состояние его энергопотребления важно рассмотреть его характеристики, деятельность, процессы и потребности в энергии. В настоящем разделе приводится описание предприятия, за которым идет описание собственно завода, а затем общие сведения о потреблении энергии и потребностях в ней. Далее рассматриваются мероприятия по сбору данных по результатам измерений, которые производились в ходе энергоаудита.

А Описание предприятия

Организационно «Ивгортеплосеть» включает в себя котельный цех и собственно теплосети.

Тепловые сети

Состояние и характеристика оборудования. Подключенная мощность.
Тепловые сети г. Иваново имеют прямой водоразбор (открытые сети).
Общая протяженность тепловых сетей, принадлежащих Ивгортеплосети

Водяные сети

- протяженность двухтрубных теплофикационных сетей - 3,544 км,
- протяженность однострунных сетей - 0,26 км,
- общая протяженность водяных сетей - 73,804 км,

в том числе

- подземная прокладка - 1,31 км,
- надземная прокладка - 22 393 км

Паропроводы

- протяженность двухтрубных паропроводов - 12 816 км
- протяженность однострунных паропроводов - 1,014 км,
- общая протяженность паропроводов - 13 83 км

Конденсатопроводы

- протяженность двухтрубных конденсатопроводов - 0,333 км,
- протяженность однострунных конденсатопроводов - 12,271 км,
- общая протяженность конденсатопроводов - 12,604 км

Общая протяженность тепловых сетей принадлежащих Ивгортеплосети составляет 100,238 км

Сети потребителей

- протяженность всего - 315,2419 км,

в том числе

- протяженность водяных сетей - 306 2139 км
- протяженность паровых сетей - 9,028 км

Располагаемая теплофикационная мощность

- ТЭЦ-2 - 424 Гкал/час,
- ТЭЦ-3 - 546 Гкал/час

В Описание завода

Кроме того, в контуре тепловой сети подключены дополнительные источники тепла

Таблица 2 Дополнительные источники тепла «Ивгортеплосети»

№	Наименование источника	Год ввода в эксплуатацию	Установл мощность, Гкал/час	Располагаемая мощность, Гкал/час
В контуре ТЭЦ-2				
1	Н/б з-да Текмаш	1982	12,5	9,8
2	Н/б Меланжевого к-та			
	№ 1	1985	14	
	№ 2	1986	18	17,8
3	Н/б ф-ки Крупской	1982	12	12
4	Н/б з-да Торфмаш	1986		8,1
5	Н/б кот цеха ИвГТС	1981	20	18
Итого в контуре ТЭЦ-2			69,5	65,7
В контуре ТЭЦ-3				
1	АО «ИвТБС»	1990	100	142
		1991	50	
Итого в контуре ТЭЦ-3			150	142

Налицо дефицит тепловой мощности в целом по городу 93,8 Гкал/час. Возможности присоединения новых потребителей к тепловым сетям нет.

Распределение нагрузки по паровым сетям

Располагаемая тепловая мощность

- ТЭЦ-2 - 387 Гкал/ч,
- ТЭЦ-3 - 325 Гкал/ч,
- Котельная ИГТС - 116,3 Гкал/ч

Фактический максимум по паровым сетям составляет 307,7 Гкал/ч. Запас тепловой мощности по паровым сетям — 520,6 Гкал/ч.

Характеристика оборудования тепловой сети

Перекачивающие станции

Станция № 1 (пер Темный) введена в эксплуатацию в 1962 году Установлены 2 насоса марки СЭ 806/55 с эл двигателями А-113-4 мощностью 250 кВт напряжением 6000 В

- 1 Схема работы из «прямой» в «прямую» и из «обратной» в «обратную» предназначена для увеличения располагаемого напора на тепловых вводах потребителей Минеево и Пустошь Бора
- 2 Станция №3/1 (территория котельного цеха) введена в эксплуатацию в 1975 г Установлены 2 насоса СЭ 800-55 (насос №1 с эл двигателем АОЗ-315-Н6 N=132 кВт, n=985 об/мин U=380 В, насос №2 с эл двигателем 4 АМН 315 М443 380/660 В N=250 кВт, n=1470 об/мин) Станция предназначена для повышения перепадов давления у потребителей м Хуторово
- 3 Насосно-бойлерная установка № 3/2 (территория котельного цеха) смонтирована в 1981 году Укомплектована оборудованием 2 подогревателя ПСВ-125, 2 насоса СЭ-800-55 с электродвигателями ДА304-400 ХК, n=1500 об/мин, N=315 кВт Насос работает по схеме из «обратной» в «прямую» с подогревом воды в подогревателях до температуры прямой воды Пар на подогреватели подается из паропровода низкой стороны РОУ № 3 Насосно-бойлерная установка предназначена для увеличения располагаемых напоров в районах Хуторово и Рабочего поселка для обеспечения теплом этих потребителей
- 4 Станция № 5 (пер Подгорный) Введена в эксплуатацию в 1978 году Установлено оборудование насос №1 СЭ-800-55 с эл двигателем А 113-4, N = 250 кВт насос № 2 СЭ-1250 с эл двигателем Схема подключения насосов позволяет работать из «прямой» в «прямую» Предназначена для увеличения располагаемого напора на теплофикационных вводах потребителей Северного района
- 5 Станция № 7 (т к Д24 Куконковых) Введена в эксплуатацию в 1983 году Установлено 6 насосов типа СЭ 2500-60-II, 2500 куб м /час, напор 60 м в ст с эл двигателем А-3-12-41-4, N=500 кВт n=14800 об/мин U=6000 В 2 насоса включены по схеме из «обратной» в «обратную», 4 насоса из «прямой» в «прямую» ПНС-7 предназначена для увеличения прямого напора на теплофикационных вводах потребителей южного района города
- 6 В 1987 году введена в эксплуатацию ПНС-8 Установлено 3 насоса СЭ800-554УХД 4 каждый производительностью 800 куб м /час, напор 55 м в ст с эл двигателем 4АН-31554, N=200 кВт Насосы включены из «прямой» в «прямую» для увеличения располагаемого напора северного района города
- 7 В 1988 году введена в эксплуатацию ПНС-9 Установлено 3 насоса СЭ1250-70-II с электродвигателем А-ИХ4-4М, N=320 кВт, U=6000В n=1480 об/мин Насосы включены из «обратной» в «обратную» ПНС-9 предназначена для увеличения располагаемого напора на теплофикационных вводах потребителей южного района города

Техническое состояние тепловых сетей и оборудования тепловых сетей

В 1996 г производилась замена корродированных труб в объеме 5510 п м. На рис 1 приведена динамика замены корродированных труб по годам

Рис 1 Динамика замены корродированных труб по годам



Таблица 3 Динамика замены корродированных труб по годам

Годы	Замена корродированных труб, п.м
1981	13620
1982	11310
1983	11933
1984	11186
1985	4417
1986	5026
1987	4572
1988	4595
1989	4059
1990	2837
1991	2305
1992	2416
1993	3833
1994	5272
1995	7823
1996	6510

Из рисунка видно что начиная с 1985 г количество отремонтированных труб и без того недостаточное, уменьшалось вплоть до 1994 г. Это приводило к резкому увеличению разрывов труб сети. Минимальное количество замененных коррозированных труб (по мнению

специалистов Ивгортеплосети) не должно быть ниже 6500 п м в год. На этот уровень теплосеть вышла в 1995 г. что позволило не только стабилизировать, но и уменьшить количество отказов. В период летней ремонтной кампании 1996 года в целях выявления имеющихся повреждений и неплотностей в тепловых сетях проведено 11 опрессовок тепловых сетей города. Из-за неудовлетворительного состояния трубопроводов 12% тепловых сетей в контуре ТЭЦ-2 не выдержали опрессовку.

Нормативные потери тепла в окружающую среду

- по воде - 179396 Гкал,
- по пару - 122000 Гкал

Подключено зданий к теплофикационным сетям 4067, из них

- элеваторных узлов - 4239,
- с горячим водоразбором - 2107

Энергоснабжение потребителей

Теплоснабжение потребителей осуществлялось в соответствии с договорами, заключенными Ивгортеплосетью.

Отпуск тепла потребителям в горячей воде производится с применением центрального качественного регулирования в соответствии с температурным графиком 150-70⁰С со срезкой 120-60⁰С.

Теплоснабжение потребителей в 1996 году характеризуется следующими основными показателями:

Количество подключенных зданий

- 1995 год - 4030 зданий
- 1996 год - 4067 зданий

Собственные нужды теплосети

- 1995 г - 3,7 тыс Гкал
- 1996 г - 8,6 тыс Гкал

Отпуск тепла

Таблица 4 Отпуск тепла в 1996 г

№	Отпуск тепла	Ед изм	Общий	В том числе		
				пром потреби- телям в паре	в городскую т/сеть в паре	в горячей воде
1	С коллекторов ТЭЦ	Гкал	4017764	856920	78992	3160844
	в том числе					
	на н/бойлерные					
	ИГТС	Гкал			34622	
	ф ка 8 марта	Гкал				
	Меланж комб	Гкал			44370	
	АО «Импульс»	Гкал				
2	Покупная от котельных	Гкал	307278			307278
	в том числе					
	Крупская	Гкал				29585
	з д Ивтекмаш	Гкал				26016
	блок станции	Гкал				251677
3	Общий отпуск	Гкал	4325042	856920		3468122
4	Полезн отпуск	Гкал	3612648	795418		2817230
5	Потери	Гкал	712394	61502		650892
6	Потери	%	16 47	7 18		18 77

Таблица 5 Сравнительная таблица по отпуску тепла

№		Ед. изм.	1995	1996
1	Отпуск тепла с коллекторов ИвТЭЦ-2 и ИвТЭЦ-3, котельных в теплосеть	тыс Гкал	4222,1	4325,0
2	Потери тепла в сети	тыс Гкал	742,4	712,4
3	Полезный отпуск тепла в теплосеть	тыс Гкал	3479,7	3612,6
4	Потери в % к отпуску с коллекторов станций	%	17,58	16,47

Из таблицы 4 видно, что отпуск тепла с коллекторов электростанций в теплосеть и полезный отпуск увеличились в 1996 году на 132 9 тыс Гкал. Общие потери тепла против 1995 года уменьшились на 30 тыс Гкал.

Таблица 6 Промышленное теплоснабжение (полезный отпуск в паре)

№	Наименование потребителей	Отпуск в тыс Гкал	
		1995 г	1996 г
	ТЭЦ-1		
1	Ф-ка БИМ	125,4	113,6
2	Ф-ка НИМ	62,1	68,7
3	Ф-ка Зиновьева	124,4	116,2
4	Ф-ка Кирова	3,4	-
5	Подогреватели кот цеха	35,7	34,6
	Итого	351,0	333,1
	ТЭЦ-2		
1	Бойлерная меланжевого комбината	35,5	44,4
2	Меланжевый комбинат	108,2	91,1
3	Автотранспортное хозяйство	0,8	0,2
4	КПП	3,8	1,8
5	Хлопчатобумажный комбинат	77,0	99,9
6	Ф-ка Красная Заря	8,4	6,0
7	Трикотажная Ф-ка	3,8	2,1
8	АО «Импульс»	3,2	1,3
9	Бойлерная АО «Импульс»	2,7	-
10	ДСК-35 (КПД-3)	1,3	1,0
11	Ф-ка Красная Талка	84,5	113,5
12	Асфальтобетонный з-д	7,4	3,2
13	Ф-ка 8 Марта	18,0	16,5
	Итого	354,6	381,0
	ТЭЦ-3		
1	Камвольный к-т, ДСК	95,6	102,1
2	ДСК-420 (КПД -1,2,4)	52,9	38,4
3	СУ ТЭЦ-3	4,7	11,2
	Итого	153,2	151,7
	ВСЕГО	858,8	865,8
	в т ч бойлерные	73,9	79,0

Из таблицы 6 видно что в 1996 году по сравнению с 1995 годом полезный отпуск тепла в паре по отдельным промышленным потребителям увеличился

В Таблице 7 представлены данные отчетности об отпуске тепла и горячей воды в 1995-1996 гг. Полезный отпуск тепла включает отпуск тепловой энергии жилому сектору и сектору коммунальных предприятий через «Гортеплоэнерго» выступающее в качестве посредника, и полезное потребление тепловой энергии (горячее теплоснабжение и отопление) на собственные нужды Ивгортеплосети

Таблица 7 Отпуск тепла с горячей водой

Наименование Отпущено в т/сеть	Ед измерения	1995 г	1996 г
	тыс т	26762,8	28479,2
	тыс Гкал	3328,8	3468,1
Полезный отпуск	тыс т	19145,5	20989,5
	тыс Гкал	2689,7	2817,2
в т ч			
Гортеплоэнерго	тыс т	18369	20229,8
	тыс Гкал	2393,4	2550,4
ИГТС горячий водоразбор отопление	тыс т	776,4	759,7
	тыс Гкал	53,9	52,2
	тыс Гкал	242,4	214,6
Потери	тыс т	7617,3	7489,7
	тыс Гкал	639,1	650,9

В Таблице 8 приводятся данные о проценте возврата конденсата потребителями пара Ивгортеплосети. В столбце «договор» представлены данные о проценте возврата конденсата потребителями тепловой энергии, который должен был обеспечиваться в соответствии с договорами на отпуск тепловой энергии (пара). В столбце «факт» представлены фактические данные о проценте возврата конденсата потребителями. Как видно из таблицы, многие предприятия не выполняют своих договорных обязательств в отношении возврата конденсата.

Таблица 8 Возврат конденсата предприятиями

	Ед изм	1995 г		1996 г	
		договор	факт	договор	факт
АО БИМ	%	52,91	52,44	52,9	54
АО НИМ	%	59,45	62,95	60	60,8
АО Зин мануфактура	%	50,54	44,0	50,5	46,5
АО Меланж	%	62,64	64,69	62,4	69,6
АО Ив к-т Самойлова	%	53,91	45,85	53,6	49,6
АО Кр Талка	%	60	60,37	61,7	59,8
АО 8 Марта	%	68,08	50,98	78,9	67,3
АО ОЭМЗ Импульс	%	85	77,44	85	72
АО Ив Камвольный к-т	%	66,27	49,58	68,1	36,7
АО ДСК	%	59,14	53,03	58,5	50,2

Разработка и внедрение новой техники и технологии

Укомплектованность теплосети контрольно-измерительными приборами

По состоянию на 01.01.97 у потребителей тепла горячей воды установлено на отоплении-дрессельных расходомеров — 63, индивидуальных — 2.

В течении года установлены расходомеры в тепловых пунктах ТОО «Союз», АТП МП, АО «Транспортник» городской оздоровительный центр, АО НИМ.

Учет отпуска тепла

Учет воды и пара отпускаемых ИвТЭЦ-2 осуществляется системой НПЦ «Системотехника» ТЭЦ-3 системой КТС «Энергия» и от подключенных к тепловым сетям котельных и насосно-бойлерных для подпитки сети производится расходомерами типа ДП, ДС, «Сапфир»

Отпуск тепла в горячей воде на отопление абонентов определяется

По потребителям Ивгортеплосети	по расходу воды, измеряемому дроссель-ными и индукционными расходомерами, водомерами и среднемесячной разности температур прямой и обратной воды, при отсутствии приборов учета — расчетным путем
Оптовому потребителю (Гортеплоэнерго)	суммарный отпуск тепла определяется в соответствии с разделами Правил учета тепловой энергии и теплоносителя,

Отпуск тепла в паре промышленными потребителями учитывается дроссельными расходомерами типа ДП, ДСС, «Сапфир»

По состоянию на 01 01 97 г установлено 46 расходомеров Все приборы прошли ремонт и поверку государственной контрольной лабораторией измерительной техники

Водопотребление

Водопотребление на производственные и санитарно-бытовые нужды осуществляется из двух источников

вода из р Уводь на производственные нужды котельного цеха в количестве 503 5 тыс м³ в год вода из горводопровода на хозяйственные нужды работающих на предприятии в количестве 18 тыс куб м в год и на производственные нужды ПНС (охлаждение подшипников насосов) в количестве 17 7 тыс куб м в год

Оборотная система водоснабжения мощностью

11,2 куб м/час служит для охлаждения подшипников дымососов к 1-8,
3,4 куб м/час — для охлаждения подшипников питательных насосов

Общий объем оборотной воды в 1996 году составил 100 тыс куб м

Повторно в котельном цехе используется конденсат, возвращаемый потребителями в количестве 412 тыс куб м (в 1996 году)

Сточные воды производственные и хозяйственные, сбрасывается в канализацию в количестве 295 тыс куб м в 1995 году

Очистные сооружения

В котельном цехе Ивгортеплосети имеется локальное очистное сооружение — нефтеловушка на сточных водах с мазутного хозяйства

Котельный цех

Установленная тепловая мощность на начало и конец года 230 гкал/час Располагаемая тепловая мощность на начало и конец года 195,7 Гкал/час

Отпуск тепла внешним потребителям на конец 1996 года

- в паре 5-6 атм — 150 8 т/ч (97,7 Гкал/ч),
- горячей воде — 16,2 Гкал/ч (29 т/ч)

Максимальные тепловые нагрузки

Таблица 9 Максимальные тепловые нагрузки

№	Наименование	т/час		Гкал/час	
		1995 г	1996 г	1995 г.	1996 г.
1	В паре на производство	132,3	150,8	87,8	97,7
2	В горячей воде в теплосеть	21,5	29	13,1	16,2
3	С/нужды в паре	17,8	13,4	12,2	9,2
4	В паре котельной	171,6	193,2	113,1	116,3

Оборудование

В котельном цехе установлено следующее оборудование 8 котлов вертикально-водотрубные четырехбарабанные 25 т/ч на давление 22 ата и температуру пара 370°C

Котлы № 9-10 типа ГМ-50-1 производительностью 50 т/ч на давление 32 ата и температуру 400°C

Производство тепловой энергии

Выполнение плана годового производства тепловой энергии в 1996 году по сравнению с 1995 годом характеризуется следующими данными и приводится в табл 10

Таблица 10 Годовое производства тепловой энергии в 1996 году

	Ед. изм.	1995 г.	1996 год		Прирост (+) Снижение (-)	
		факт.	план	факт.	абс	%
Отпуск тепловой энергии	Гкал	371372	348832	348832	-22540	-6,07

Отпуск тепловой энергии потребителям осуществляется острым паром через РОУ 29/5 ата, РОУ 40/6 ата

Отпуск тепловой энергии уменьшился по сравнению с 1995 годом на 22540 Гкал или на 6 07%

**Таблица 11 Техничко-экономические показатели работы котельного цеха
Ивгортеплосети**

№	Наименование	Ед.изм	Год	Неблочное оборудование менее 45 ата
1	Отпуск тепловой энергии			
1 1	Всего	тыс Гкал	1996	348,8
1 2	от РОУ	тыс Гкал	1996	348,8
2	Удельный расход на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	1996	195,24
3	Расход условного топлива на отпуск теплоэнергии	т у т	1996	68106
4	Расход эл энергии на с/нужды	млн кВт ч	1996	6,559
5	То же	кВт ч/Гкал	1996	18,80

Топливоснабжение и топливопотребление

Учет топлива производится в соответствии с «Правилами учета топлива на эл станциях»
Слив мазута производится персоналом МППЖТ-1 под наблюдением оперативного персонала котельного цеха

Приемка топлива по количеству производится газа — по расходомерам типа ДСС 710, мазута — путем обмера в цистернах

Приемка топлива по качеству производится газа — путем отбора проб из г/провода котельной каждые 2 дня, мазута — путем отбора проб по ГОСТ 2517-80 и их химического анализа в хим лаборатории ИвГТС

Хранение мазута организовано в трех подземных резервуарах по 3000 м³ строительного объема каждый Температура мазута поддерживается в пределах 60-70 °С Слив воды производится по графику и при переходе на резервную емкость

Поставщик мазута АООТ Нижегороднефтеоргсинтез Поставка мазута по маркам М-100, М-40

Таблица 12 Расход топлива на производство тепловой энергии

№ п/п	Вид топлива	Натур топливо	Условное топливо	%
1	Мазут	8637 т	12028	17,66
2	Газ природный	50393 тыс м ³	56078	82,34
	Итого		68106	100

Общее количество сожженного топлива, в условном исчислении в 1996 году по сравнению с 1995 годом (мазут — 8949 т у т природный газ — 64947 т у т), уменьшилось на 8,50 %

Изменение в балансе сожженного топлива в 1996 году по сравнению с 1995 годом

- доля мазута увеличилась с 12,11 % до 17,66 %,
- доля природного газа уменьшилась с 87,89 до 82,34 %

Себестоимость продукции

В отчетном году приведенные затраты на производство передачу и распределение теплоэнергии в целом по ИГТС составили — 77643 0 млн руб , что меньше плана на 1362,7 млн руб В Таблице 12 приводятся плановые и фактические показатели за 1996 г включая затраты на закупку топлива, постоянные расходы полную себестоимость тепловой энергии и транспортные расходы, а также расчетную себестоимость 1 Гкал В таблице показаны данные в целом по предприятию (Итого) и отдельно данные по каждому из двух основных подразделений (теплосети и котельный цех)

Таблица 13 Плановая и фактическая себестоимость тепловой энергии

	Отпуск тепло- энергии тыс Гкал	Топливо			Пост расходы млн руб	Полная себест млн руб	СебестоимЮ 1 Гкал в руб	
		тыс т	руб /т	млн руб			полн	топлив
План								
Теплосети					53831 7	53831 7		
Кот цех	395	86 3	254067	21926 0	6579 8	28505 8	72166 58	55508 86
Прив план						25174 02		
Итого								
План					60411 5	82337 5		
Прив план						79005 7		
Факт								
Теплосети					53830 2	53830 2		
Кот цех	348 8	68 1	253058	17234 7	6578 1	23812 8	68264 6	49407 04
	348 8	68 1	253058	17234 7	60408 3	77643 0		
Итого факт					99 99	94 30	94 59	89 00

Из таблицы видно что в 1996 г фактическая себестоимость была на 5% меньше планового показателя Плановые мероприятия по повышению эффективности сжигания газа в котельном цеху позволили на 11% снизить затраты на топливо по сравнению с плановой суммой Постоянные расходы (вода на технологические нужды основная и дополнительная заработная плата, отчисления на социальное страхование, общецеховые расходы и общие затраты в теплосети) остались на прежнем уровне

D Результаты учета в ходе энергоаудита на предприятии

Результаты энергетического обследования тепловых сетей общение с руководством предприятия показали, что проблемы повышения энергоэффективности работы оборудования тепловых сетей занимают важное место как в ближайших так и в перспективных планах В значительной степени эти проблемы связаны с тяжелыми условиями работы предприятия Неблагоприятные условия для работы тепловых сетей

- 1 Магистральные теплопроводы от ТЭЦ-2 с большим сроком службы,
 - более 20 лет - 42 км,
 - от 20 — 15 лет - 18 км,
 - от 15 — 10 лет - 5 км
- 2 Ввиду отсутствия в городе ливневой канализации часть теплотрасс и теплокамер затапливаются грунтовой водой
- 3 Из-за большой подпитки тепловых сетей при недостаточной производительности ХВО ТЭЦ-2 и невыдерживания вследствие этого станциями норм подпиточной воды, идет интенсивная коррозия труб
- 4 Существующая защита от электрохимической коррозии не соответствует требованиям
- 5 В 1996 году произведены 13 шурфовок на теплосетях Необходимо отметить загрязненность внутренней поверхности труб железным шламом многих участков т/сетей контура ТЭЦ-2 ТЭЦ-3
- 6 Регулярно производится химический анализ подпиточной воды Проводится оперативный контроль за качеством подпиточной воды ТЭЦ-2 и ТЭЦ 3 Данные анализа показали

неоднократные нарушения водно-химического режима подпитки теплосетей со стороны станций в течении всего года по основным показателям (кислород и свободная углекислота)

- 7 Невыдержанные нормы периодически со стороны станций по основным показателям приводят к преждевременному износу труб, заносу железным шламом и ухудшения качества воды подаваемой на водоразбор
- 8 В период отопительного сезона производился химической анализ на содержание растворенного кислорода и углекислоты в контрольных точках на прямой и обратной магистралях
- 9 В настоящее время качество сетевой воды остается неудовлетворительным и не соответствует действующим нормам
- 10 Руководство предприятия понимает проблемы, стоящие перед предприятием
Разработана программа мероприятий по энергосбережению на 1997 г (см Табл 14)

Таблица 14 Программа по энергосбережению на 1997 г , разработанная специалистами Ивгортеплосети

№	Наименование мероприятий	Сроки	Эффективность
Водяные сети			
<i>Организационно-технические мероприятия по работе с потребителями тепла</i>			
1	Система учета тепла, отпускаемого потребителям, подключенным к выводу «С» ИвТЭЦ-2 (I очередь) Соисполнитель НПЦ «Системотехника»	II кв	Позволит иметь достоверные данные о фактическом потреблении тепла и потерям
2	Автоматизированная система управления и планирования надежности эксплуатации ИвГТС (I очередь) Соисполнитель АО «Информатика»	IV кв	Позволит иметь достоверные данные о фактическом потреблении тепла и потерям
3	Продолжение работ по телемеханизации теплосетей Соисполнитель НПЦ «Системотехника»	IV кв	Позволит иметь достоверные данные о фактическом потреблении тепла и потерям
<i>Снижение тепловых потерь</i>			
4	Использование тепловизионной установки с целью определения мест повышенных тепловых потерь	постоянно	Позволит улучшить планирование ремонтов
5	Реконструкция теплотрасс с целью снижения из затопляемости (ул Любимова)	II кв	Снижение тепловых потерь на 1,2 Тис Гкал в квартал
6	Начало перехода на трубопроводы с изоляцией, нанесенной в стационарных условиях (Постановление Главы администрации Ивановской области № 22 от 23 01 95 г) Соисполнитель ч п «Солярис»	IV кв	Увеличение срока службы трубопроводов в 1,5-2 раза, в перспективе снижение затрат на капитальный ремонт
<i>Снижение потерь тепла с утечками сетевой воды</i>			
7	Повышение надежности эксплуатации компенсаторов тепловых сетей – исследование возможности применения новых типов компенсаторов (сильфонные, линзовые, магнито-порошковые), Соисполнители ИГЭУ НПК «ТЭС» – замена неисправных существующих с/компенсаторов	II кв IV кв	Позволит снизить потери с с/компенс на 20 тыс Гкал
<i>Снижение потерь сетевой воды при проведении ремонтных работ</i>			
8	Капитальный ремонт тепловых сетей (14925 п м)	I-II кв	Позволит снизить абсолютные тепловые потери с утечками сетевой воды на 5%

№	Наименование мероприятий	Сроки	Эффективность
9	Разработка системы дренирования отключаемых участков теплотрасс в соответствии со СНиП – разработка оптимальной схемы установки транзитной запорной аппаратуры, – замена запорной и регулирующей аппаратуры	I кв II кв	Позволит снизить сливы сетевой воды при проведении работ по ремонту тепловых сетей на 2-3 Гкал за квартал
10	Обновление парка откачивающей техники (на базе а/м КАМАЗ)	II кв	Снижение сроков проведения ремонтных работ
11	Приобретение современных типов течеискателей	II кв	Сокращение затрат на проведение аварийных ремонтов
Паровые сети			
1	Проведение испытаний паропроводов на тепловые потери по кусту ТЭЦ-2, ТЭЦ-3	II кв	Повышение надежности эксплуатации паропроводов
2	Реконструкция паропроводов с целью предупреждения их затопления (паропровод куста ф-ки Самойлова)	III кв	
3	Завершение работ по устранению небалансов пароснабжения предприятий – по кусту котельный цех ИвГТС, – по кусту ТЭЦ-2, – по кусту ТЭЦ-3	IV кв	Повышение качества учета отпускаемого тепла
4	Капитальный ремонт изоляции паропроводов	I-III кв	Снижение тепловых потерь на 10 тыс Гкал
Конденсатопроводы			
1	Разработка системы улавливания конденсата в реальных условиях эксплуатации паропроводов	I кв	Повышение надежности эксплуатации конденсатопроводов
Котельный цех			
1	Завершение проекта и начало работ по реконструкции котельного цеха	IV кв	
2	Разработка энергетического баланса котельного цеха ИвГТС Соисполнитель Ивэнергоремонт	IV кв	Совершенствование производства
Организационные мероприятия			
1	Создание тепловой инспекции в Ивгортеплосети	I кв	Повышение надежности эксплуатации оборудования теплосети
2	Разработка положения о взаимодействии персонала ИвГТС с энергонадзором	II кв	
3	Совершенствование системы договоров с потребителями	II кв	

Результаты испытаний котлов

Испытания котлов № 2 и № 5 были проведены 19 июня 1997 года. Они включали в себя замеры состава дымовых газов перед дымососом процентного содержания O₂ CO NO_x а также температуры уходящих газов. Для этого использовался переносной автоматический газоанализатор Model 300 NSX компании BACHARACH Inc поставленного в Ивэнерго в комплекте измерительного оборудования в рамках реализации проекта. Одновременно с

проведением испытаний осуществлялось обучение персонала специализированного наладочного подразделения Ивэнерго

Необходимые показания расходов и давлений снимались с приборного щита «Техника» выполнения измерений стандартно включала следующие этапы

- 1 снятие «фотографии» работы оборудования — с целью оценки соблюдения персоналом режимной карты работы котлоагрегата,
- 2 вывод котла на режим соответствующий режимной карте (в случае, если персонал не придерживается режимной карты), либо оптимизация режима горения — с целью проверки правильности составления режимной карты

Результаты испытаний представлены в таблице 15 и 16

Таблица 15 Результаты испытания котла Стерлинг № 2, топливо — природный газ

Наименование параметра	Опыт 1	Опыт 2	Опыт
Паропроизводительность, т/ч	25	26	26
Температура воздуха на горение, °С	33	33	33
Температура уходящих газов из котла, °С	175	174	172
Температура питательной воды, °С	104	104	104
Содержание O ₂ , %	9,1	11,1	8,8
Содержание CO ₂ , %	6,6	5,5	6,8
Содержание CO, ppm	0	0	2
Содержание NO _x , ppm	163	60	77
Коэфф избытка воздуха за котлом	1,76	2,12	1,72
Потери тепла, включая потери с уходящими газами (g ₂) %	10,7	12,6	10,3

* Получено расчетным путем

Таблица 16 Результаты испытания котла Стерлинг № 5, топливо — природный газ + мазут

Наименование параметра	Опыт 1 перед дымососом	Опыт 2 за ПП
Паропроизводительность, т/ч	26,5	26,5
Температура воздуха на горение, °С	33	33
Температура уходящих газов из котла, °С	184	182
Температура питательной воды, °С	104	104
Содержание O ₂ , %	11,4	9,4
Содержание CO ₂ , %	5,3	6,4
Содержание CO, ppm	0	0
Содержание NO _x , ppm	124	153
Коэфф избытка воздуха за котлом	2,19	1,81
Потери тепла, включая потери с уходящими газами, % *	13,8	11,5

* Получено расчетным путем

Можно сделать вывод о том что котел Стерлинг № 5 работает в неэффективном режиме Регулировка режима сжигания позволила снизить потери тепла, включая потери с уходящими газами, с 13,8% до 11 5% Режим горения в котле Стерлинг № 5 можно считать эффективным

Установка регулируемого электропривода насосов ПНС

Исходная информация для расчета экономической эффективности внедрения регулируемого электропривода насосов перекачивающих насосных станций (ПНС) Ивановской теплосети представлена в таблице 17. Представленные данные отражают фактические технические параметры работы насосных станций

- Порядковый номер
- Состав установленного оборудования (количество и тип станций, основные и резервные станции)
- Указание линии в которой используется насосная станция (подающие или обратные линии)
- Диапазон колебаний расхода перекачиваемой воды (1996 г.)
- Диапазон изменений давления воды на входе и выходе насосных станций (1996 г.)

Таблица 17 Характеристика основного оборудования ПНС

ПНС №	Диапазон расходов, в котором работал насос в 1996 г., м³/ч	Тип насоса	Кол-во	Где установлен насос (подающая/обратная)	Рабочее (реальное) давление в линии перед насосом, м вод. ст.	Рабочее (реальное) давление в линии за насосом, м вод. ст.	Является ли данный насос основным или резервным?
ПНС-1	720-400	СЭ-800-55	2	подающая	32-45	42-60	1 осн +1 рез
ПНС-3/1	750-600	СЭ-800-55	1	подающая	40-50	67-72	основной
---	---»---	200Д-60а	1	подающая	---»---	---»---	резервный
ПНС-3/2	400-200	СЭ-800-55	2	подающая	35-40	90-120	основной
ПНС-5	1100-900	СЭ-1250-70	1	подающая	40-45	65-85	основной
---	---»---	СЭ-800-55	1	подающая	---»---	---»---	резервный
ПНС-7	5000-4000	СЭ-2500-60	2	подающая	60-75	100-118	основной
---	---»---	КРНА-400/500	2	подающая	---»---	---»---	резервный
---	4000-3000	СЭ-2500-60	2	обратная	20-30	55-60	основной
ПНС-8	1000-800	СЭ-800-55	3	подающая	34-40	70-80	1 осн + 2 рез
ПНС-9	1800-1500	СЭ-1250-70	3	обратная	4-10	66-79	2 осн + 1 рез

Рис S1, S2 Рабочие характеристики насоса СЭ 2500-60
 Рис S3, S4 Рабочие характеристики насоса СЭ 1250-70
 Рис S5, S6 Рабочие характеристики насоса СЭ 800-55

На Рис S7-S9 Приложения представлены распечатки таблиц расчетов для ПНС, использующих приведенные типы насосов. В целях анализа операций перекачки в Таблице 18 показаны диапазоны изменений давления и расходов для насосных станций

Таблица 18 Варианты группировки насосов ПНС

ПНС №	Рассматриваемые варианты	Среднее давление в линии перед насосом м вод ст	Давление в линии за насосом, м вод ст	Расход, м ³ /ч
ПНС-1	ПНС-1 (1 подающая)	32	42	400
	ПНС-1 (2 подающих)	45	60	720
ПНС-3/1	ПНС-3/1 (1 подающая)	45	70	750
	ПНС-3/1 (2 подающих)	(45 50)	(67 72)	600
ПНС-3/2	ПНС-3/2 (1 подающая)	38	90	200
	ПНС-3/2 (2 подающих)	(35 40)	120	400
ПНС-5	ПНС-5 (1 подающая)	43	65	900
	ПНС-5 (2 подающих)	(40 45)	85	1100
ПНС-7	ПНС-7 (1 подающая)	60	100	4000
	ПНС-7 (2 подающих)	75	118	5000
-	ПНС-7 (1 обратная)	20	55	3000
	ПНС-7 (2 обратные)	30	60	4000
ПНС-8	ПНС-8 (1 подающая)	34	70	800
	ПНС-8 (1 обратная)	40	80	1000
ПНС-9	ПНС-9 (1 обратная)	7	66	1500
	ПНС-9 (1 обратная)	(4 10)	79	1800

В обобщенном виде результаты расчета сроков окупаемости внедрения регулируемого электропривода на насосах ПНС Ивановской теплосети представлены в таблице 18

Таблица 19 Сводная таблица результатов расчета сроков окупаемости регулируемого электропривода

ПНС №	Рассматриваемые варианты	Тип насоса	Срок окупаемости мероприятия, месяцев работы	Процент экономии электроэнергии, %	Капитальные вложения, млн руб
ПНС-1	ПНС-1 (1 пр)	СЭ 800-55	11	88	384 8
	ПНС-1 (2 пр)		10	76	
ПНС-3/1	ПНС-3/1 (1 пр)	СЭ 1250-70	10	71	492 5
	ПНС-3/1 (2 пр)		10	75	
-->--	ПНС-3/1 (1 пр)	СЭ 800-55	13	58	384 5
	ПНС-3/1 (2 пр)		12	70	
ПНС 3/2	ПНС-3/2 (1 пр)	СЭ 800-55	63	16	384 8
	ПНС-3/2 (2 пр)		-	-	
ПНС-5	ПНС-5 (1 пр)	СЭ 1250-70	9	68	492 5
	ПНС-5 (2 пр)		14	39	
-->--	ПНС-5 (1 пр)	СЭ 800-55	11	60	384 8
	ПНС-5 (2 пр)		-	-	
ПНС-7	ПНС-7 (1 пр)	СЭ 2500-60	15	19	769 5
	ПНС-7 (2 пр)		16	16	
-->--	ПНС-7 (1 об)	СЭ 2500-60	19	23	769 5
	ПНС-7 (2 об)		11	24	
ПНС-8	ПНС-8 (1 пр)	СЭ 800-55	19	47	384 8
	ПНС-8 (2 об)		11	62	
ПНС-9	ПНС-9 (1 об)	СЭ 1250-60	29	11	492 5
	ПНС-9 (1 об)		49	6	

Исполнители в целом уверены в правильности математических расчетов и исходных посылок при программировании. Исключение составляют два «грубых» допущения, принятые исполнителями при разработке программы

- КПД регулируемого привода неизменно от частоты вращения,
- электрическая мощность регулируемого привода прямо пропорциональна третьей степени частоты вращения насоса, т е например, при снижении частоты вращения вала насоса в 1 1 раза потребление электроэнергии регулируемым приводом падает в $1 1^3=1 331$ раз

К сожалению, учесть на данном этапе эти два фактора не представляется возможным

Практически по всем ПНС внедрение регулируемого привода экономически целесообразно (срок окупаемости менее 2 лет). Исключение составляют ПНС 9 и ПНС-3/2. Рекомендуемые к оснащению регулируемым приводом объекты выделены темным фоном.

В таблице 20 представлены отчетные данные по потреблению электроэнергии отдельными ПНС Ивановской городской теплосети в 1996г. Там же приведены оценочные данные по экономии электроэнергии на отдельных ПНС при условии их оснащения регулируемым приводом.

Таблица 20 Расход электроэнергии по ПНС Ивгортеплосети в 1996г

№	Объект	Расход электроэнергии в 1996г, кВт-ч	Потенциал энергосбережения (в пересчете на потребление 1996г.), кВт-ч	Возможный процент экономии (оценка), %
1	ПНС-1	522 840	418 000	80%
2	ПНС-3/1	335 192	201 000	60%
3	ПНС-3/2	389 580	-	-
4	ПНС-5	1 370 400	548 000	40%
5	ПНС-7	5 553 360	1 110 000	20%
6	ПНС-8	798 000	399 000	50%
7	ПНС-9	2 360 560	-	-
	ВСЕГО	11329932	2 057 000	18%

Общее потребление электроэнергии объектами «Ивгортеплосети» составило в 1996г. 17 902 тыс. кВт-ч. Применение регулируемого привода на ПНС позволит ежегодно экономить около 2 млн. кВт-ч электроэнергии (около 11% от общего электропотребления «Ивгортеплосети») или 920 млн. руб.

Принимая во внимание значительный объем капиталовложений представляется необходимым разработать детальную поэтапную программу реализации данного мероприятия.

Раздел 4

Рекомендованные мероприятия по энергосбережению

А Потенциальные мероприятия по энергосбережению

За время, отведенное на осуществление проекта участники энергоаудита изучили как можно большее число потенциальных мероприятий по энергосбережению. После этого к внедрению на предприятии были рекомендованы наиболее экономически эффективные мероприятия. Некоторые из потенциальных мероприятий по энергосбережению внедрять нецелесообразно ввиду длительного периода окупаемости или очень больших начальных затрат. В рекомендованный список включены мероприятия со сроком окупаемости не более 3 лет. С учетом состояния экономики России это представляется наиболее рациональным максимальным сроком для мероприятий, которые должны оплачиваться из экономии.

В Рекомендуемые проекты

ПРОЕКТ 1 *Внедрение регулируемого электропривода на насосе СЭ 800-55 ПНС-1 Ивгортеплосети*

Цель проекта Снижение гидравлических потерь на задвижках, перевод нерегулируемых насосов в стабильный режим работы, снижение противодавления на насосах и как следствие — снижение аварийности и времени простоя оборудования.

Обоснование

В настоящее время изменение (регулирование) режима работы насосов осуществляется изменением числа насосов в работе и положением задвижек на напоре насосов. При снижении расхода сетевой воды персонал прикрывает задвижки, повышая противодавление на насосе и таким образом смещая рабочую точку влево по рабочей характеристике насоса. Этот способ регулировки имеет ряд недостатков, основными из которых являются:

1. Повышенное давление на напоре (выхлопе) насоса. Так как насосы СЭ 800-55 осевого типа, повышение противодавления вызывает нерасчетный режим работы подшипников насоса и как следствие — преждевременный их износ и выход из строя. Неминуемы аварии и остановки.
2. Невозможно быстро и точно изменить режим работы группы насосов при их параллельной работе. Кроме того, имеет место инерционная «раскачка» и «передавливание» одного насоса другим, что также сказывается на сроке службы насоса и надежности его работы.
3. Повышенные потери электрической энергии на привод, связанные с тем, что в результате преобразованная электрической энергии в гидравлическую, доля последней теряется на задвижках. Приведенные выше расчеты свидетельствуют, что доля потерь электроэнергии может составлять до 20%.

Применение регулируемого электропривода одного из насосов позволяет перевести насосы, не оснащенные регулируемым приводом, в стабильный режим работы при полностью открытых задвижках. Это снижает противодавление, переводит насос в расчетный режим работы, что существенно повышает надежность их работы. При оснащении системы регулируемым приводом появляется возможность быстро и адекватно реагировать на изменение давления в теплосети. И главное — устраняются дополнительные потери электрической энергии, а сэкономленная энергия направляется на отпуск потребителю.

Капиталовложения

Затраты на приобретение и установку регулируемого электропривода оценочно принимались на уровне 270 \$US на 1 кВт установленной мощности привода. Насос СЭ 800-55 имеет электропривод мощностью 0,25 Мвт. Следовательно, общие капиталовложения оцениваются на уровне:

250 кВт x 270 \$US/кВт = 67 500 \$US (384,8 млн руб.)

Экономия энергоносителя

Около 85 Мвт-ч в месяц / 39 1 млн руб в месяц / 6 9 тыс \$US в месяц

Срок окупаемости Срок окупаемости 10 мес

ПРОЕКТ 2 Внедрение регулируемого электропривода на насосе СЭ 800-55 ПНС-3/1
Ивгортепосети

Цель проекта Снижение гидравлических потерь на задвижках, перевод нерегулируемых насосов в стабильный режим работы снижение противодавления на насосах и как следствие — снижение аварийности и времени простоя оборудования

Обоснование

В настоящее время изменение (регулирование) режима работы насосов осуществляется изменением числа насосов в работе и положением задвижек на напоре насосов При снижении расхода сетевой воды персонал прикрывает задвижки, повышая противодавление на насосе и таким образом смещая рабочую точку влево по рабочей характеристике насоса Этот способ регулировки имеет ряд недостатков, основными из которых являются

- 1 Повышенное давление на напоре (выхлопе) насоса Так как насосы СЭ 800-55 осевого типа, повышение противодавления вызывает нерасчетный режим работы подшипников насоса и как следствие — преждевременный их износ и выход из строя Неминуемы аварии и остановки
- 2 Невозможно быстро и точно изменить режим работы группы насосов при их параллельной работе Кроме того, имеет место инерционная «раскачка» и «передавливание» одного насоса другим, что также сказывается на сроке службы насоса и надежности его работы
- 3 Повышенные потери электрической энергии на привод, связанные с тем, что в результате преобразованная электрической энергии в гидравлическую, доля последней теряется на задвижках Приведенные выше расчеты свидетельствуют, что доля потерь электроэнергии может составлять до 20%

Применение регулируемого электропривода одного из насосов позволяет перевести насосы, не оснащенные регулируемым приводом, в стабильный режим работы при полностью открытых задвижках Это снижает противодавление, переводит насос в расчетный режим работы, что существенно повышает надежность их работы При оснащении системы регулируемым приводом появляется возможность быстро и адекватно реагировать на изменение давления в теплосети И главное устраняются дополнительные потери электрической энергии, а сэкономленная энергия направляется на отпуск потребителю

Капиталовложения

Затраты на приобретение и установку регулируемого электропривода оценочно принимались на уровне 270 \$US на 1 кВт установленной мощности привода Насос СЭ 800-55 имеет электропривод мощностью 0 25 Мвт Следовательно, общие капиталовложения оцениваются на уровне

$$250 \text{ кВт} \times 270 \text{ $US/кВт} = 67\,500 \text{ $US (384,8 млн руб)}$$

Экономия энергоносителя

Около 63 Мвт-ч в месяц / 28 98 млн руб в месяц / 5 1 тыс \$US в месяц

Срок окупаемости Срок окупаемости 13 мес

ПРОЕКТ 3 Внедрение регулируемого электропривода на насосе СЭ 1250-70 ПНС 5
Ивгортепосети

Цель проекта Снижение гидравлических потерь на задвижках, перевод нерегулируемых насосов в стабильный режим работы, снижение противодействия на насосах и как следствие — снижение аварийности и времени простоя оборудования

Обоснование

В настоящее время изменение (регулирование) режима работы насосов осуществляется изменением числа насосов в работе и положением задвижек на напоре насосов. При снижении расхода сетевой воды персонал прикрывает задвижки, повышая противодействие на насосе и таким образом смещая рабочую точку влево по рабочей характеристике насоса. Этот способ регулировки имеет ряд недостатков, основными из которых являются:

1. Повышенное давление на напоре (выхлопе) насоса. Так как насосы СЭ 1250-70 осевого типа, повышение противодействия вызывает нерасчетный режим работы подшипников насоса и как следствие — преждевременный их износ и выход из строя. Неминуемы аварии и остановки.
2. Невозможно быстро и точно изменить режим работы группы насосов при их параллельной работе. Кроме того, имеет место инерционная «раскачка» и «передавливание» одного насоса другим, что также сказывается на сроке службы насоса и надежности его работы.
3. Повышенные потери электрической энергии на привод, связанные с тем, что в результате преобразованная электрической энергии в гидравлическую, доля последней теряется на задвижках. Приведенные выше расчеты свидетельствуют, что доля потерь электроэнергии может составлять до 20%.

Применение регулируемого электропривода одного из насосов позволяет перевести насосы, не оснащенные регулируемым приводом, в стабильный режим работы при полностью открытых задвижках. Это снижает противодействие, переводит насос в расчетный режим работы, что существенно повышает надежность их работы. При оснащении системы регулируемым приводом появляется возможность быстро и адекватно реагировать на изменение давления в теплосети. И главное — устраняются дополнительные потери электрической энергии, а сэкономленная энергия направляется на отпуск потребителю.

Капиталовложения

Затраты на приобретение и установку регулируемого электропривода оценочно принимались на уровне 270 \$US на 1 кВт установленной мощности привода. Насос СЭ 1250-70 имеет электропривод мощностью 0,32 Мвт. Следовательно, общие капиталовложения оцениваются на уровне:

$$320 \text{ кВт} \times 270 \text{ \$US/кВт} = 86\,400 \text{ \$US} \text{ (492,5 млн руб.)}$$

Экономия энергоносителя

Около 100 Мвт·ч в месяц / 46,0 млн руб. в месяц / 8,1 тыс. \$US в месяц

Срок окупаемости Срок окупаемости 11 мес.

ПРОЕКТ 4 Внедрение регулируемого электропривода на насосе СЭ 2500-60 (подающая) ПНС-7
Ивгортепосети

Цель проекта Снижение гидравлических потерь на задвижках перевод нерегулируемых насосов в стабильный режим работы, снижение противодавления на насосах и как следствие — снижение аварийности и времени простоя оборудования

Обоснование

В настоящее время изменение (регулирование) режима работы насосов осуществляется изменением числа насосов в работе и положением задвижек на напоре насосов. При снижении расхода сетевой воды персонал прикрывает задвижки, повышая противодавление на насосе и таким образом смещая рабочую точку влево по рабочей характеристике насоса. Этот способ регулировки имеет ряд недостатков, основными из которых являются

1. Повышенное давление на напоре (выхлопе) насоса. Так как насосы СЭ 2500-60 осевого типа, повышение противодавления вызывает нерасчетный режим работы подшипников насоса и как следствие — преждевременный их износ и выход из строя. Неминуемы аварии и остановки.
2. Невозможно быстро и точно изменить режим работы группы насосов при их параллельной работе. Кроме того, имеет место инерционная «раскачка» и «передавливание» одного насоса другим, что также сказывается на сроке службы насоса и надежности его работы.
3. Повышенные потери электрической энергии на привод, связанные с тем, что в результате преобразованная электрической энергии в гидравлическую, доля последней теряется на задвижках. Приведенные выше расчеты свидетельствуют, что доля потерь электроэнергии может составлять до 20%.

Применение регулируемого электропривода одного из насосов позволяет перевести насосы, не оснащенные регулируемым приводом, в стабильный режим работы при полностью открытых задвижках. Это снижает противодавление, переводит насос в расчетный режим работы, что существенно повышает надежность их работы. При оснащении системы регулируемым приводом появляется возможность быстро и адекватно реагировать на изменение давления в теплосети. И главное — устраняются дополнительные потери электрической энергии, а сэкономленная энергия направляется на отпуск потребителю.

Капиталовложения

Затраты на приобретение и установку регулируемого электропривода оценочно принимались на уровне 270 \$US на 1 кВт установленной мощности привода. Насос СЭ 2500-60 имеет электропривод мощностью 0,5 Мвт. Следовательно, общие капиталовложения оцениваются на уровне

$$500 \text{ кВт} \times 270 \text{ \$US/кВт} = 135\,000 \text{ \$US (769,5 млн руб)}$$

Экономия энергоносителя

Около 110 Мвт·ч в месяц / 50,6 млн руб в месяц / 8,9 тыс \$US в месяц

Срок окупаемости Срок окупаемости 15 мес

ПРОЕКТ 5 Внедрение регулируемого электропривода на насосе СЭ 2500-60 (обратная) ПНС-7 Ивгортепелосети

Цель проекта Снижение гидравлических потерь на задвижках, перевод нерегулируемых насосов в стабильный режим работы, снижение противодавления на насосах и как следствие — снижение аварийности и времени простоя оборудования

Обоснование

В настоящее время изменение (регулирование) режима работы насосов осуществляется изменением числа насосов в работе и положением задвижек на напоре насосов. При снижении расхода сетевой воды персонал прикрывает задвижки, повышая противодавление на насосе и таким образом смещая рабочую точку влево по рабочей характеристике насоса. Этот способ регулировки имеет ряд недостатков, основными из которых являются:

1. Повышенное давление на напоре (выхлопе) насоса. Так как насосы СЭ 2500-60 осевого типа, повышение противодавления вызывает нерасчетный режим работы подшипников насоса и как следствие — преждевременный их износ и выход из строя. Неминуемы аварии и остановки.
2. Невозможно быстро и точно изменить режим работы группы насосов при их параллельной работе. Кроме того, имеет место инерционная «раскачка» и «передавливание» одного насоса другим, что также сказывается на сроке службы насоса и надежности его работы.
3. Повышенные потери электрической энергии на привод, связанные с тем, что в результате преобразованная электрической энергии в гидравлическую, доля последней теряется на задвижках. Приведенные выше расчеты свидетельствуют, что доля потерь электроэнергии может составлять до 20%.

Применение регулируемого электропривода одного из насосов позволяет перевести насосы, не оснащенные регулируемым приводом, в стабильный режим работы при полностью открытых задвижках. Это снижает противодавление, переводит насос в расчетный режим работы, что существенно повышает надежность их работы. При оснащении системы регулируемым приводом появляется возможность быстро и адекватно реагировать на изменение давления в теплосети. И главное — устраняются дополнительные потери электрической энергии, а сэкономленная энергия направляется на отпуск потребителю.

Капиталовложения

Затраты на приобретение и установку регулируемого электропривода оценочно принимались на уровне 270 \$US на 1 кВт установленной мощности привода. Насос СЭ 2500-60 имеет электропривод мощностью 0,5 Мвт. Следовательно, общие капиталовложения оцениваются на уровне:

$$500 \text{ кВт} \times 270 \text{ $US/кВт} = 135\,000 \text{ $US (769,5 млн руб.)}$$

Экономия энергоносителя

Около 120 Мвт·ч в месяц / 55,2 млн руб. в месяц / 9,7 тыс. \$US в месяц

Срок окупаемости Срок окупаемости 14 мес.

ПРОЕКТ 6 Внедрение регулируемого электропривода на насосе СЭ 800-55 ПНС-8 Ивгортепелосети

Цель проекта Снижение гидравлических потерь на задвижках, перевод нерегулируемых насосов в стабильный режим работы, снижение противодавления на насосах и как следствие — снижение аварийности и времени простоя оборудования

Обоснование

В настоящее время изменение (регулирование) режима работы насосов осуществляется изменением числа насосов в работе и положением задвижек на напоре насосов. При

снижении расхода сетевой воды персонал прикрывает задвижки, повышая противодействие на насосе и таким образом смещая рабочую точку влево по рабочей характеристике насоса. Этот способ регулировки имеет ряд недостатков, основными из которых являются

- 1 Повышенное давление на напоре (выхлопе) насоса. Так как насосы СЭ 800-55 осевого типа, повышение противодействия вызывает нерасчетный режим работы подшипников насоса и как следствие — преждевременный их износ и выход из строя. Неминуемы аварии и остановки.
- 2 Невозможно быстро и точно изменить режим работы группы насосов при их параллельной работе. Кроме того, имеет место инерционная «раскачка» и «передавливание» одного насоса другим, что также сказывается на сроке службы насоса и надежности его работы.
- 3 Повышенные потери электрической энергии на привод, связанные с тем, что в результате преобразованная электрической энергии в гидравлическую, доля последней теряется на задвижках. Приведенные выше расчеты свидетельствуют, что доля потерь электроэнергии может составлять до 20%.

Применение регулируемого электропривода одного из насосов позволяет перевести насосы, не оснащенные регулируемым приводом, в стабильный режим работы при полностью открытых задвижках. Это снижает противодействие, переводит насос в расчетный режим работы, что существенно повышает надежность их работы. При оснащении системы регулируемым приводом появляется возможность быстро и адекватно реагировать на изменение давления в теплосети. И главное — устраняются дополнительные потери электрической энергии, а сэкономленная энергия направляется на отпуск потребителю.

Капиталовложения

Затраты на приобретение и установку регулируемого электропривода оценочно принимались на уровне 270 \$US на 1 кВт установленной мощности привода. Насос СЭ 800-55 имеет электропривод мощностью 0,25 Мвт. Следовательно, общие капиталовложения оцениваются на уровне

$$250 \text{ кВт} \times 270 \text{ \$US/кВт} = 67\,500 \text{ \$US} \text{ (384,8 млн руб.)}$$

Экономия энергоносителя

Около 63 Мвт·ч в месяц / 28,98 млн руб. в месяц / 5,1 тыс. \$US в месяц
Срок окупаемости Срок окупаемости 13 мес.

Раздел 5

Приложение

В настоящем приложении приводятся данные и информация, собранные во время работ на предприятии и использованные при разработке рекомендуемых мероприятий по энергосбережению

Рис 5 1

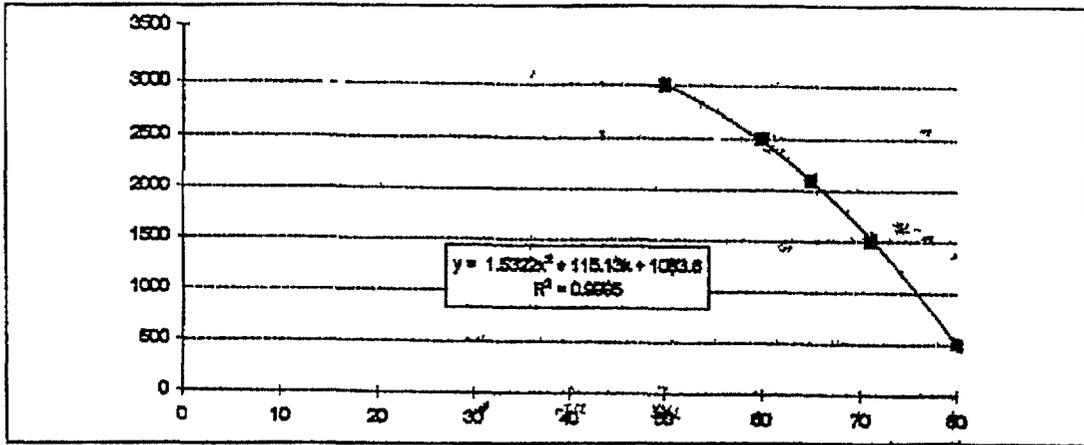
Сетевой насос СЭ 2500-60

Давление м вод ст	59	57	56	53	51
Производительность, м3/ч	250	500	750	900	1000

Зависимость производительности от давления описывается следующей формулой

$$Q=AH^2+BH+C$$

$$\begin{aligned} A &= 1\,5322 \\ B &= 115\,13 \\ C &= 1083\,6 \end{aligned}$$



Производительность насоса, м3/ч	0	1000	2200	2800
Кпд электропривода	0	0,6	0,85	0,85

Зависимость кпд от производительности описывается следующей формулой

$$\begin{aligned} A &= -1\,57E-07 \\ B &= 0\,0007387 \\ C &= 0\,004824 \end{aligned}$$

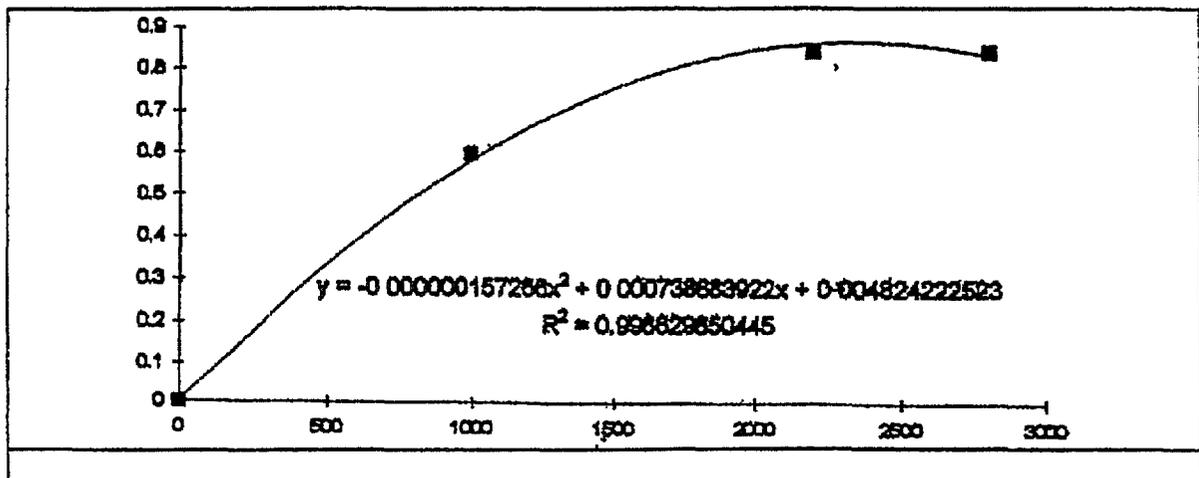
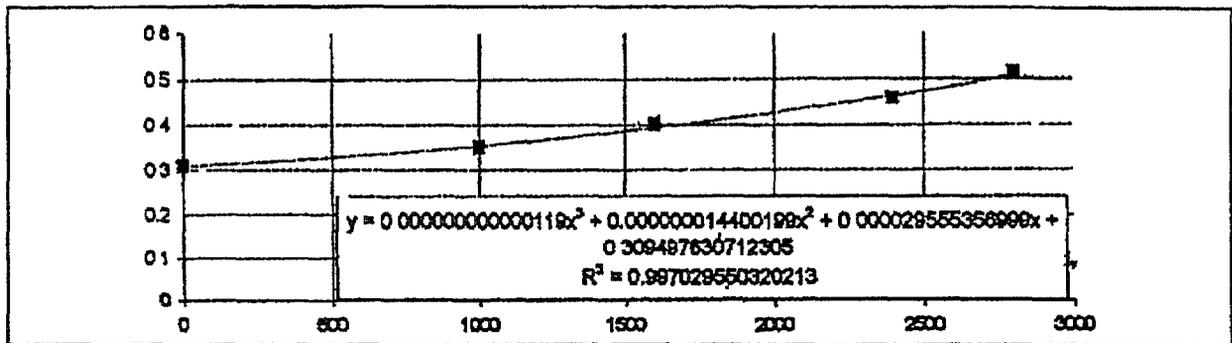


Рис 5 2

Производительность насоса м3/ч				
Мощность, МВт				

Зависимость мощности от производительности описывается полиномом третьей степени

$$\begin{aligned}
 A &= -1\ 5322 \\
 B &= 115\ 13 \\
 C &= 1083\ 6
 \end{aligned}$$



Производительность насоса м3/ч	80	71	65	60	50
Давление, м вод ст	500	1500	2100	2500	3000

Зависимость давления от производительности описывается следующей формулой
 $Q=AH^2+BH+C$

$$\begin{aligned}
 A &= -1\ 57E-07 \\
 B &= 0\ 0007387 \\
 C &= 0\ 004824
 \end{aligned}$$

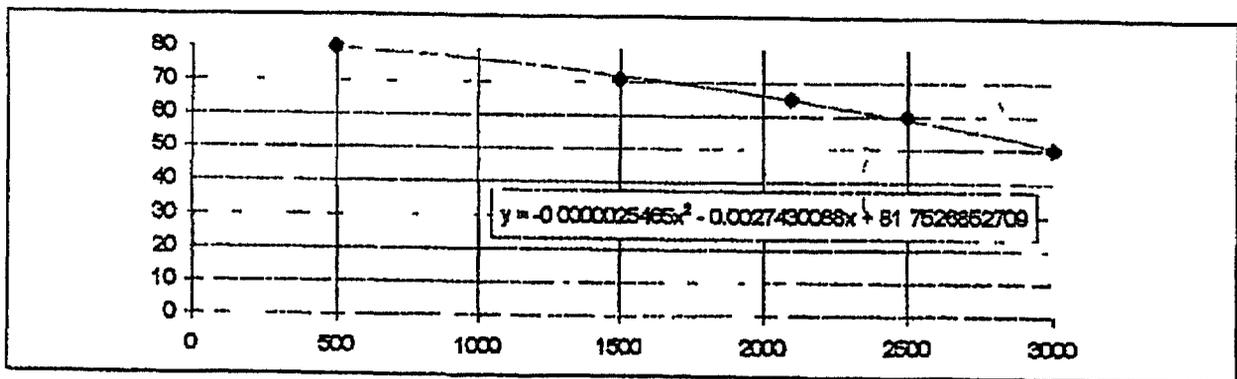


Рис 53

Сетевой насос СЭ 1250-70

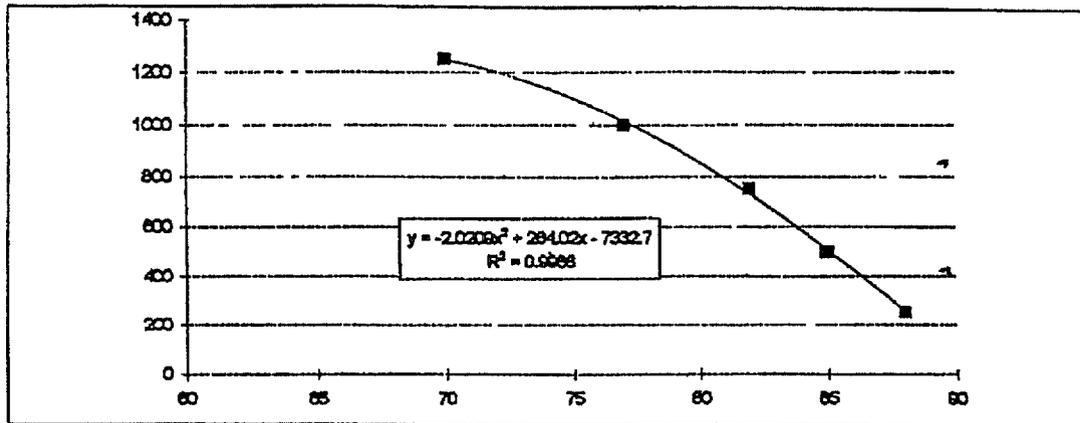
Давление, м вод. ст.	88	85	82	77	70
Производительность, м ³ /ч	250	500	750	1000	1250

Зависимость производительности от давления описывается следующей формулой
 $Q=AN^2+B+N+C$

$$A = -2.0209$$

$$B = 264.02$$

$$C = -7332.7$$



Производительность насоса м ³ /ч	0	280	500	1000
Кпд электропривода	0	0,4	0,61	0,82

Зависимость кпд от производительности описывается следующей формулой

$Q=AN^2+B+N+C_s$

$$A = -8.15E-07$$

$$B = 0.001632387$$

$$C = 0.001636188$$

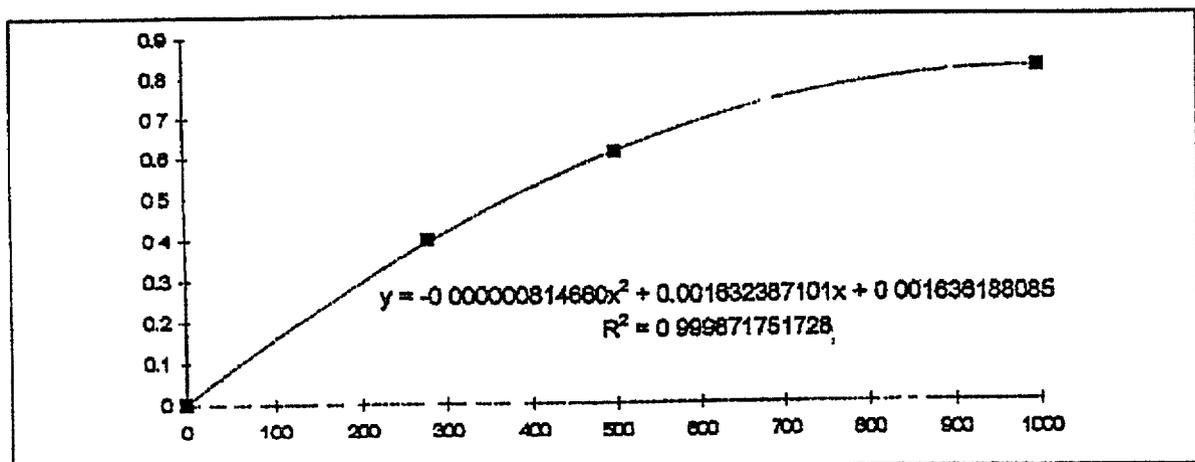
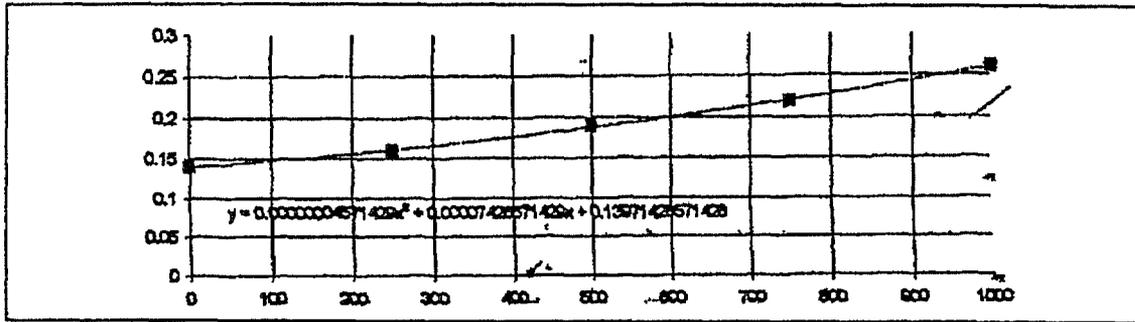


Рис 5.4

Производительность насоса, м ³ /ч	0	250	500	750	1000
Мощность МВт	0,14	0,16	0,16	0,22	0,26

Зависимость мощности от производительности описывается полиномом третьей степени

$$\begin{aligned}
 A &= -0 \\
 B &= 4,57E-08 \\
 C &= 7,42857E-05 \\
 D &= 0,139714286
 \end{aligned}$$



Производительность насоса м ³ /ч	2850	500	750	1000	1250
Давление, м вод ст	88	86	83	78	70

Зависимость давления от производительности описывается следующей формулой

$$\begin{aligned}
 A &= -0,000016 \\
 B &= 0,0064 \\
 C &= 87,2
 \end{aligned}$$

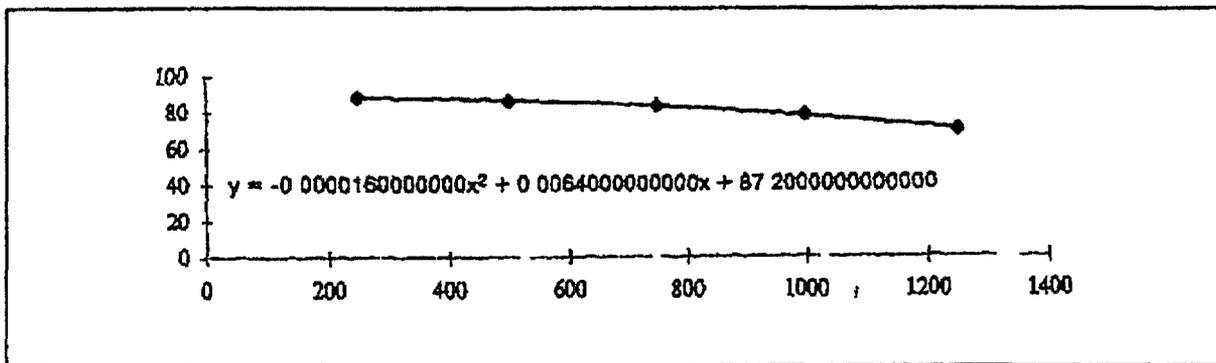


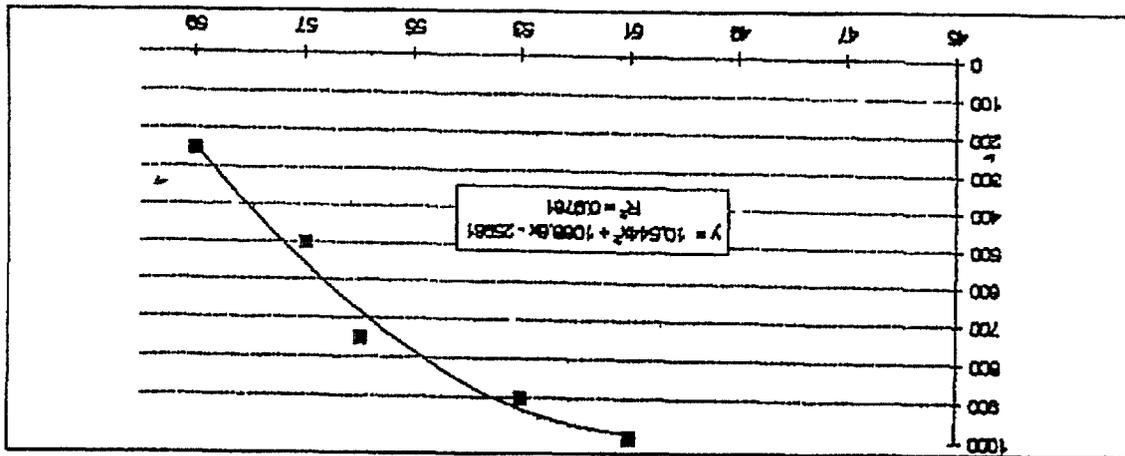
Рис 55

Сетевой насос СЭ 800-55

Давление, м вод ст	59	57	56	53	51
Производительность м3/ч	250	500	750	900	1000

Зависимость производительности от давления описывается следующей формулой
 $Q=AN^2+BN+C$

$A = -10\,544$ $B = 1066\,6$ $C = -25981$



Производительность насоса м3/ч	0	500	750	1000
Кпд электропривода	0	0,65	0,8	0,72

Зависимость кпд от производительности описывается следующей формулой

$A = -1\,22E-06$ $B = 0\,001954182$ $C = -0\,003090909$

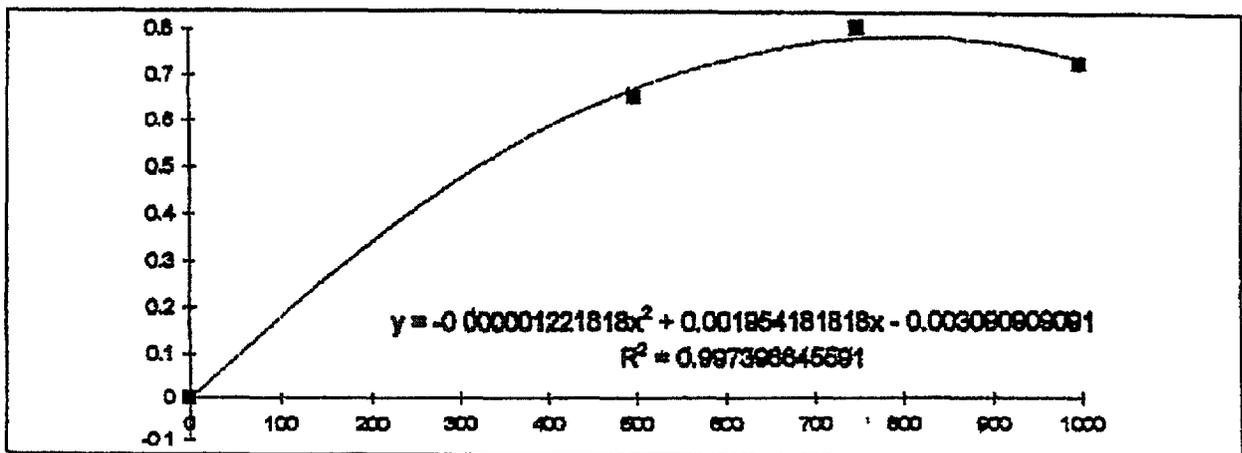
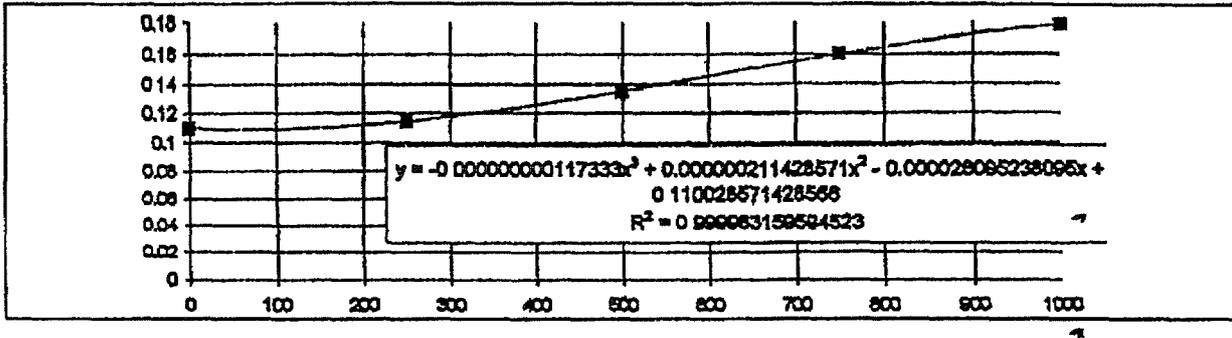


Рис 5 б

Производительность насоса м3/ч				
Мощность МВт				

Зависимость мощности от производительности описывается полиномом третьей степени

$$\begin{aligned}
 A &= -1.17 \times 10^{-10} \\
 B &= 2.11429 \times 10^{-7} \\
 C &= -2.60952 \times 10^{-5} \\
 D &= 0.110028571
 \end{aligned}$$



Производительность насоса м3/ч	250	500	710	870	1000
Мощность, МВт	59	57.5	56	55	49

$$Q = AH^2 + BH + C$$

$$\begin{aligned}
 A &= -0.000019977 \\
 B &= 0.01238207 \\
 C &= 56.93568126
 \end{aligned}$$

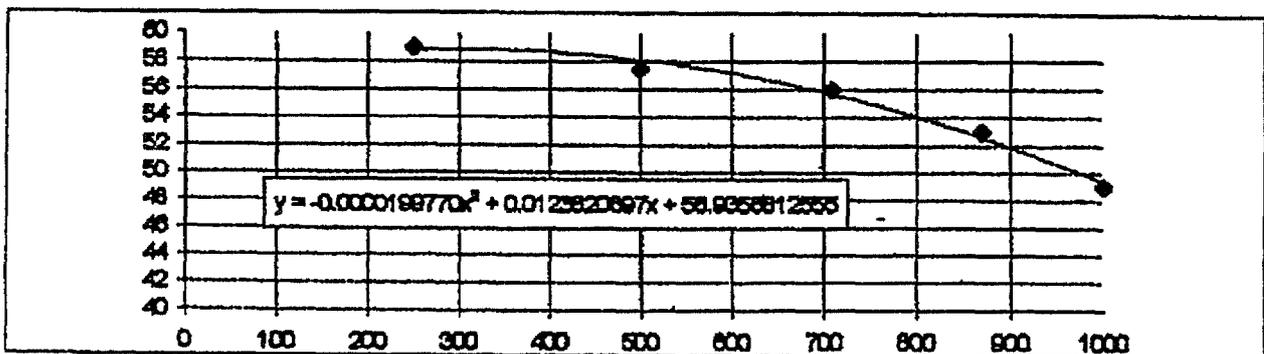


Рис 5 7

Расчет эффективности регулируемого электропривода

Объект система теплоснабжения Иваново

Насосы СЭ 1250-70

Производительность, м3/ч 1 250

Мощность электропривода, МВт 0 32

Вариант	Дни в месяце	Допущения		Для базового варианта								
		К во насосов шт	К во проработанных дней в месяце	Перепад давления на насосе м вод ст	Давление до ПНС м вод ст	Давление после ПНС м вод ст	Перепад давления на ПНС м вод ст	Потери давления в запорной арматуре м вод ст	Общий расход воды для группы насосов м3/ч	Расход воды для каждого насоса м3/ч	Мощность одного насоса МВт	Потребление МВт ч
31	1	1	31	81,67	45,00	70,00	25,00	55,67	750	750	0,22	165
31	1	1	31	83,81	45,00	70,00	25,00	58,81	600	600	0,20	149
31	1	1	31	79,22	43,00	65,00	22,00	57,22	900	900	0,24	181
31	1	1	31	75,02	43,00	85,00	42,00	33,02	1100	1100	0,28	206
31	2	2	31	81,68	7,00	66,00	59,00	22,68	1500	750	0,22	329
31	2	2	31	79,22	7,00	79,00	79,00	7,22	1800	900	0,24	363

Вариант с установкой регулируемого электропривода										
Насосы с нерегулируемым приводом					Насосы с регулируемым приводом					
Номин расход воды при сетев давлён м3/ч	К во работающих насосов	К во проработанных дней в месяце	Мощность одного насоса МВт	Потребл эл/энергии баз элек тропроводом МВт ч	Расх воды м3/ч	Развиваемое давл м вод ст	К во проработанных дней в мес	Мощн регулир емого элек тропрово да МВт	Потреблен эл/энергии регулир емым элек тропри вод, МВт ч	Общ ежем потреб ление эл/эн МВт ч
0	0	0	0,00	0,00	750	25,00	31	0,07	48,44	48,44
0	0	0	0,00	0,00	600	25,00	31	0,05	37,34	37,34
0	0	0	0,00	0,00	900	22,00	31	0,08	57,11	57,11
0	0	0	0,00	0,00	1100	42,00	31	0,17	124,94	124,94
1210	1	31	0,30	220,58	290	59,00	31	0,10	70,74	291,32
1200	1	31	0,29	219,30	600	72,00	31	0,16	121,14	340,44

Ежемесячная экономия электроэнергии, МВт ч	Экономия %	Средняя экономия %	Ежемесячная экономия млн руб	Срок окупаемости месяцев
166,14	71%		53,42	10
111,99	75%	73%	51,52	10
124,15	68%		57,11	9
81,01	39%	54%	37,27	14
37,69	11%		17,34	29
22,08	6%	9%	10,16	49

Тариф на электроэнергию, рублей за кВт-ч

Удельные затраты на электропривод, долл США за кВт

Общие затраты на электропривод, долл США

Текущий обменный курс рубля по отношению к доллару

Общие затраты на электропривод, млн руб

460

270

86400

5700

492 48

Рис 57

Расчет эффективности регулируемого электропривода

Объект система теплоснабжения Иваново

Насосы СЭ 1250-60

Производительность, м³/ч 2 500

Мощность электропривода, МВт 0 5

Вариант	Дней в месяце	Допущения		Для базового варианта								
		К во насосов шт	К во проработанных дней в месяце	Перепад давления на насосе м вод ст	Давление до ПНС м вод ст	Давление после ПНС м вод ст	Перепад давления на ПНС м вод ст	Потери давления в запорной арматуре м вод ст	Общий расход воды для группы насосов м ³ /ч	Расход воды для каждого насоса м ³ /ч	Мощность одного насоса МВт	Потребление МВт ч
31	2	31	31	89,09	60,00	100,00	40,00	26,09	4000	2000	0,43	636
31	2	31	31	59,64	75,00	118,00	43,00	16,64	5000	2500	0,48	707
31	1	31	31	50,25	20,00	55,00	35,00	15,25	3000	3000	0,53	395
31	2	31	31	66,09	30,00	60,00	30,00	36,09	4000	2000	0,43	636

Вариант с установкой регулируемого электропривода										
Насосы с нерегулируемым приводом				Насосы с регулируемым приводом						
Номинальный расход воды при сетевом давлении м ³ /ч	К во работающих насосов	К во проработанных дней в месяце	Мощность одного насоса МВт	Потребление эл/энергии баз электроприводом МВт ч	Расход воды м ³ /ч	Развиваемое давление м вод ст	К во проработанных дней в мес	Мощность регулируемого электропривода МВт	Потребление эл/энергии регулируемого электропривода, МВт ч	Общие ежемесячные потребности эл/эн МВт ч
2337	1	31	0,56	417	763	40,00	31	0,14	101,22	517,95
3201	1	31	0,56	413	1799	43,00	31	0,25	183,89	597,23
3236	0	31	0,56	0	3000	35,00	31	0,41	305,48	305,48
3159	1	31	0,56	409	842	30,00	31	0,10	72,22	481,62

Ежемесячная экономия электроэнергии МВт ч	Экономия %	Средняя экономия %	Ежемесячная экономия млн руб	Срок окупаемости месяцев
117,67	19%		54,13	15
109,94	16%	17%	50,57	16
89,56	23%		41,20	19
154,01	24%	23%	70,84	11

Тариф на электроэнергию рублей за кВт-ч

460

Удельные затраты на электропривод, долл США за кВт

270

Общие затраты на электропривод долл США

13500

Текущий обменный курс рубля по отношению к доллару

5700

Общие затраты на электропривод, млн руб

492,48

Рис 5 9

Расчет эффективности регулируемого электропривода

Объект система теплоснабжения Иваново
 Насосы СЭ 1250-60
 Производительность, м3/ч 2 500
 Мощность электропривода, МВт 0,25

Вариант	Дней в месяце	Допущения		Для базового варианта								
		К во насосов шт	К во проработанных дней в месяце	Перепад давления на насосе м вод ст	Давление до ПНС м вод ст	Давление после ПНС м вод ст	Перепад давления на ПНС м вод ст	Потери давления в запорной арматуре м вод ст	Общие расход воды для группы насосов м3/ч	Расход воды для каждого насоса м3/ч	Мощность одного насоса МВт	Потребление МВт ч
31	1	31	31	58,08	32,00	42,00	10,00	48,08	400	400	0,13	94
31	1	31	31	55,66	45,00	60,00	15,00	40,66	720	720	0,16	117
31	1	31	31	55,08	34,00	70,00	36,00	22,08	400	400	0,13	94
31	1	31	31	50,50	40,00	60,00	20,00	30,50	992	992	0,18	132
31	1	31	31	55,37	45,00	70,00	25,00	30,37	750	750	0,16	119
31	1	31	31	56,68	40,00	60,00	20,00	36,68	600	600	0,15	108
31	1	31	31	59,25	38,00	90,00	52,00	7,25	200	200	0,11	84
31	1	31	31	58,08	38,00	120,00	82,00					
31				53,54	43,00	65,00	22,00	31,54	900	900	0,17	128
31	1	31	31	49,00	43,00	85,00	42,00					

Вариант с установкой регулируемого электропривода										
Насосы с нерегулируемым приводом					Насосы с регулируемым приводом					
Номин расход воды при сетев давлен м³/ч	К во работающих насосов	К во проработанных дней в месяце	Мощность одного насоса МВт	Потребл эл/энергии баз элек троприводом МВт ч	Расх воды м3/ч	Развиваемое давл м вод ст	К во проработанных дней в мес	Мощн регулир емого элек троприво да МВт	Потреблен эл/энергии регулир емым электропри вод , МВт ч	Общ ежем потреб ление эл/эн МВт ч
0	0	31	0,00	0	400	10,00	31	0,015	10,95	10,95
0	0	31	0,00	0	720	15,00	31	0,038	28,03	28,03
0	0	31	0,11	0	400	36,00	31	0,066	49,37	49,37
0	0	31	0,11	0	992	20,00	31	0,068	50,33	50,33
0	0	31	0,11	0	750	25,00	31	0,067	49,99	49,99
0	0	31	0,11	0	600	20,00	31	0,044	32,51	32,51
0	0	31	0,11	0	200	52,00	31	0,094	70,09	70,09
0	0	31	0,11	0	900	22,00	31	0,069	51,18	51,18

Ежемесячная экономия электроэнергии, МВт ч	Экономия %	Средняя экономия %	Ежемесячная экономия млн руб	Срок окупаемости месяцев
82,73	88		38,05	11
88,83	76	82	40,86	10
44,30	47		20,38	19
81,86	62	55	37,66	11
69,90	58		31,74	13
75,47	70	64	34,72	12
13,47	16		6,20	63
76,98	60		35,41	11

Тариф на электроэнергию, рублей за кВт-ч	460
Удельные затраты на электропривод, долл США за кВт	270
Общие затраты на электропривод долл США	67500
Текущий обменный курс рубля по отношению к доллару	5700
Общие затраты на электропривод млн руб	384 75