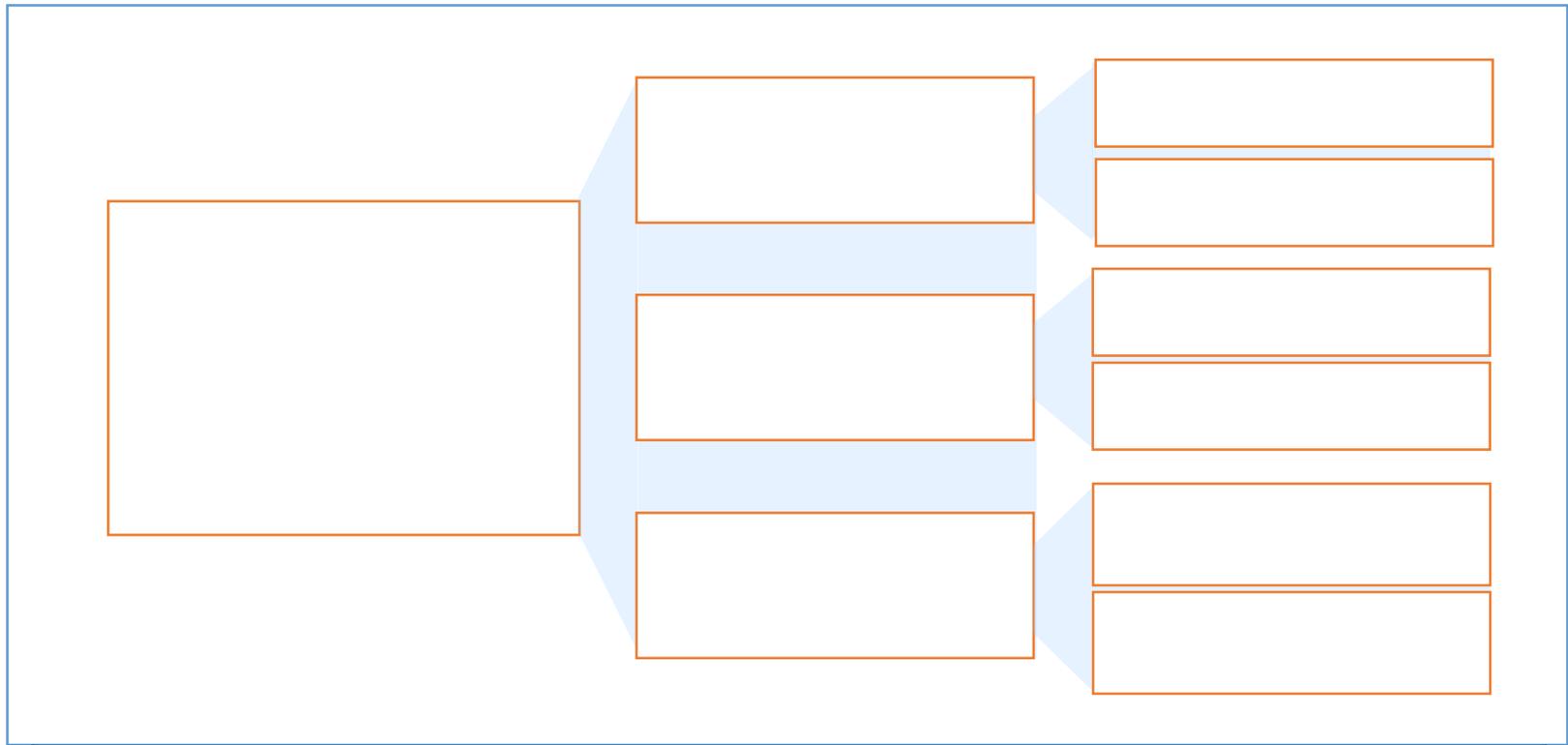


Комплексное обследование энергетической системы комбината «Магнезит»

Характеристика энергосистемы предприятия

Характеристика энергосистемы предприятия



Разработка стратегии модернизации энергосистемы

Состав работы

1. Технический отчет о комплексном обследовании энергосистемы предприятия включает:
 - Финансовую модель энергосистемы комбината;
 - Комплексный баланс поступления, распределения и потребления энергоресурсов;
 - Характеристика и анализ эффективности работы систем энергоснабжения комбината;
 - Потенциал существующей системы энергообеспечения
2. Программа мероприятий по повышению эффективности энергетической системы
3. Энергетический паспорт промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов (в соответствии с ГОСТ Р 51379-99)

Дополнительные работы в ходе энергетического аудита

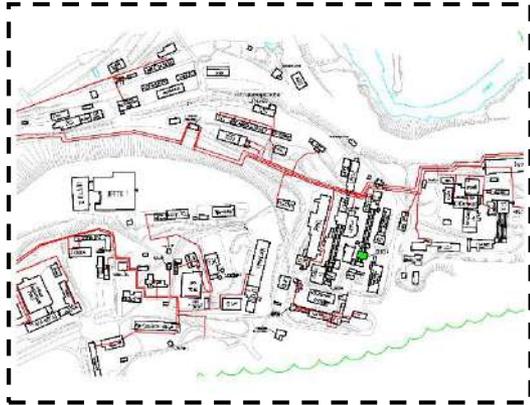
- Отсутствие необходимой и достаточной информации по распределению и потреблению энергоресурсов
- Отсутствие систем технического учета энергоресурсов
- Несоответствие схем инженерных сетей фактической ситуации
- Отсутствие нагрузок потребителей
- Различие исходных данных в подразделениях комбината

Необходимость разработки информационной базы
Источников
Сетей
Потребителей энергоресурсов

Дополнительные работы в ходе энергоаудита

Схемы инженерных сетей

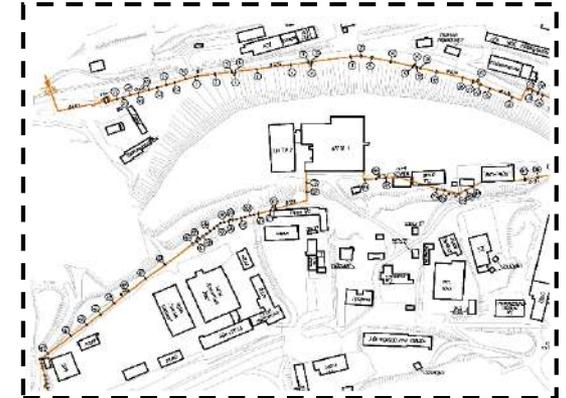
Сети теплоснабжения



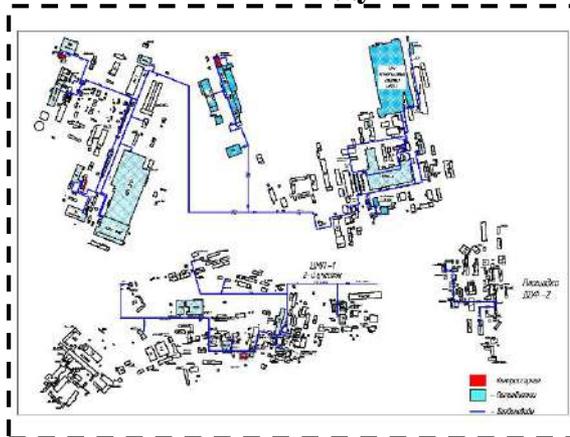
Сети пароснабжения



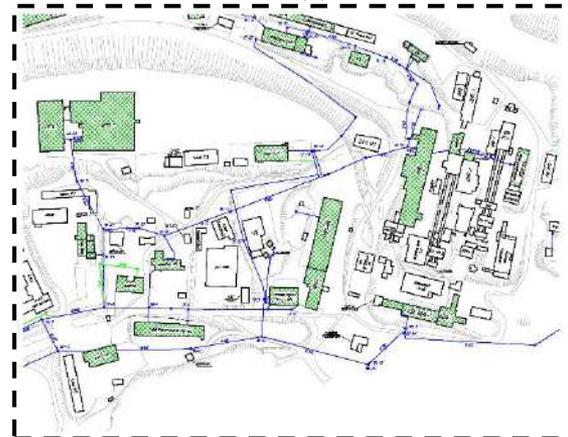
Сети газоснабжения



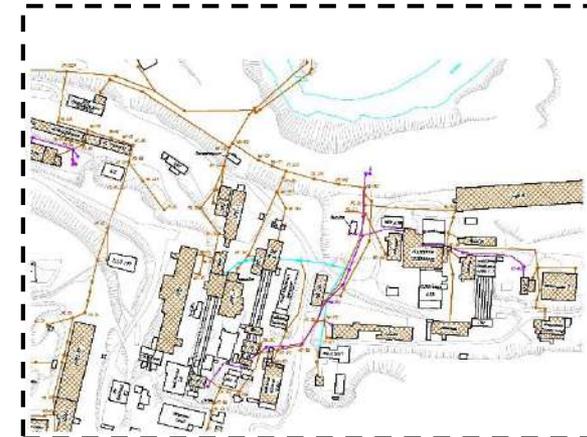
Сети транспортировки сжатого воздуха



Сети технического и питьевого водоснабжения



Сети промышленных и бытовых стоков



Характеристика
энергосистемы

Природный газ

Электрическая
энергия

Тепловая
энергия

Воздух

Вода

Экономический
анализ

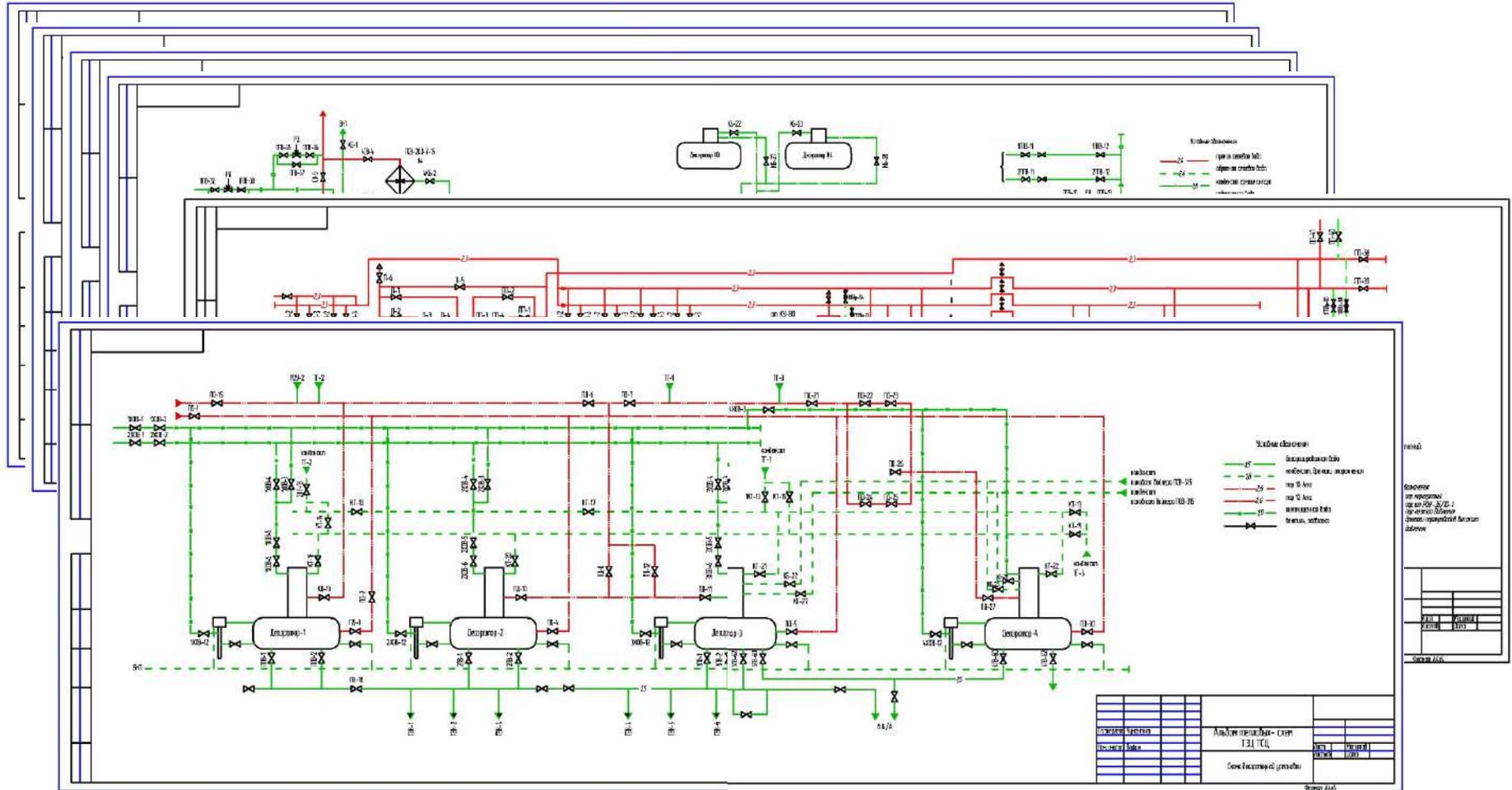
Программа
энергосбережения

6

Дополнительные работы в ходе энергоаудита

Схемы энергообъектов

Технологические схемы ТЭЦ



Характеристика
энергосистемы

Природный газ

Электрическая
энергия

Тепловая
энергия

Воздух

Вода

Экономический
анализ

Программа
энергосбережения

Дополнительные работы в ходе энергоаудита

Картотека энергообъектов

Характеристики компрессорного оборудования

№ компрессорной станции	Тип компрессора	Год ввода в эксплуатацию	Количество	Производительность	Давление	Мощность	Время работы компрессора	Расчетный среднегодовой расход электроэнергии	Удельный расход электроэнергии	Система охлаждения
-------------------------	-----------------	--------------------------	------------	--------------------	----------	----------	--------------------------	---	--------------------------------	--------------------

Характеристики водогрейных котлов ТЭС

№ котла	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Количество	Котельный агрегат										Горелки					Дымосос				
				Производительность	Давление	Мощность	Время работы	Расчетный среднегодовой расход	Удельный расход	Система охлаждения	Производительность	Давление	Мощность	Время работы	Расчетный среднегодовой расход	Удельный расход	Система охлаждения	Производительность	Давление	Мощность	Время работы	Расчетный среднегодовой расход	Удельный расход

Характеристика конденсационных турбин ТЭЦ

№ турбины	Марка турбины	Год ввода в эксплуатацию	Плановый срок службы оборудования по капитальному ремонту	Турбина						Генератор синхронный переменного тока с воздушным охлаждением	Конденсатор		
				Производительность	Давление	Мощность	Время работы	Расчетный среднегодовой расход	Удельный расход		Система охлаждения	Производительность	Давление

Характеристика насосных установок на НФС №3

№ насосной установки	Наименование насоса	Марка насоса (объемные насосы до 1999г. / гидравлические насосы с 2000г.)	Рабочие параметры						Электродвигатель				Расход пара	Удельная паровая нагрузка
			Производительность	Давление	Мощность	Частота вращения	Дополнительный номинальный расход	Наг. электродвигателя	КПД	Мощность	Частота вращения	Эксплуатационный факт. расход		
Насосно-фильтровальная станция НФС №3														
1	Подана питьевой воды в бак V=100 м3	К 65-50-160 1995г.	60	25	32	3,6	2900	3,8	АНР	88	5,5	3000	34,4	46-89
2	резервный	К 65-50-160 1995г.	60	25	32	3,6	2900	3,8	АНР	88	5,5	3000		
3	резервный	К 80-50 1995г.	60	25	32	3,6	2900	3,8	АНР	88	5,5	3000		
4	Подана питьевой воды в разводящую сеть	ЦНСТА 60/99 1999г.	63	60	99	25,7	2950	3,8	5А200L2УПУ2	92	45	3000	34,4	46-89
5	резервный	ЦНСТА 60/132 1999г.	63	60	99	25,7	2950	3,8	АМК	92	30	3000	22,7	46-89
6	резервный	ЦНСТА 60/132 1999г.	63	60	99	25,7	2950	3,8	5А200L2УПУ3	92	45	3000		
Складная питьевой воды														
1	Подана питьевой воды в два бака V=2000 м3	ЭФЦЕ 10-65-110 2007г.	60	65	110	32	2900		5А100L2	92	20	3000		
2	Подана питьевой воды в два бака V=2000 м3	ЭФЦЕ 10-65-111 2007г.	60	65	110	32	2900		5А100L3	92	20	3000		

на замена конденсаторов для повышения нагрузки до 60т/час
нагрузка № до 13,4 МВт

Страница 1

Дополнительные работы в ходе энергоаудита

Расчет нагрузок потребителей

Гидравлический режим подающей линии

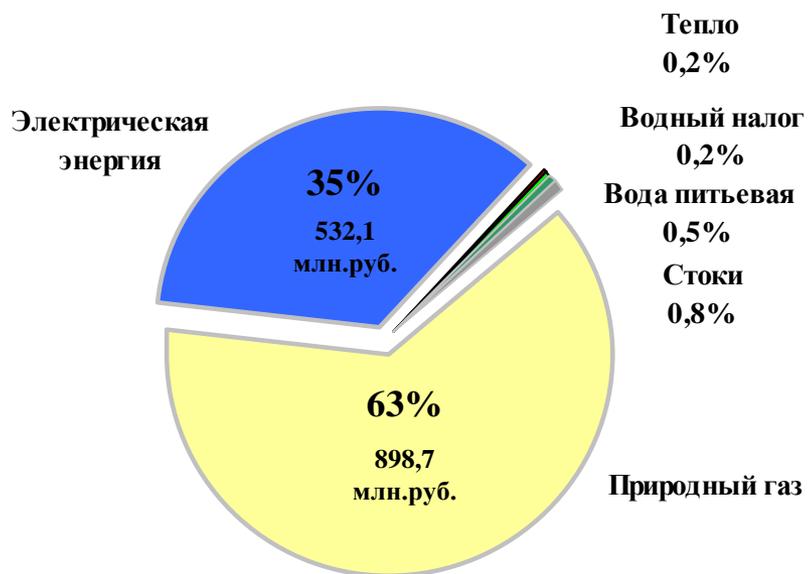
Гидравлический режим обратной линии

Расчетные нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения

Номер по порядку	Название района	Адрес или номер потребителя	Номер узла присоед-я	Пь-сомаршочная отметка узла, м	Расчетные тепловые нагрузки потребителей на			Расчетные расходы сетевой воды на				Суммарный расход воды на ввод, м³/ч	Характеристика участка									
					отопление, Пкв/ч	вентиляция, Пкв/ч	ГВС и циркуляция, Пкв/ч	отопление, м³/ч	вентиляция, м³/ч	ГВС, м³/ч	циркуляция, м³/ч		Линейные удельные потери напора, мм	Скорость воды на участке, м/с	Гидравлический напор в конечном узле, м	Полный напор в конечном узле, м	Расход воды в конечном узле, м³/ч					
19	кот.ДоФ2-стар.	ТД Манез.	ТД Ман.	411	0,12	0	0	2,05	0	0	0	2,05	0,45	0,4	91,59	551,59	01	0,41	0,4	36,4	523,9	0
20	кот.ДоФ2-стар.	ЦГД	ЦГД	409	0,12	0	0	2,1	0	0	0	2,1	0,14	0,2	109,33	552,33	05	16,82	1,4	74,6	523,6	0
23	кот.ДоФ2-стар.	ЦРЕ	ЦРЕ	409	0,12	0	0	2,05	0	0	0	2,05	0	0	71,25	514,25	26	16,62	1,4	60,24	523,24	0
24	кот.ДоФ2-стар.	УКИС	УКИС	409	0,12	0	0	2,05	0	0	0	2,05	0	0	85,25	514,25	16	15,99	1,3	73,88	515,18	0
25	кот.ДоФ2-стар.	Заводруп.	Заводруп	409	0,12	0	0	2,05	0	0	0	2,05	0	0	65,25	514,25	27	3,25	0,6	73,91	515,21	0
26	кот.ДоФ2-стар.	АТС	АТС	418	0,06	0	0	1,08	0	0	0	1,08	0,16	0,2	70,25	514,25	0	0,12	0,1	73,91	515,21	0
28	кот.ДоФ2-стар.	ЦТП	ЦТП	433	0,12	0	0	2,1	0	0	0	2,1	0,26	0,3	64,23	514,23	0	0,01	0	73,91	515,21	0
29	кот.ДоФ2-стар.	Лав.ЦМП1	Лав.ЦМП1	411	0,08	0	0	1,59	0	0	0	1,59	0,27	0,3	53,17	514,17	99	1,07	0,5	62,66	523,66	0
32	кот.ДоФ2-стар.	Гал.№4	Гал.№4	431	0,04	0	0	0,82	0	0	0	0,82	0,3	0,3	36,11	514,11						
34	кот.ДоФ2-стар.	ККД №2	ККД №2	431	0,12	0	0	2,1	0	0	0	2,1	0,38	0,4	26,59	514,09						
38	кот.ДоФ2-стар.	КСД-ДОФ1	КСД-ДОФ1	436	0,17	0,194	0	3,01	3,32	0	0	6,33	0,42	0,4	26,51	514,01						
41	кот.ДоФ2-стар.	Перер.уз.№2	Пер.уз.	433	0,09	0	0	1,48	0	0	0	1,48	16,24	1,4	104,34	553,34						
42	кот.ДоФ2-стар.	АБК-ДОФ1	АБК-ДОФ1	438	0,19	0	0	3,39	0	0	0	3,39	16,05	1,4	110,59	553,59						
44	кот.ДоФ2-стар.	Тепл.ст.ДОФ1	Тепл.ст.	438	0,07	0,194	0	1,38	3,32	0	0	4,68	16,43	1,3	118,2	580,5						
45	кот.ДоФ2-стар.	Гал.№6	Гал.№6	438	0,09	0	0	1,59	0	0	0	1,59	3	0,6	118,75	560,75						
46	кот.ДоФ2-стар.	ККД №1	ККД №1	438	0,05	0	0	0,97	0	0	0	0,97	0,1	0,1	118,75	560,75						
47	кот.ДоФ2-стар.	ФМЦ1	ФМЦ1	425	0,64	0	0	10,59	0	0	0	10,59										
48	кот.ДоФ2-стар.	Раздатка	Раздатка	421	0,05	0	0	1,37	0	0	0	1,37										
48	кот.ДоФ2-стар.	АБК-ЦМП1	АБК-ЦМП1	412,3	1,27	0	0	21,63	0	0	0	21,63										
50	кот.ДоФ2-стар.	ЦСпГ	ЦСпГ	415	0,2	0	0	3,49	0	0	0	3,49										
54	кот.ДоФ2-стар.	ММС-Бытв.	ММС-Бытв.	401	0	0	0,063	0	0	0,47	0	0,47										
55	кот.ДоФ2-стар.	Бытв.	Бытв.	406	0	0	0,09	0	0	0,67	0	0,67										
56	кот.ДоФ2-стар.	ЦМП1-упак.	ЦМП1-уп.	402	0,27	0	0	4,75	0	0	0	4,75										

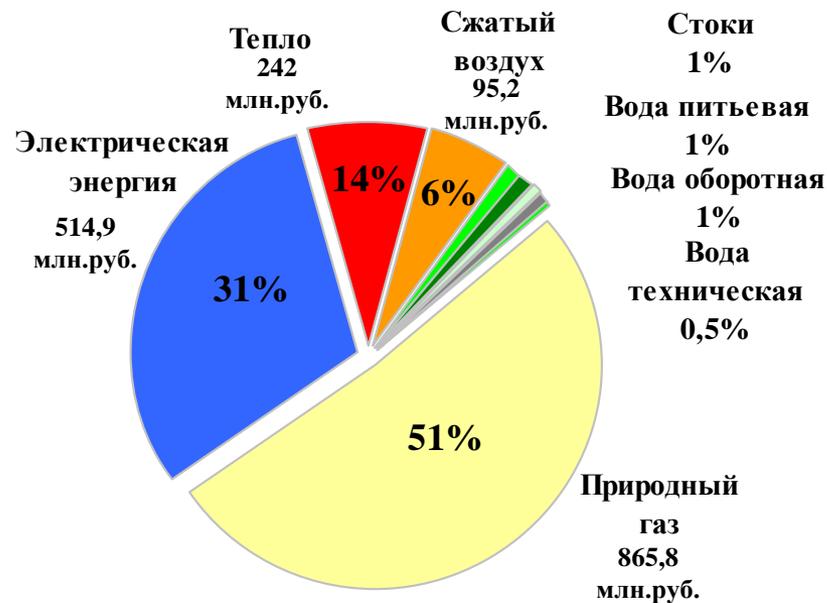
Структура энергокомплекса комбината «Магnezит»

Структура покупки энергоресурсов в 2007 году



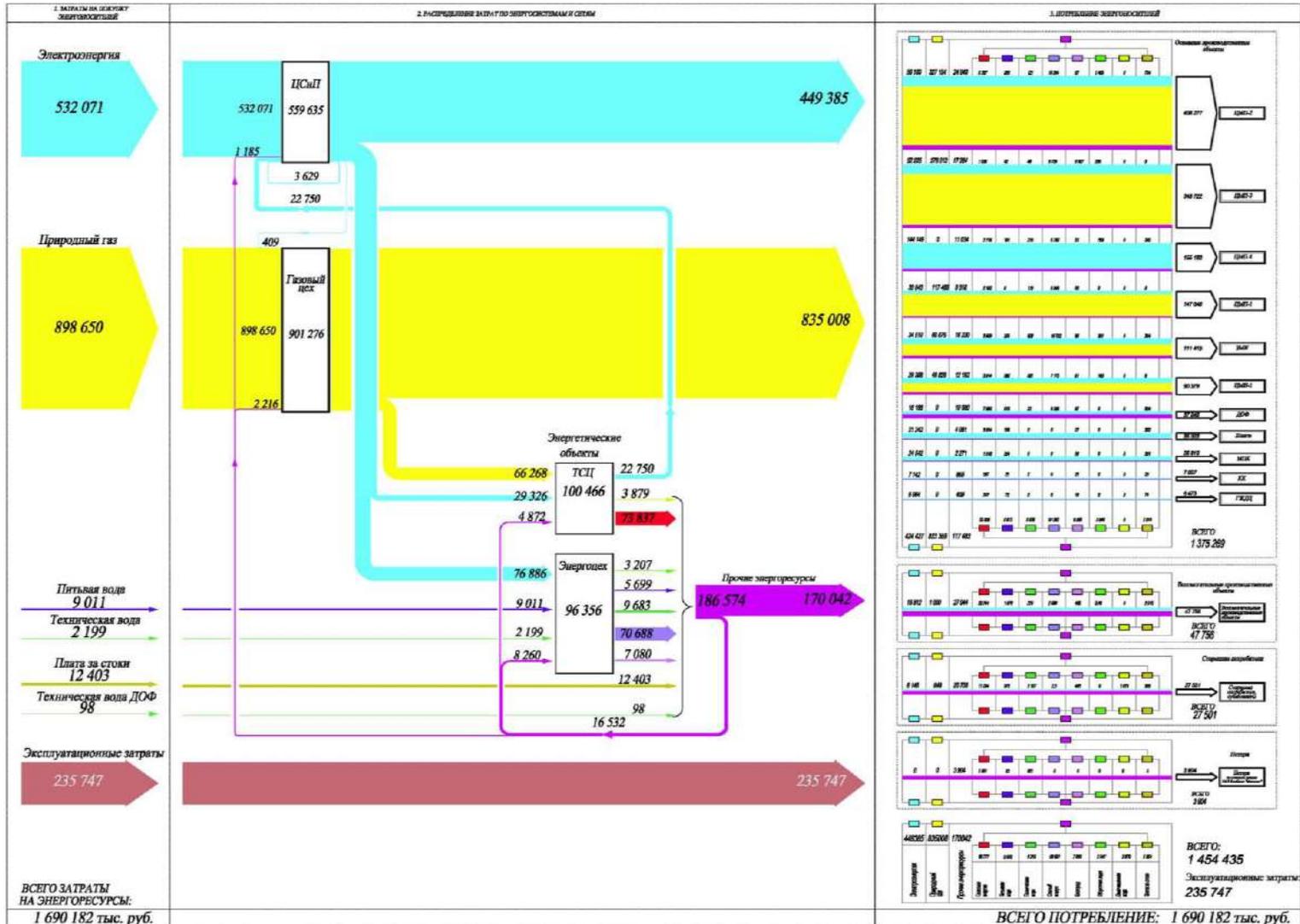
Доля природного газа и электроэнергии в общем объеме покупных энергоресурсов составляет 98%

Структура энергокомплекса комбината покупные + собственные энергоресурсы



Доля природного газа и электроэнергии в общих энергозатратах комбината равна 82%

Финансовая модель энергосистемы комбината



Характеристика энергосистемы

Природный газ

Электрическая энергия

Тепловая энергия

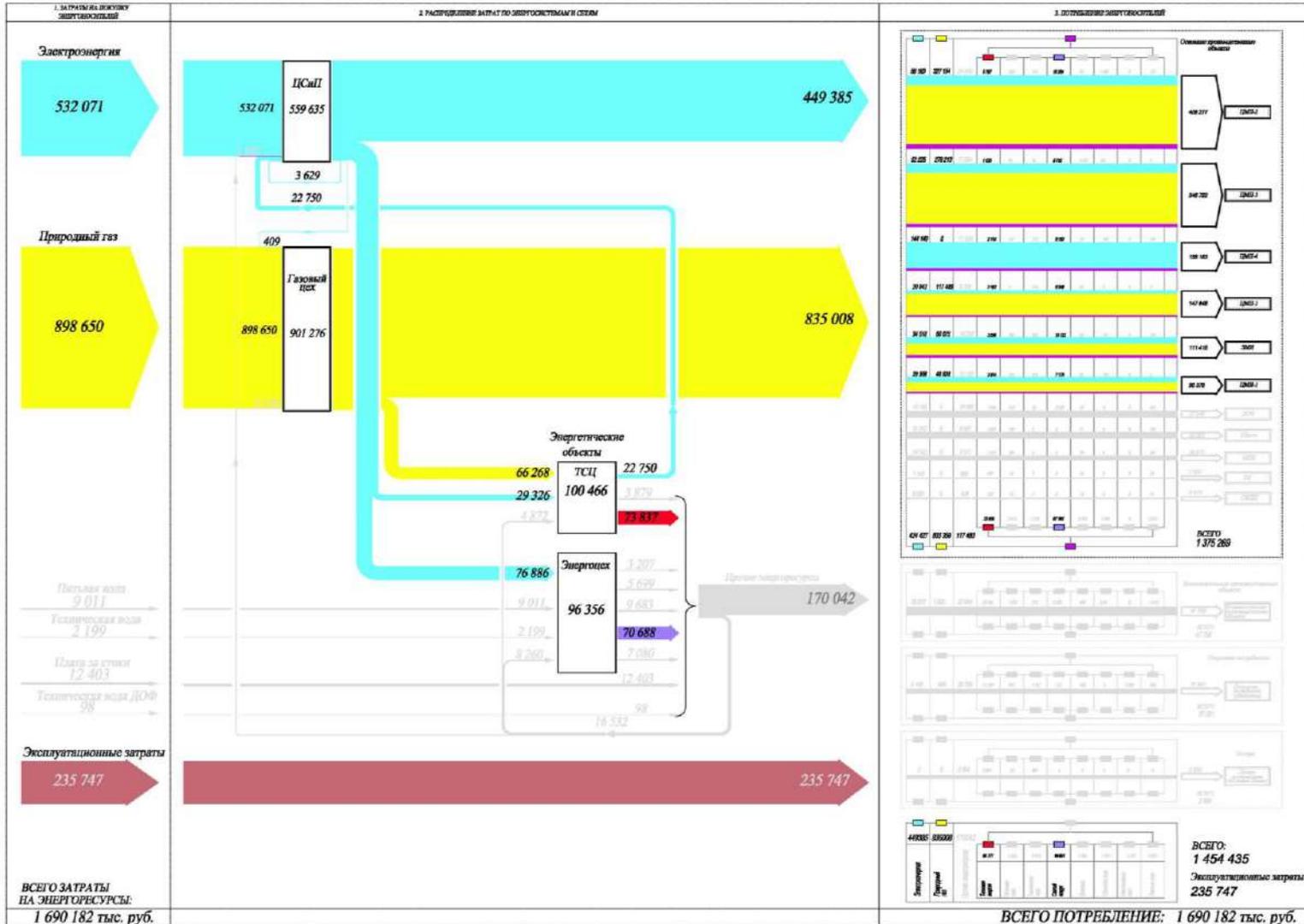
Воздух

Вода

Экономический анализ

Программа энергосбережения

Финансовая модель энергосистемы комбината



Характеристика энергосистемы

Природный газ

Электрическая энергия

Тепловая энергия

Воздух

Вода

Экономический анализ

Программа энергосбережения

Приоритетные направления по сокращению затрат:

1. Оптимизация и развитие систем

Теплоснабжения

Электроснабжения

Газоснабжения

Воздухоснабжения

2. Оптимизация энергосистем **основных потребителей** энергоресурсов

3. Оптимизация **дополнительных затрат** на обслуживание энергосистемы завода

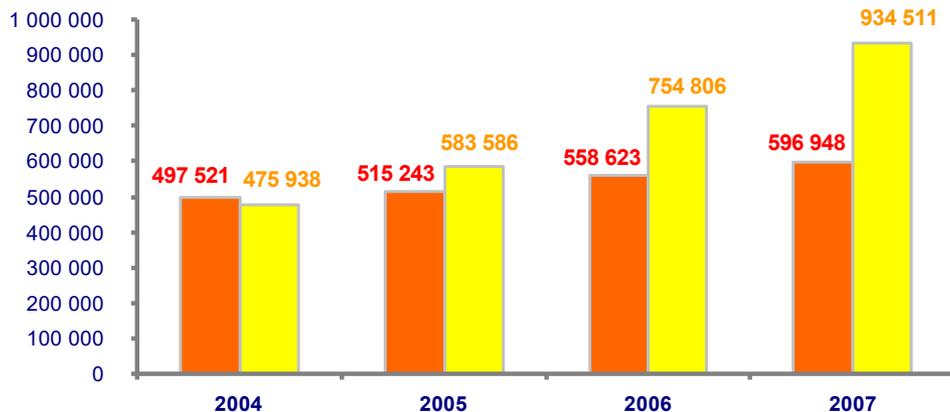
Характеристика энергосистемы	Природный газ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Воздух	Вода	Экономический анализ	Программа энергосбережения
------------------------------	---------------	-----------------------	------------------	--------	------	----------------------	----------------------------

Комплекс мероприятий по сокращению затрат на энергетическую систему комбината

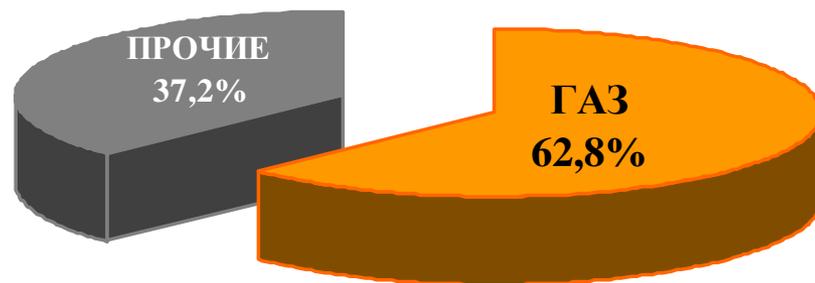
Система газоснабжения

Общая характеристика системы газоснабжения. Затраты на приобретаемый газ

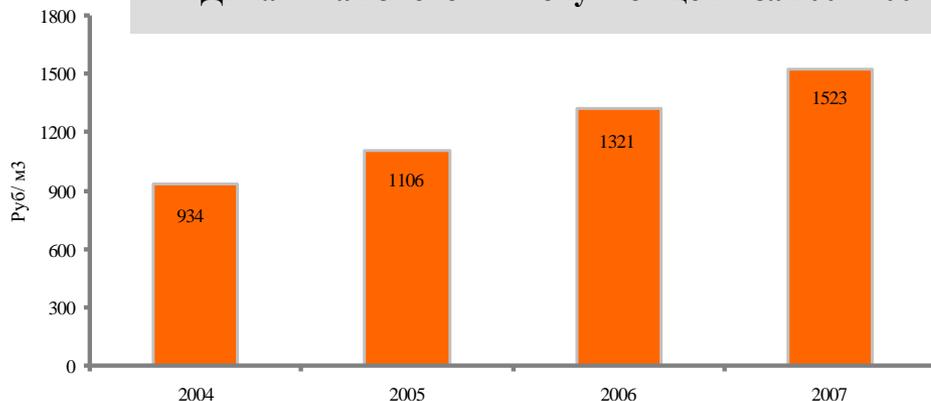
Динамика потребления природного газа



**Доля природного газа в объеме
покупных энергоресурсов**



Динамика изменения покупной цены за 2004-2007 г.

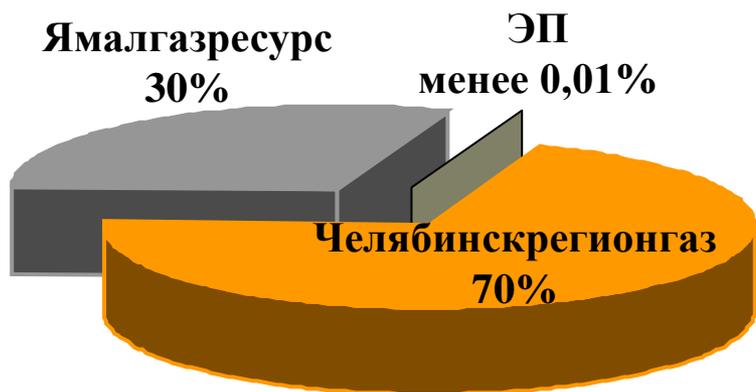


Покупная цена энергоресурса за рассматриваемый период выросла на 63%, рост составил 15%

Темп роста затрат ежегодно увеличивается. В 2007 году затраты увеличились на 95% относительно 2004 и на 24% относительно 2006 года.

Анализ договорных отношений

Поставщики газа и их доля в объеме покупки



Договорные условия

Челябрегионгаз	Новотек	Перспектива по Челябинскрегионгазу
КОРИДОР ОТКЛОНЕНИЙ		
НЕТ	ЕСТЬ	±5%
ДОЛГОСРОЧНОСТЬ ПОСТАВКИ		
1 ГОД	7 ЛЕТ	5 ЛЕТ

Основные тенденции на рынке газа

- Либерализация рынка газа к 2011 году;
 $V_{\text{дог}} \cdot C$ – по регулируемой цене;
 $V_{\text{доп}} \cdot C$ – по оптовой цене;
- Ограничение объемов (постановление №333).

Целесообразно заключение с ООО «Челябинскрегионгаз» долгосрочного договора с «коридором» по месячному и годовому отклонению

Анализ существующей системы газоснабжения

Структура потребителей

Распределительная организация	Потребители	Потребители, детально
ОАО "Комбинат "Магnezит" Газовый цех	Основные цеха	ЦМП-2
596 953/ 898 010	552 361/ 830 930	216 842/ 326 201
		ЦМП-3
	552 361/ 830 930	185 066/ 278 399
		ЦМП-1
		77 873/ 117 146
		ЗМН
		40 216/ 60 498
		ЦМН-1
		32 364/ 48 686
	Вспомогательные цеха	ТСЦ
	44 592/ 67 080	39 643/ 59 643
	44 592/ 67 080	Неиспользуемое пл. оборудование
		ЦП-60
		4 276/ 6 432
		ЦШнП
		612/ 921
		УМЦ-1
		56/ 84
ВЫХОД + С/Н + ПОТЕРИ: 898 010 + 0,0 + 0,0	ИТОГО + (С/Н + ПОТЕРИ): 898 010 + 0,0 + 0,0	ИТОГО + (С/Н + ПОТЕРИ): 898 010 + 0,0

ВРАЩАЮЩИЕСЯ ПЕЧИ
76,5%

ТУННЕЛЬНЫЕ ПЕЧИ
12,1%

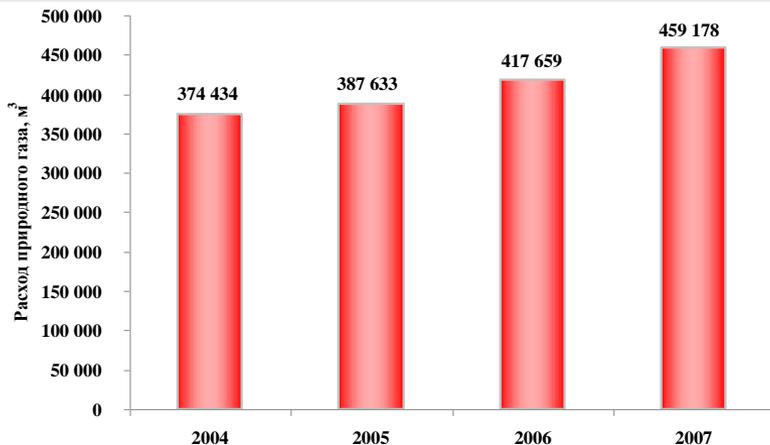
ШАХТНЫЕ ПЕЧИ
3,5%

ПЕЧИ – 92,1%

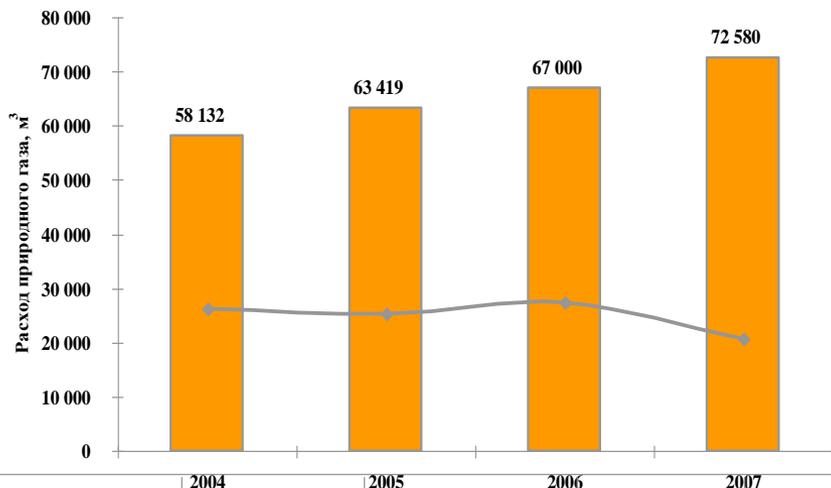
ВЕЛИЧИНУ И РЕЖИМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ВСЕГО ПРИРОДНОГО ГАЗА НА КОМБИНАТЕ ОПРЕДЕЛЯЮТ ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЦЕХА

Анализ потребления природного газа

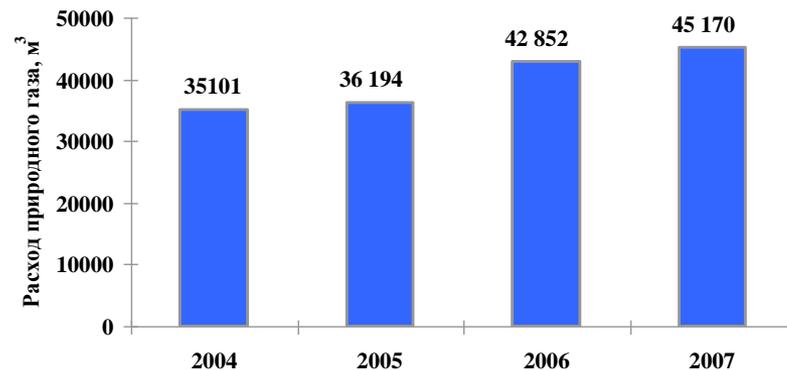
Динамика расхода газа вращающимися печами



Динамика расхода газа туннельными и шахтными печами



Динамика расхода газа на выработку тепловой энергии котельными ТЭС



Режим потребления природного газа в течении года стабильный.

Зимний часовой расход в среднем превышает летний на 12000-14000 м³/час.

Анализ потребления природного газа вращающимися печами

Эффективность потребления газа ВП определяется

**Техническим уровнем
технологического агрегата**

- Горелочные устройства;
- Подогрев воздуха на горение;
- Подсосы по газовому тракту;
- Проведение наладочных испытаний.

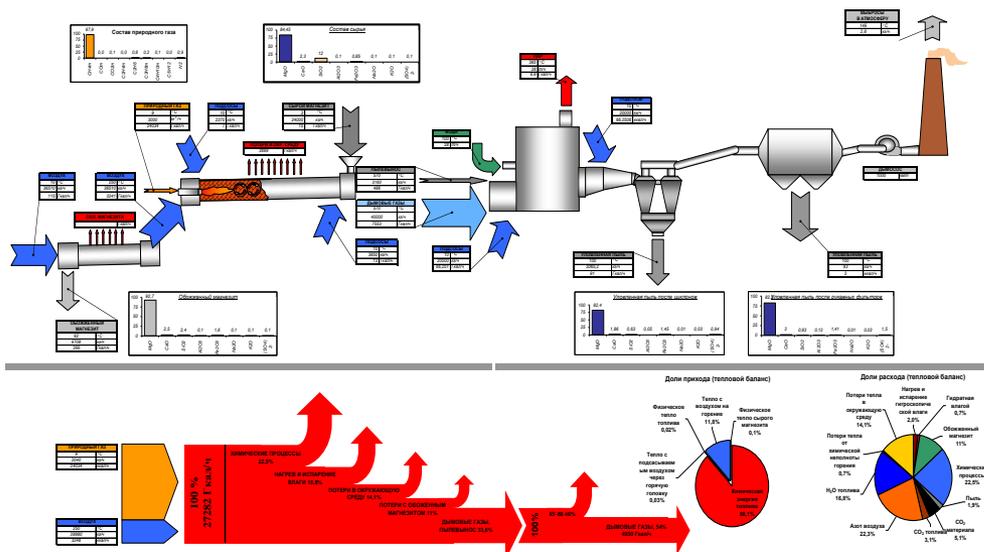
**Режимом работы
технологического агрегата**

- Отсутствие простоев;
- Производственное планирование;
- Состав сырья;
- Величина часовой производительности;

Анализ потребления природного газа вращающимися печами Материально-энергетический баланс вращающейся печи

Оценка влияния указанных факторов произведена с помощью расчета материально-энергетического баланса печи №7 ЦМП-3

РАСЧЕТНЫЙ МАТЕРИАЛЬНЫЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС ПРОЦЕССА ОБЖИГА СЫРОГО МАГНЕЗИТА



Недостатки Потери

ГОРЕЛОЧНОЕ УСТРОЙСТВО

- не обеспечивает полное сгорание топлива;
 - нет подачи первичного воздуха на горение;
 - вторичный воздух имеет низкую температуру не более 250°C;
- дополнительный расход газа для достижения необходимой температуры составляет порядка 10%.

ПОДСОСЫ ПО ГАЗОВОМУ ТРАКТУ

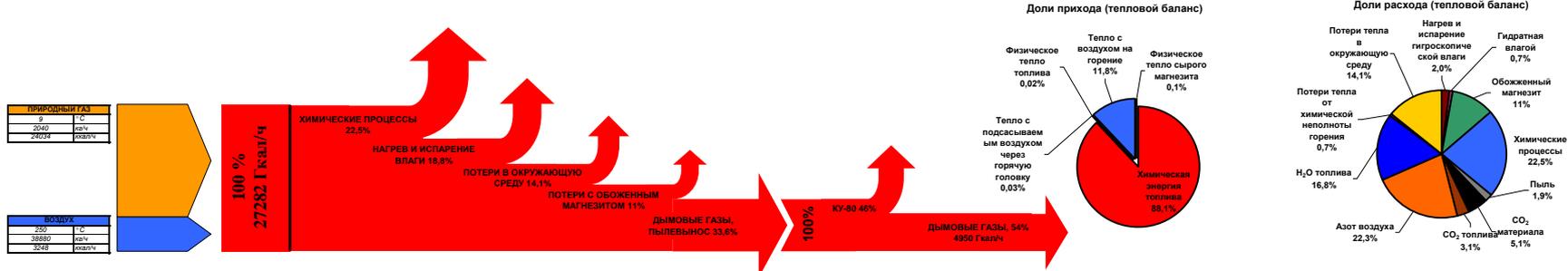
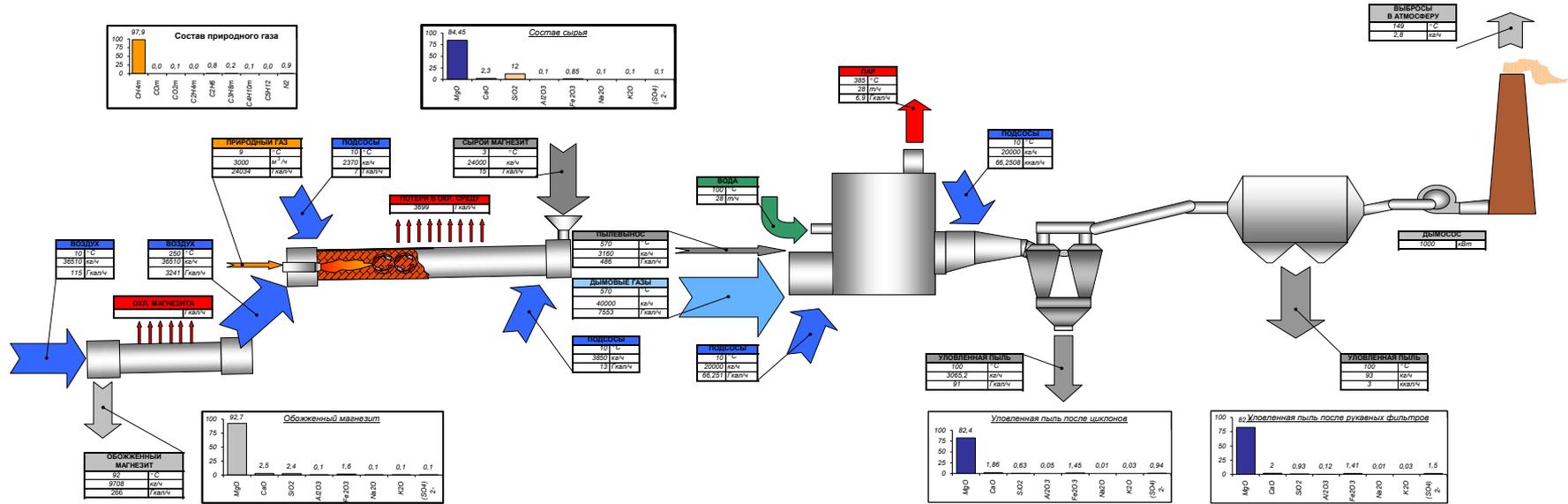
- величина подсосов достигает порядка 100-150%
- снижение V и t вторичного воздуха;
- снижение эффективности работы КУ с 70 до 45% и как следствие недовыработка ЭЭ;
- перерасход ЭЭ на дымососе на 20-30%;

НАЛАДКА ПЕЧЕЙ

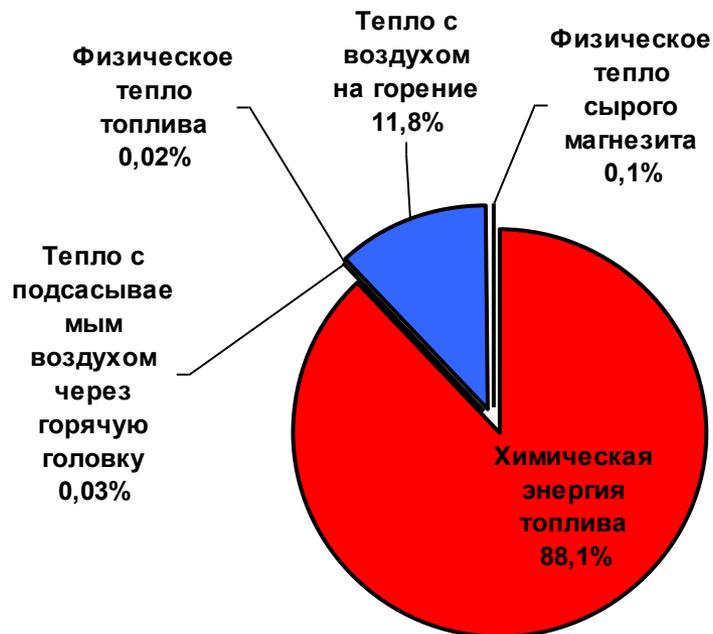
- не проводится
- работа на ощупь

Анализ потребления природного газа вращающимися печами Материально-энергетический баланс вращающейся печи

РАСЧЕТНЫЙ МАТЕРИАЛЬНЫЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС ПРОЦЕССА ОБЖИГА СЫРОГО МАГНЕЗИТА



Доли прихода (тепловой баланс)



Доли расхода (тепловой баланс)



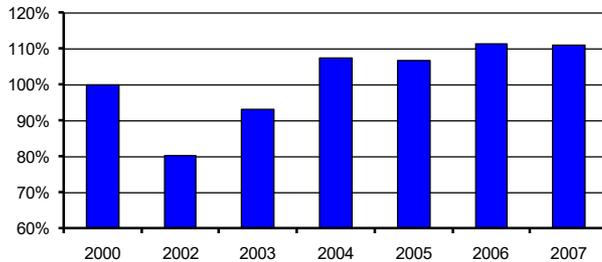
Основные недостатки:

- перерасход топлива на 10-15%;
- большая величина потерь тепла до 40%;
- высокая величина подсосов;
- низкая эффективность работы холодильника;

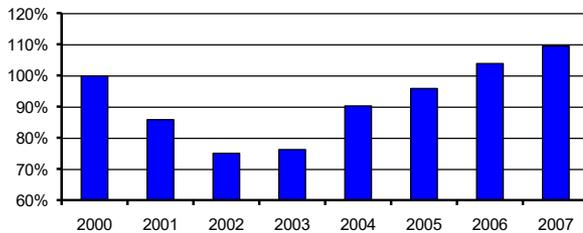
Анализ режимов работы технологического оборудования

Стабильная работа печей влияет на эффективность потребления топлива

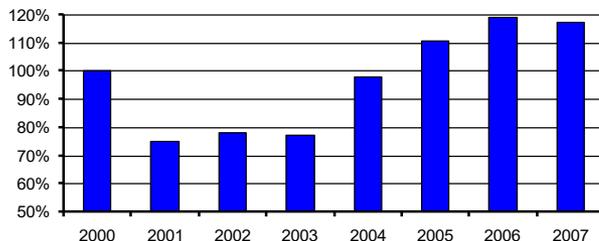
Динамика коэффициента использования вращающихся печей ЦМП-3



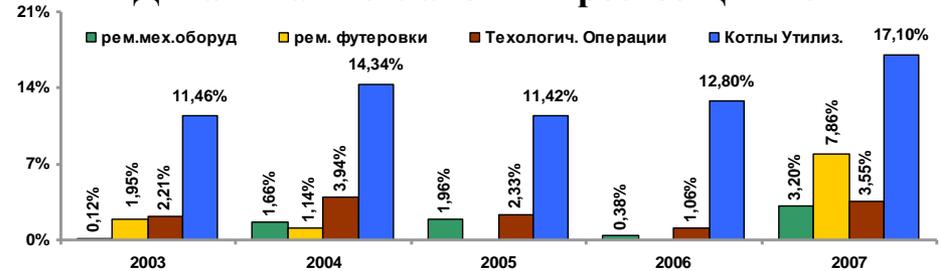
Динамика коэффициента использования вращающихся печей ЦМП-2



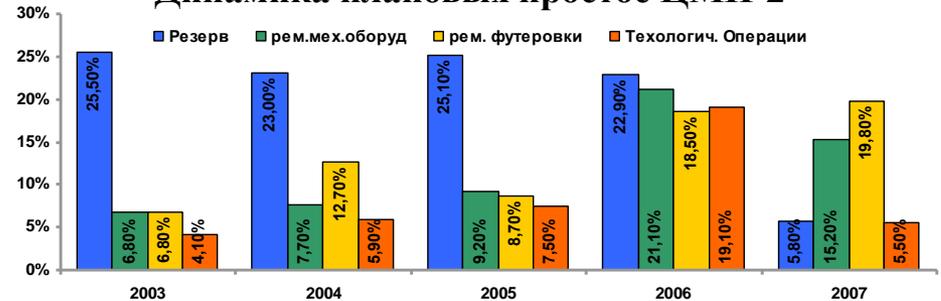
Динамика коэффициента использования вращающихся печей 1-7 ЦМП-1



Динамика внеплановых простоев ЦМП-3



Динамика плановых простоев ЦМП-2



Проведенный анализ причин простоев за 2007 год показал:

- ЦМП - 1 – 86,3% простой печи в резерве;
- ЦМП - 2 – 19,8% простои из-за футеровки;
- ЦМП-3 – 17,1 % простои из-за котлов-утилизаторов;
- Общая тенденция к уменьшению времени простоя печей.

Предложения по вращающимся печам

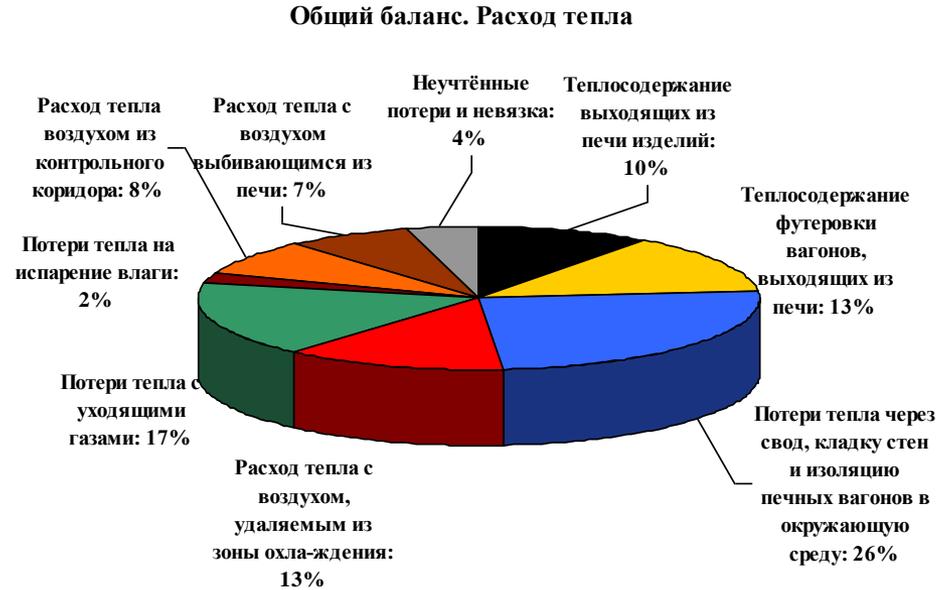
Для повышения эффективности расхода природного газа на вращающихся печах необходимо:

- Заменить горелочные устройства на современные.
- Обеспечить условия для подогрева воздуха, идущего на горение.
- Уменьшить величину подсосов. Позволит повысить эффективность работы котла-утилизатора и заменить электродвигатель дымососа на менее мощный;
- Оборудовать главный привод печей частотным приводом. Позволит обеспечивать гибкие режимы работы печей. Снизит нагрузку на футеровку в момент пуска-остановки печи.
- Внедрить АСУ ТП печей; Позволит поддерживать заданный режим работы; контролировать основные параметры.
- Оснастить печи газоанализаторами.
- Провести наладку печей;
- Модернизировать холодильник;
- Обеспечить условия для подогрева воздуха, идущего на горение.

Экономия газа 5-15%

Анализ потребления природного газа туннельными печами

Анализ выполнен на основании теплового баланса туннельной печи №1 ЦМП-1

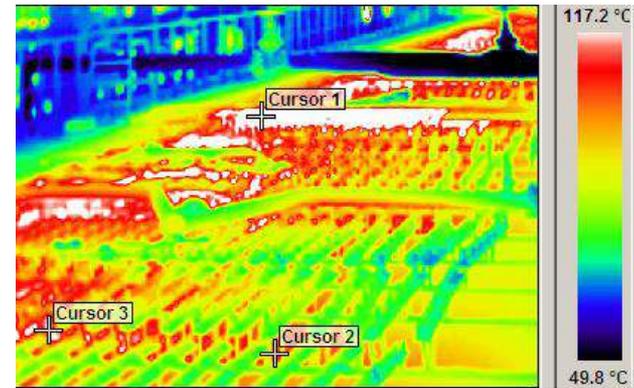
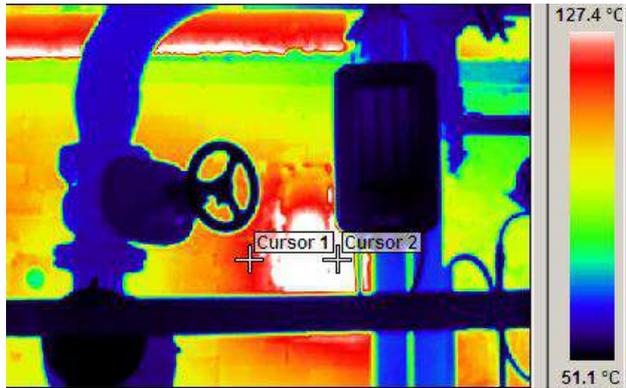


Тепло вносимое первичным воздухом составляет – 1%

Потери тепла в окружающую среду составляют – 26%

Анализ потребления природного газа туннельными печами

Результаты проведенных тепловизионных съемок туннельных печей



Печь №4 ЗМИ-1. Температура наружной поверхности боковых стенок в зоне обжига 100-120 °С.
Температура свода печи в зоне обжига 90-110 °С



Печь №2 ЦМИ-1. Установлены теплоизоляционные экраны. Температура наружной стенки до 60-70 °С.

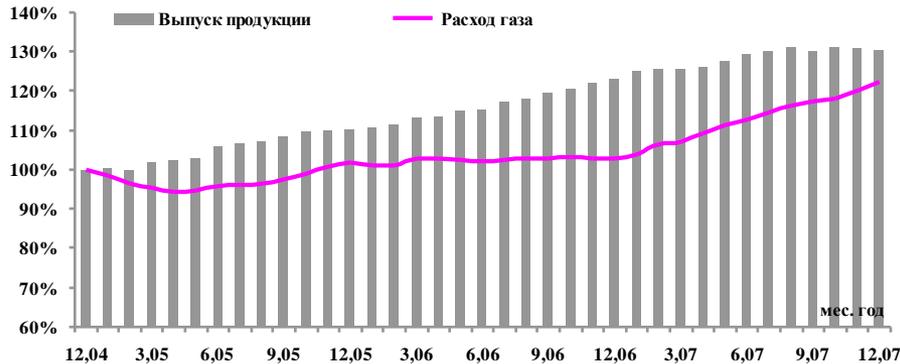
Недостатки:

- Подача холодного первичного воздуха на горение, доля вносимого тепла – 1%;
- Потери тепла в окружающую среду – 26%;
- Перепад температур по высоте садки в зоне обжига достигает 200 °С.

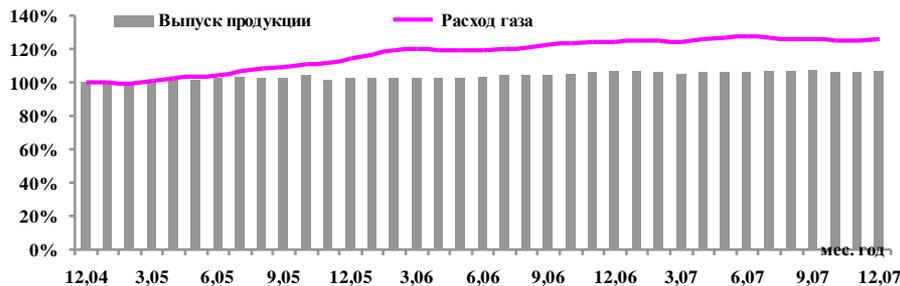
Анализ режимов работы туннельных печей

Один из главных критериев эффективной работы туннельной печи – стабильный режим работы

Динамика показателей по ЦМИ-1



Динамика показателей по ЗМИ



Причины:

- Количество технологических переходов по ЦМИ-1 менее одного раза в месяц;
- Количество технологических переходов по ЗМИ происходит регулярно 2-3 раза в месяц;

Следствие:

- Усредненный режим обжига;
- Высокий процент брака по отдельным видам марок;
- Повышенный удельный расход газа в следствии частой смены температурного режима.

Предложения по туннельным печам

Для повышения эффективности расхода природного газа на туннельных печах необходимо:

- ✓ Обеспечить подогрев первичного воздуха, идущего на горение до температуры 350-400°С.
- ✓ Снизить потери через боковые стенки (применение экранов) и свод печи (применение вспученного вермикулита, снижение потерь на 10-12%);
- ✓ Устроить лабиринтное уплотнение вагонеток;
- ✓ Установить частотные приводы на электродвигатели вентиляторов и дымососов;
- ✓ Произвести режимную наладку по печам;
- ✓ Необходимо четкое планирование объемов производства по маркам продукции с целью снижения количества изменений режима обжига;
- ✓ Производить обжиг малых партий изделий в периодических печах для снижения брака (существующий для плиты ПСП – 62%).

Характеристика системы учета природного газа

→ Коммерческий учет природного газа производится на газораспределительных пунктах ГРП-1 и ГРП-2 и отвечает современным требованиям к коммерческому учету газа.

→ Действующая система технического учета природного газа построена на современных средствах измерения и обеспечивает поцеховой учет газопотребления.

→ Технический учет поагрегатного газопотребления не обеспечивает необходимой точности и оперативности получения данных о расходе газа.

→ Морально и технически устаревший уровень установленных узлов поагрегатного учета не позволяет передавать информацию в систему АСТУЭ и Э



1. Существующая система учета не обеспечивает корректное распределение природного газа по газоиспользующим агрегатам.

2. Невозможно оперативно и достоверно определить необходимые удельные величины.

Предложения по повышению эффективности системы газоснабжения

№	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия,	Простой срок окупаемости, год.
1	Внедрение системы поагрегатного технического учета с привязкой к режиму работы технологического агрегата (вращающиеся, туннельные и шахтные печи)	1. Ведение оптимального режима работы технологического агрегата 2. Объективная калькуляция затрат на потребление энергоресурса 3. Создание системы анализа топливоиспользования 4. Экономия расхода природного газа на 0,5% от потребления цехов	6 750	2 869	2,4
2	Увеличение производительности вращающихся печей ЦМП-1				
2.1	Установка частотного привода на главный привод печей № 3, 4, 5, 7	Снижение расхода электрической энергии на 15% (на привод печи)	1 400	152	9,2
2.2	Замена горелочных устройств	Экономия природного газа - 15% от потребления печами	71 500	10 602	6,7
2.3	Внедрение системы контроля качества сжигания природного газа	Экономия природного газа составит 1-3% от потребления печами	1 500	1 736	0,9
2.4	Внедрение АСУ ТП вращающейся печи	1. Снижение расхода природного газа на 1-2% 2. Поддержание оптимальных параметров работы печи 3. Повышение качество выпускаемой продукции 4. Предотвращение аварийных ситуаций	25 000	4 898	5,1

Предложения по повышению эффективности системы газоснабжения

<u>№</u>	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия,	Простой срок окупаемости, год.
3	Увеличение производительности вращающихся печей ЦМП-2				
3.1	Установка частотного привода на главный привод печей №2, 4, 5, 6	Снижение расхода электрической энергии на привод печи на 10%	2 000	1 135	1,8
3.2	Замена холодильника	Экономия природного газа на вращающихся печах 3%	48 000	7 008	6,8
3.3	Замена горелочных устройств	Экономия природного газа до 10% от потребления цеха	112 000	26 240	4,3
3.4	Внедрение системы контроля качества сжигания природного газа	Экономия природного газа составит 1-3% от потребления цеха	1 200	6 382	0,2
3.5	Внедрение АСУ ТП вращающейся печи	1. Снижение расхода природного газа на 3% за счет контроля параметров горения 2. Поддержание оптимальных параметров работы печи	20 000	7 787	2,6

Предложения по повышению эффективности системы газоснабжения

<u>№</u>	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия,	Простой срок окупаемости, год.
4	Увеличение производительности вращающихся печей ЦМП-3				
4.1	Установка частотного привода на главный привод печей № 1-6	Снижение расхода электрической энергии на привод печи на 15%	3 000	330	9,1
4.2	Замена холодильника	Экономия природного газа на вращающихся печах 3%	35 000	6 336	5,5
4.3	Замена горелочных устройств	Экономия природного газа до 10% от потребления печами	137 900	19 847	6,9
4.4	Внедрение системы контроля качества сжигания топлива	Экономия природного газа составит 1-3% от потребления печами	2 100	3 897	0,5
4.5	Внедрение АСУ ТП вращающейся печи	1. Снижение расхода природного газа на 3% за счет контроля параметров горения 2. Поддержание оптимальных параметров работы печи	35 000	4 872	7,2

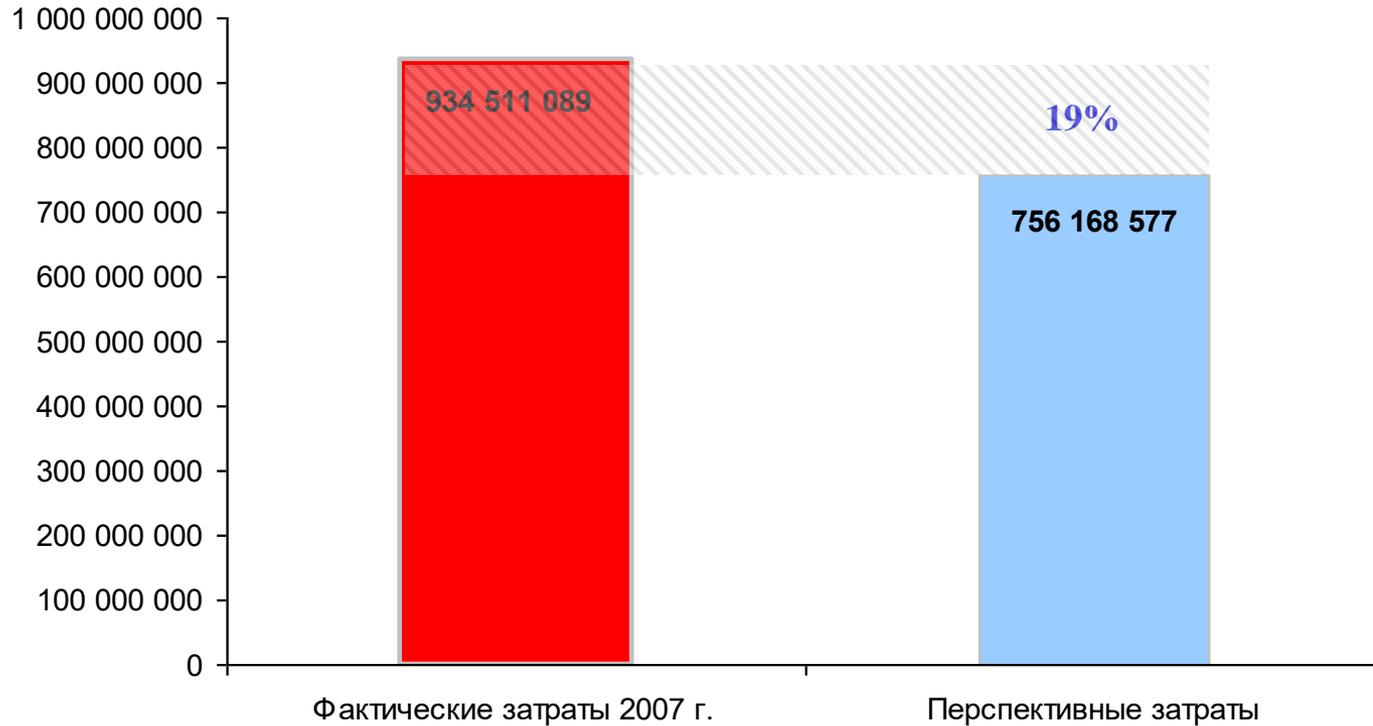
Предложения по повышению эффективности системы газоснабжения

<u>№</u>	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия,	Простой срок окупаемости, год.
5	Модернизация ЗМИ				
5.1	Комплексная модернизация туннельных печей ЗМИ	1. Повышение производительности печи на 20-25 % 2. Снижение удельного расхода природного газа на 10-30%	240 000	3 760	63,8
5.2	Модернизация системы отопления туннельных печей - подача горячего воздуха в горелки	Снижение расхода природного газа туннельными печами на 15%	40 000	6 680	6,0
5.3	Установка частотного привода на привод вентиляторов и дымососов печей ЗМИ	Снижение расхода электрической энергии на привод печи на 20%	8 500	1 768	4,8
5.4	Замена горелочных устройств	Экономия природного газа до 10% от потребления печами	36 900	3 873	9,5
5.5	Выполнение канальной кладки пода вагонов	Снижение брака на 5%	Не требует дополнительных инвестиций	3 245	–

Предложения по повышению эффективности системы газоснабжения

№	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия,	Простой срок окупаемости, год.
6	Модернизация ЦМИ-1				
6.1	Комплексная модернизация туннельных печей ЦМИ-1	1. Повышение производительности печи на 20-25 % 2. Снижение удельного расхода природного газа на 10-30%	192 000	2 584	74,3
6.2	Модернизация системы отопления туннельных печей - подача горячего воздуха в горелки	Снижение расхода природного газа туннельными печами на 15%	32 000	5 128	6,2
6.3	Установка частотного привода на привод вентиляторов и дымососов печей ЦМИ-1	Снижение расхода электрической энергии на привод печи на 20%	6 800	1 396	4,9
6.4	Замена горелочных устройств	Экономия природного газа до 15% от потребления печами	28800	5 320	5,4
6.5	Выполнение канальной кладки пода вагонов	Снижение брака на 5%	Не требует дополнительных инвестиций	3 245	–
7	Устранение подсосов по газовому тракту вращающихся печей	Снижение расхода электрической энергии на печах 24 000 кВт/год	4 998	24 347	0,2
8	Разработка программы планирования производства продукции на печах с учетом их	Снижение удельного расхода природного газа на 2-5%	Не требует дополнительных инвестиций	37 373	–
Всего			660 348	152 604	4,33

Эффект от внедрения энергосберегающих мероприятий

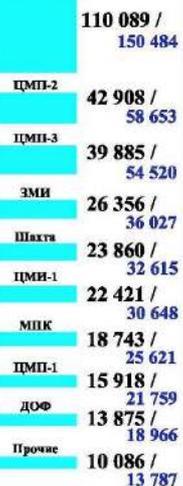


Перспективный уровень затрат на газоснабжение с учетом реализации предложенных мероприятий позволит сократить ежегодные затраты на данный энергоресурс на 19%

Система электроснабжения

Анализ существующей системы электроснабжения.

Баланс потоков ЭЭ

Поставщик	Потребители	Потребители, детально
ОАО "Челябэнергосбыт" 	Основное производство 	Основное производство 
	Вспомогательное производство 	Вспомогательное производство 
	Потери 	Потери 
ИТОГО: 451 612	ИТОГО + (СН + ПОТЕРИ): 422 708 + 0,0 + 28 903	ИТОГО + (СН + ПОТЕРИ): 422 708 + 28 903

Условные обозначения:

 - Электроэнергия

 - Потери

"Прочие" - потребители, потребление электроэнергии которых не превышает 10 МВт*ч

тыс МВт*ч/год/
тыс. рублей

Крупные потребители

Основное производство

ЦМП-4
ЦМП-2
ЦМП-3
ЗМИ
Шахта
ЦМИ-1

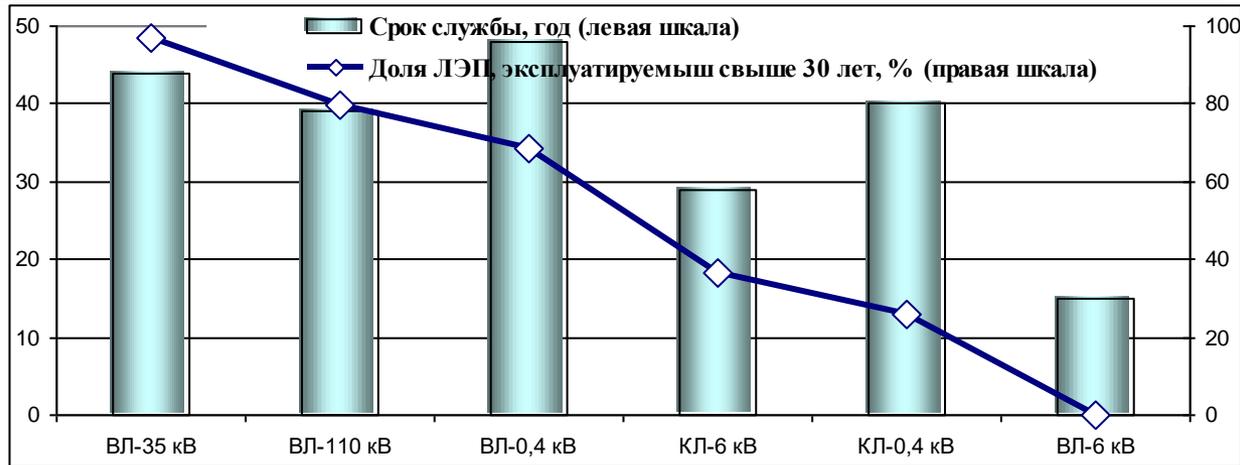
Вспомогательное производство

ЭЦ
ТСЦ

Расчетные потери электроэнергии в системе в 2 раза больше принятых на комбинате

Структура электросетей

Тип ЛЭП	Суммарная протяженность, км	Средний год ввода в эксплуатацию	Средний срок службы, год	Доля сетей, превысивших нормативный срок эксплуатации	Средневзвешенное сечение, мм ²
ВЛ-110 кВ	22,50	1969	39	79,6	180
ВЛ-35 кВ	53,42	1964	44	96,8	141
ВЛ-6 кВ	57,23	1993	15	0,0	77
КЛ-6 кВ	119,82	1979	29	36,5	99
ВЛ-0,4 кВ	6,59	1960	48	68,4	27
КЛ-0,4 кВ	139,42	1968	40	26,1	32
Итого	398,99				



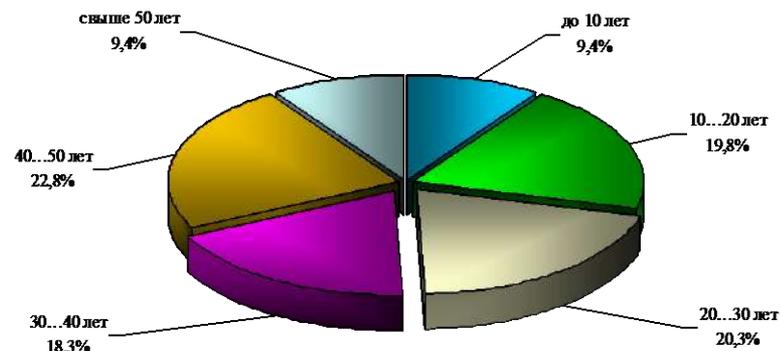
Характеристики линий электропередач комбината

Физический износ линий электропередач (ЛЭП), не только снижает надежность электроснабжения объектов, но и увеличивает нагрузочные потери в сетях Комбината.

Состояние электротехнического оборудования. Трансформаторы.

Срок службы трансформаторов на Комбинате

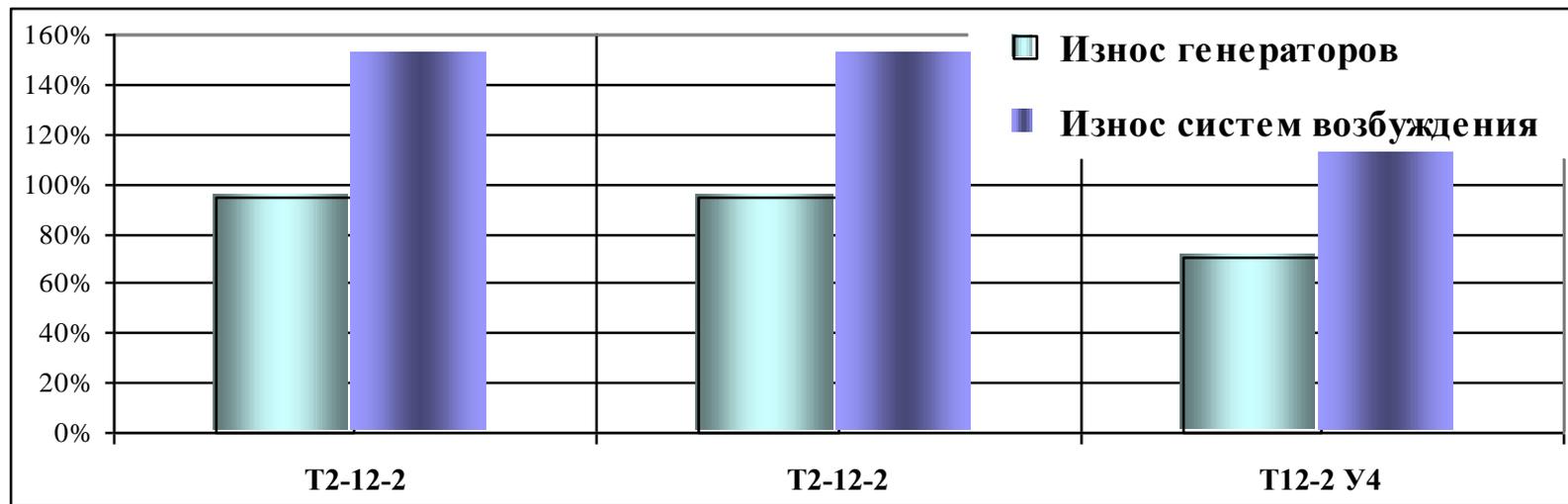
Срок службы, год	Количество, шт.	Суммарная мощность, кВА	Доля, % суммарного количества	Доля, % числа тр-ров, по которым даны сведения	Доля, % суммарной мощности	Доля, % суммарной мощности тр-ров, по которым даны сведения
Срок службы трансформаторов:						
До 10 лет	19	22180	6,09%	9,41%	5,68%	6,53%
10...20 лет	40	71110	12,82%	19,80%	18,21%	20,94%
20...30 лет	41	23436	13,14%	20,30%	6,00%	6,90%
30...40 лет	37	33358	11,86%	18,32%	8,54%	9,82%
40...50 лет	46	158710	14,74%	22,77%	40,63%	46,73%
свыше 50 лет	19	30815	6,09%	9,41%	7,89%	9,07%
нет информации	110	50989	35,26%	-	13,05%	-
Итого:	312	390598				
В том числе трансформаторы 6 кВ						
До 10 лет	18	12180	6,16%	9,89%	7,40%	10,72%
10...20 лет	35	12110	11,99%	19,23%	7,36%	10,66%
20...30 лет	40	19436	13,70%	21,98%	11,81%	17,11%
30...40 лет	36	27058	12,33%	19,78%	16,44%	23,82%
40...50 лет	38	32010	13,01%	20,88%	19,45%	28,18%
свыше 50 лет	15	10815	5,14%	8,24%	6,57%	9,52%
нет информации	110	50989	37,67%	-	30,98%	-
Итого:	292	164598				



Почти 60 % всех трансформаторов отработали свыше 25 лет. При этом их установленная мощность превышает 70 % общей трансформаторной мощности по Комбинату

Состояние электротехнического оборудования. Генераторы.

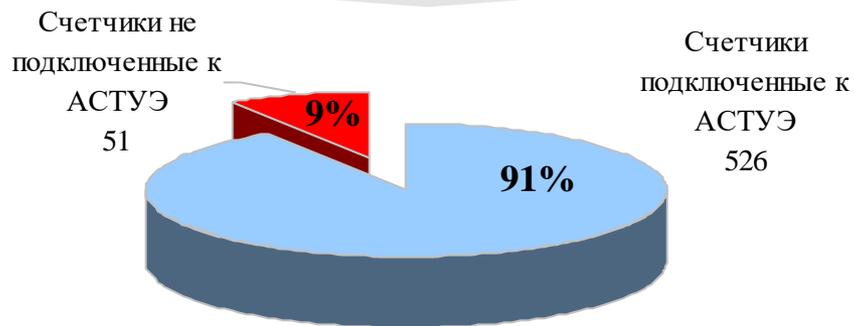
№ пп	Тип генератора	Номинал мощности, Рном, кВт	Номинал напряжения, Ун, кВ	Ток ротора, In, А	Напряжение ротора, Ун, В	Тип возбуждителя	Год ввода	Износ генератора, %	Износ систем возбуждения, %
1	T2-12-2	12000	6,3	325	230	эл. машин.	1970	95%	152%
2	T2-12-2	12000	6,3	325	230	эл. машин.	1970	95%	152%
3	T12-2 У4	12000	6,3	325	230	эл. машин.	1980	70%	112%



Необходимо планировать замену систем возбуждения и модернизацию оборудования ТЭЦ.

Анализ существующей системы электроснабжения.

Система коммерческого и технического учета электрической энергии выполнена на современном уровне и достаточно полно охватывает систему электроснабжения комбината.

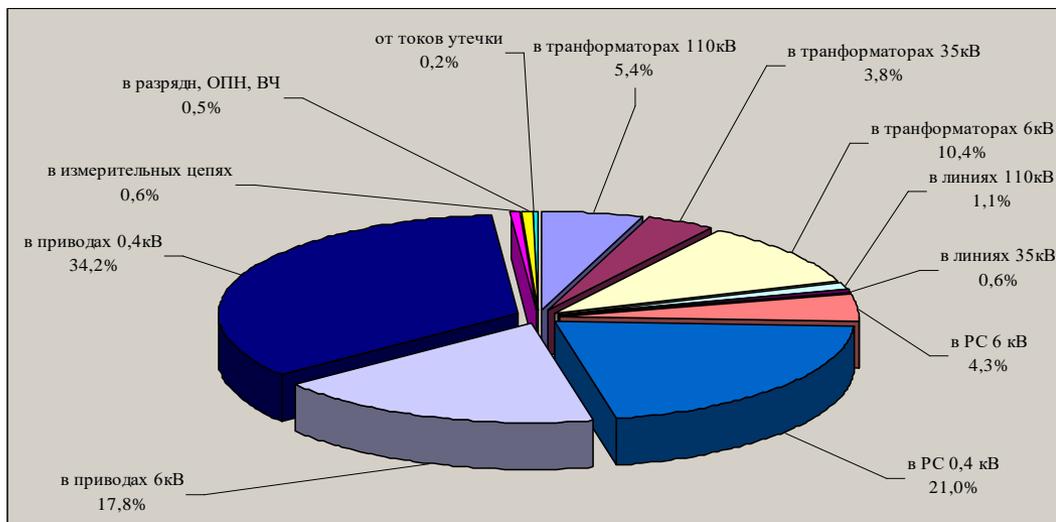


Достоинства системы:

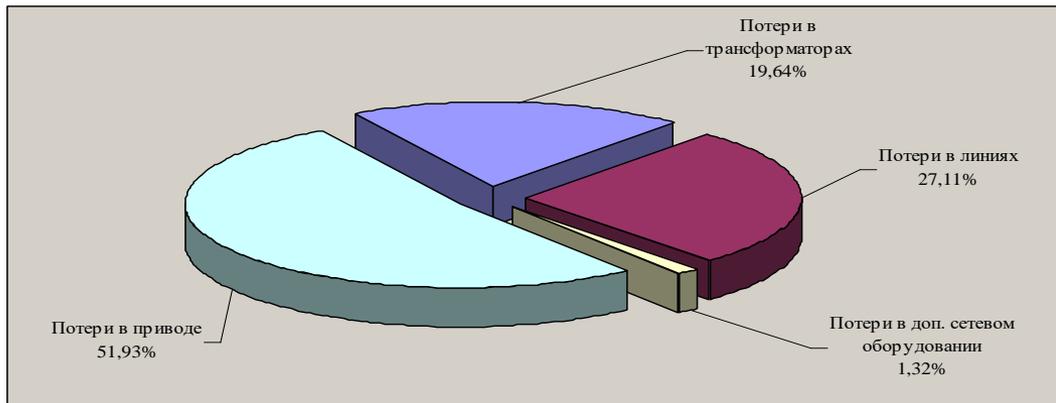
- Использование современных программно-технических комплексов;
- Оперативность получения информации с узлов учета;
- Визуализация информации на АРМ;
- Сигнализация об отклонениях параметров;
- Наличие базы данных событий.

Недостатки системы:

- Недостаточно полно охватывает сети 6 и 0.4 кВ;
- Нет распределения по потребителям и технологиям;
- Часть установленных счетчиков в сетях 0,4 кВ не поддерживает передачу данных в АСТУЭ;
- Отсутствуют приборы учета на некоторых потребителях.



Сводный баланс расчетных потерь электроэнергии, %



Основные составляющие расчетных потерь электроэнергии, %

Итоговые расчетные значения потерь без учета потерь в электроприводе		
В трансформаторах	МВт*ч/год	11384,49
В линиях электропередач	МВт*ч/год	15711,5
В дополнительном оборудовании	МВт*ч/год	764,3
Всего по Комбинату	МВт*ч/год	27860,29

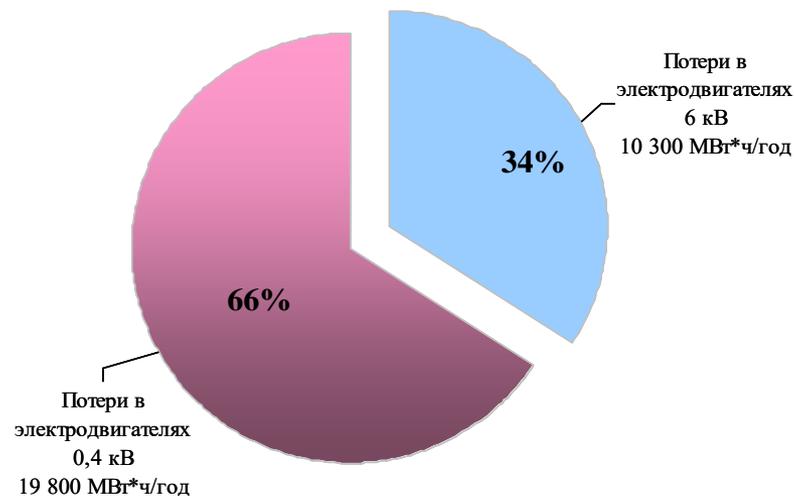
- Потери электрической энергии потребителей составляют значительную долю полезного потребления
- Расчетный уровень потерь в системе превышает отчетный в 2 раза, необходимо пересмотреть внутренний тариф комбината.

- Расчет потерь выполнен по данным фактических замеров и составляет 30100 МВт*ч/год
- Измерения проводились для определения уровня загрузки электродвигателей приводов технологических механизмов на напряжении 6 и 0,4 кВ, с целью выявления:
 - общего уровня загрузки электроприводов,
 - доли приводов с низкой загрузкой,
 - оценки уровня потерь в электроприводах от уровня загрузки.

На основании данных, полученных в результате выполненных измерений, можно сказать следующее:

- 15,7% электродвигателей 6кВ (по количеству) или 12,5% (по мощности) имеют коэффициент загрузки менее 40%;
- 31% электродвигателей 0,4кВ (по количеству) или 31,6% (по мощности) имеют коэффициент загрузки менее 40%;
- среди электродвигателей 0,4кВ, нагруженных менее чем на 40%, почти две трети (65%) (по количеству) или 72% (по мощности) имеют значение $\cos \varphi < 0,6$.

Потери в электроприводах

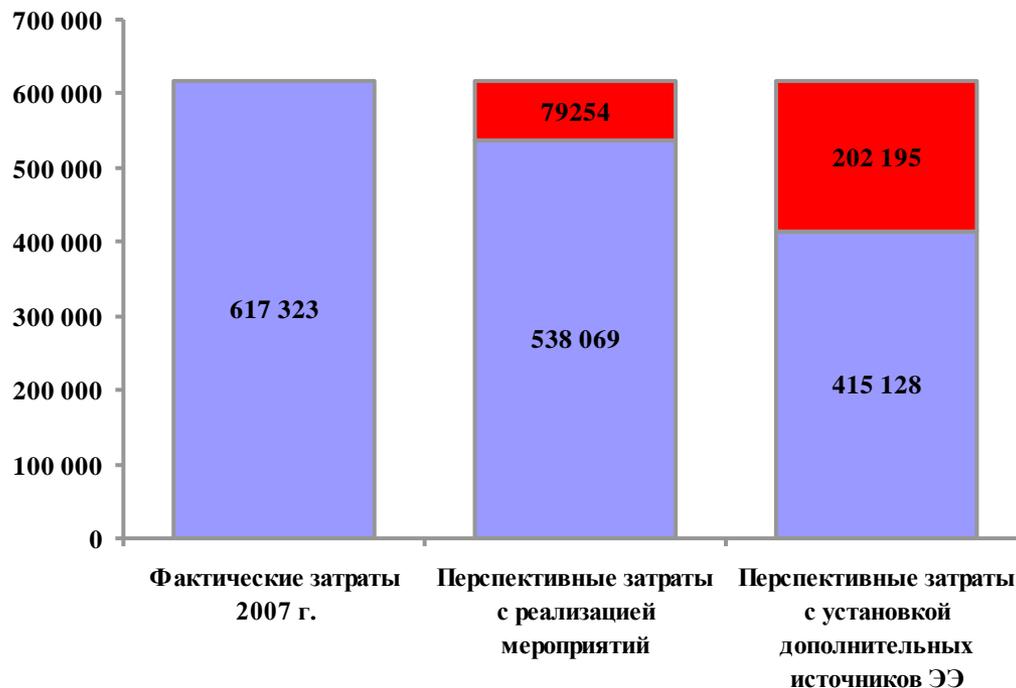


Мероприятия по модернизации системы электроснабжения(цены 2005г.)

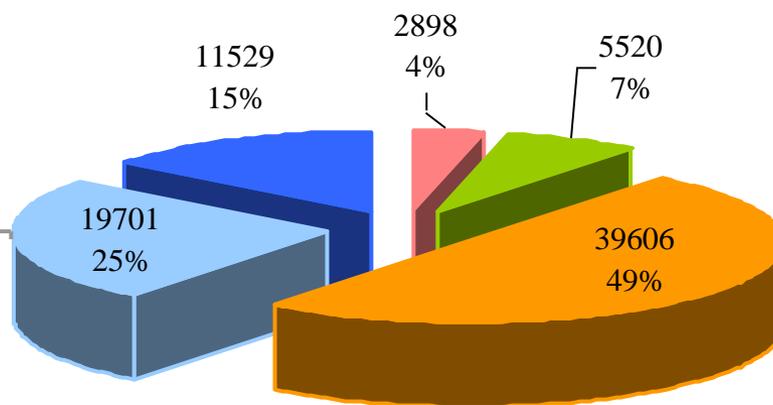
Подробная программа для вашей компании может быть разработана специалистами ООО «МагистральЭнергоИнжиниринг»

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год
1	Диспетчеризация электросетевого хозяйства и развитие системы технического учета	Снижение потребления электроэнергии на 2 495 тыс.кВт*ч/год	5 000	1 240	4,0
2	Оснащение ламп ДРЛ универсальными пуско-регулирующими устройствами (УПРУ)	Экономия электроэнергии на 1,08 млн. кВт*ч/год	4 950	625	7,9
3	Установка средств компенсации реактивной мощности на площадках районов ЦМП-1...ЦМП-3 и ЗМИ (КУ типа АКУ 04-200-20 по 200 кВар)	Снижением потерь активной составляющей электроэнергии в трансформаторах и сетях на 1600...1800 МВт*ч (1,6...1,8 млн. кВт*ч)	2 128	1 540	1,4
4	Применение частотного регулирования электропривода (ЧРЭП)	Снижение потребления электроэнергии 1,08 млн. кВт*ч/год	1 760	609	2,9
5	Замена ламп накаливания на компактные люминесцентные энергосберегающие лампы "типа КЛЭ"	Снижение потребления электроэнергии на 5,87 млн. кВт*ч/год	1 620	4 890	0,3
6	Модернизация системы компенсации реактивной мощности на площадках ГОП Применение средств компенсации реактивной мощности (КУ типа АКУ 04-200-20 по 200 кВар)	Снижением потерь активной составляющей электроэнергии в трансформаторах и сетях на 800...900 МВт*ч (0,8...0,9 млн. кВт*ч)	1 064	801	1,3
7	Замена электропривода с низкой нагрузкой на менее мощный	Снижение потерь электроэнергии на 145 тыс.кВт*ч/год	1 000	89	11,2

■ Затраты на электроснабжение ■ Экономия



Мероприятия по снижению потребления электроэнергии



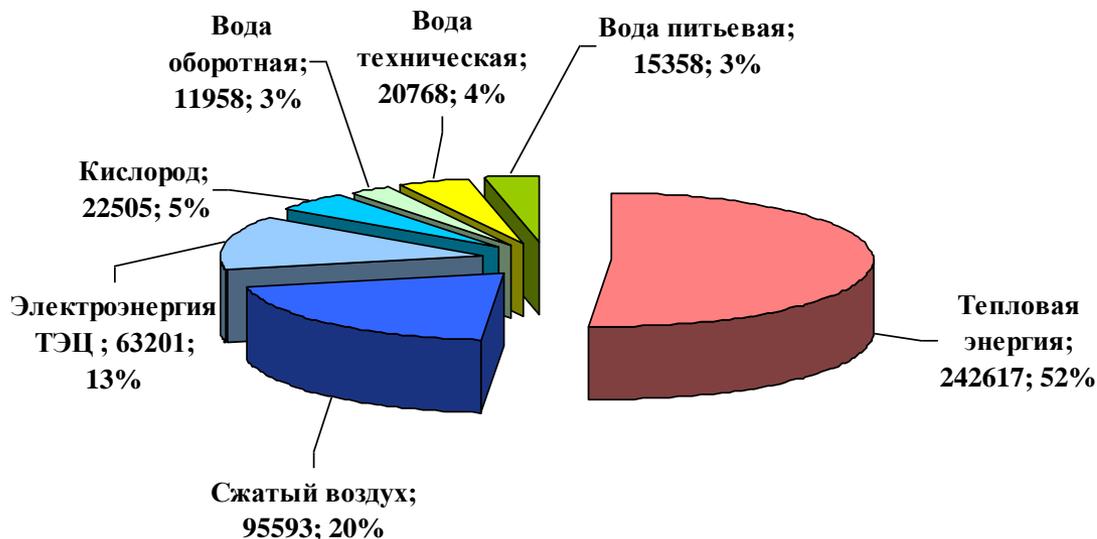
- Теплоснабжение
- Водоснабжение
- Газоснабжение
- Воздухоснабжение
- Электроснабжение

Перспектива развития системы электроснабжения.
 Результаты выполнения энергосберегающих мероприятий

Перспективный уровень затрат на электроснабжение с учетом реализации предложенных мероприятий позволит сократить ежегодные затраты на данный энергоресурс на 32%

Система теплоснабжения

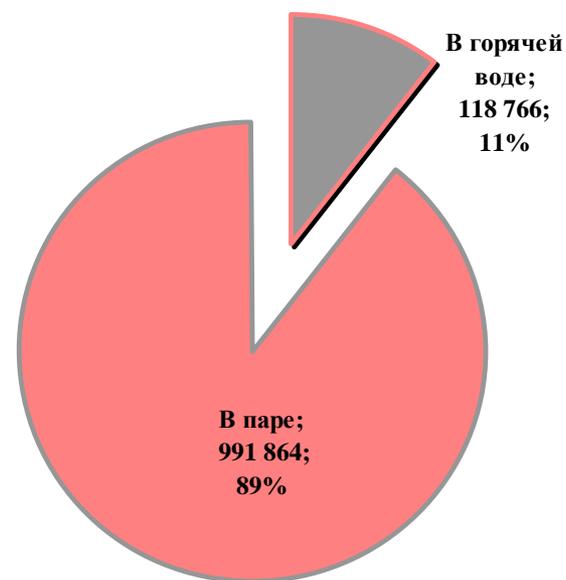
Распределение стоимости энергоресурсов собственного производства в 2007 г. по видам



Затраты на систему теплоснабжения составляют 52% от затрат на энергоресурсы собственного производства.

Выработка тепловой энергии на комбинате в 2007 г.:

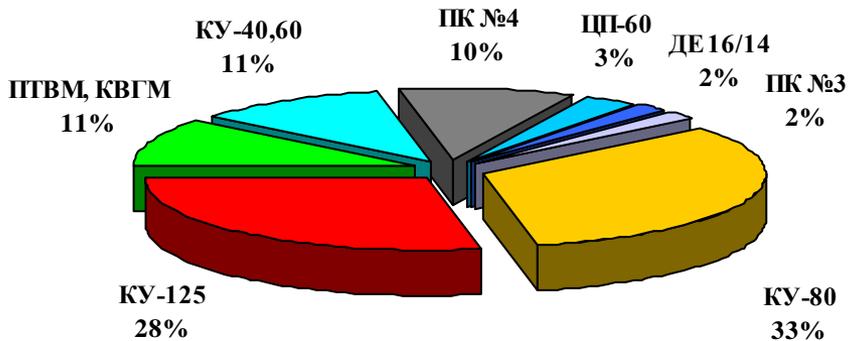
- в паре – 89%;
- в горячей воде – 11%.



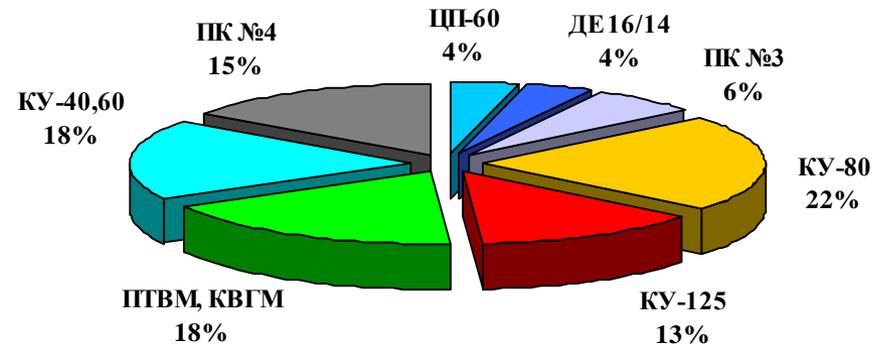
Общая характеристика системы теплоснабжения

Источники

Доля каждого источника в общей выработке тепловой энергии в 2007 г



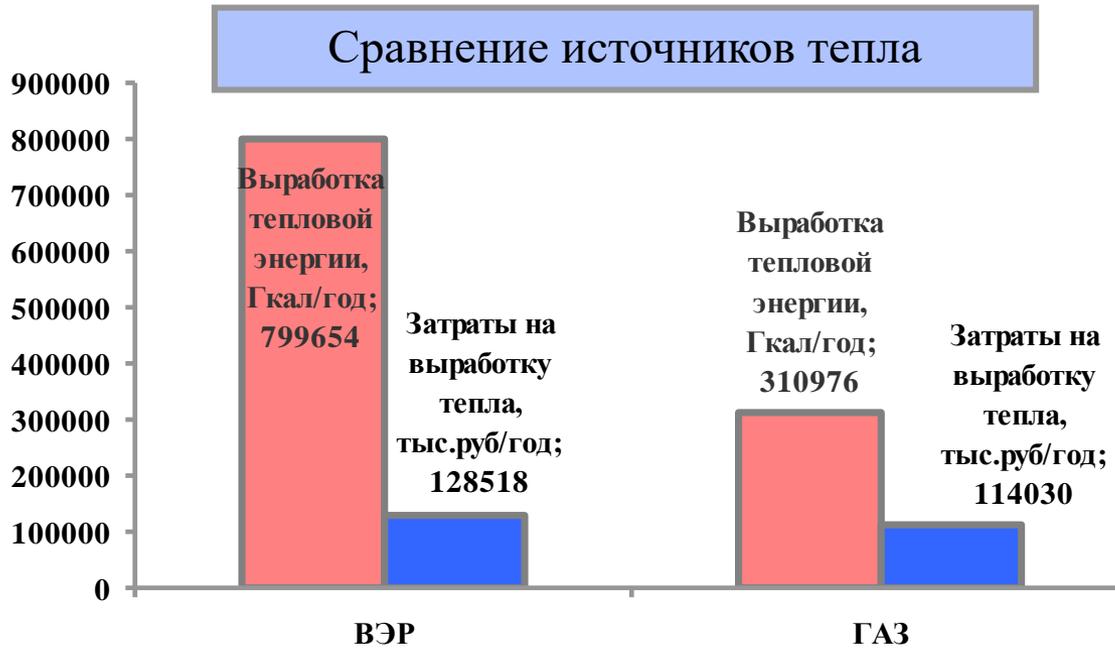
Доля затрат на выработку тепловой энергии каждым источником в 2007 г



Основное тепло – 72% вырабатывается на вторичных энергоресурсах и зависит от производственного плана комбината.

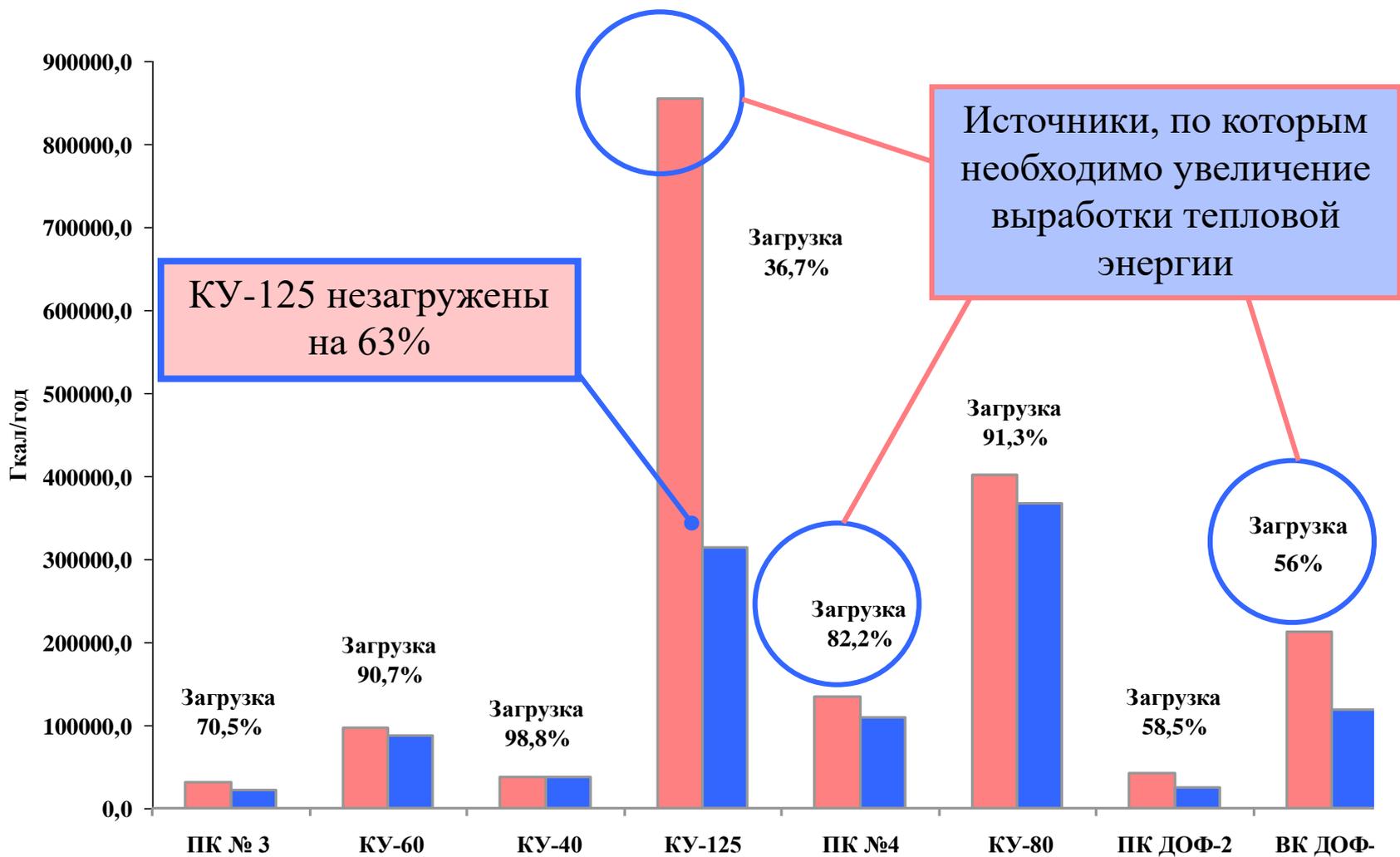
Общая характеристика системы теплоснабжения

Вторичные энергоресурсы

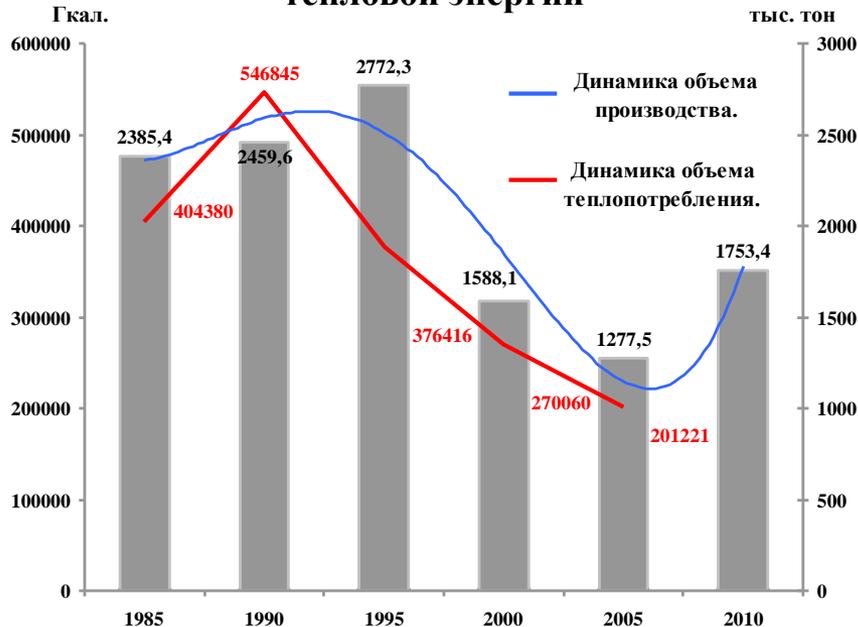


Удельные затраты на выработку тепловой энергии на ВЭР – **161 руб./Гкал**, на газопотребляющем оборудовании – **366 руб./ Гкал**

Максимальное использование потенциала вторичных энергоресурсов – путь к повышению эффективности системы теплоснабжения и снижению затрат.



Динамика выпуска товарной продукции и тепловой энергии



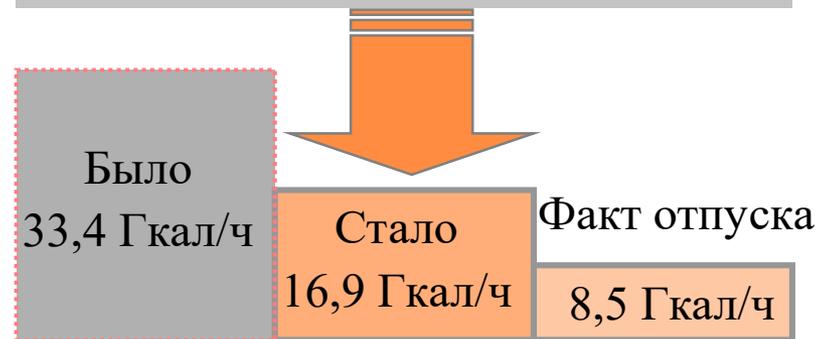
В результате:

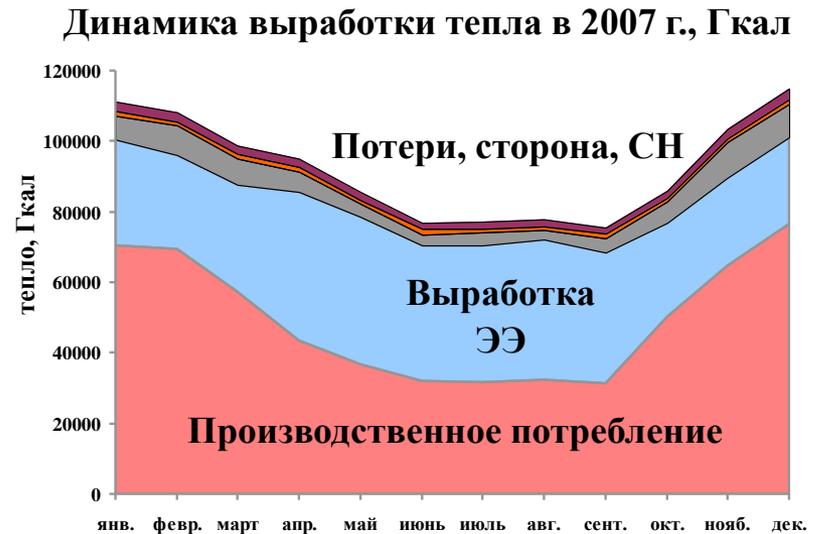
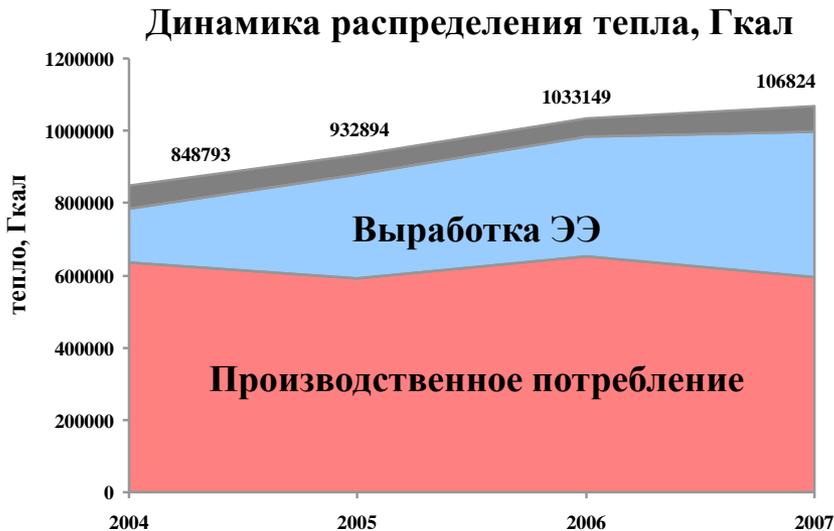
- Заменены сетевые насосы ТЭЦ на меньшую производительность;
- Снижена тепловая нагрузка на ПСВ-200;
- Снижен температурный график ТЭЦ;
- Перераспределена тепловая нагрузка ТЭЦ на ВК ДОФ-2.

Причина снижения выработки тепла – дефицит пара на ТЭЦ вследствие:

- снижения объемов производства;
- вывода из эксплуатации КУ-125 №1 и №3;
- дефицита тепловой мощности на участке №3 (необходимость отбора пара через РОУ).

Снижение присоединенной нагрузки на ТЭЦ





Существующие тенденции по выработке собственной электроэнергии на комбинате

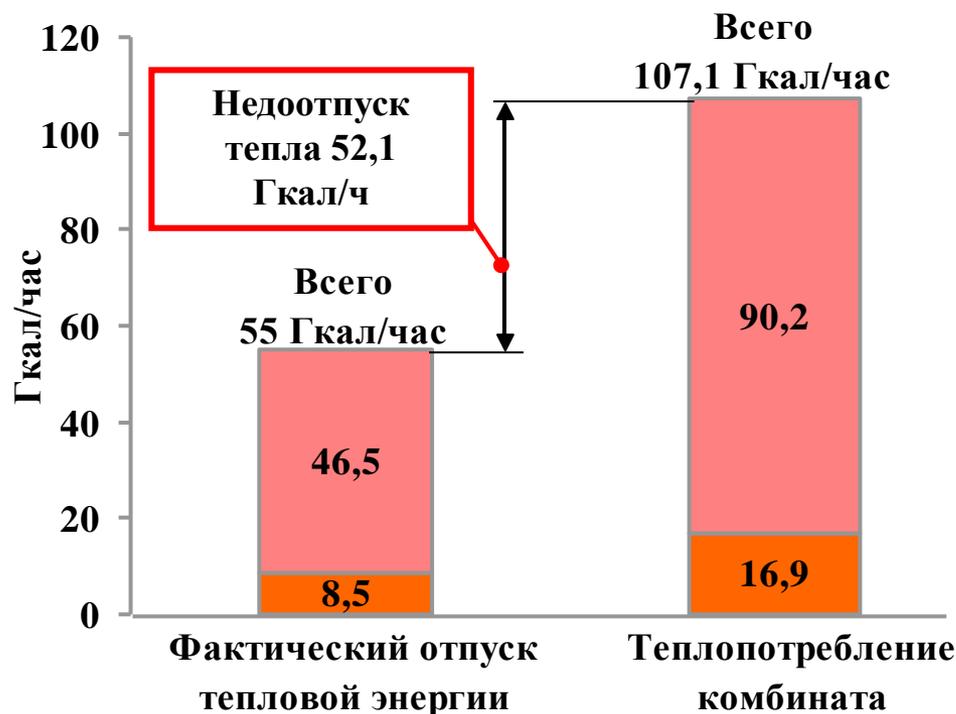
Положительные

Увеличение выработки электрической и тепловой энергии за счет сокращения объемов редуцирования пара высокого давления на производственные цели.

Отрицательные

1. Снижение темпов роста производства электроэнергии (дефицит тепла на уч.№3).
2. Зависимость выработки ЭЭ и ТЭ от объема производства.
3. Необходимость замещения пара ВД (через РОУ) энергетическим паром от ПК №4.

Фактическое теплотребление комбината обеспечивают два источника:
 водогрейная котельная ДОФ-2 и ПСВ-200 машзала ТСЦ



- выработка тепла ПСВ-200.
- выработка тепла ВК ДОФ-2.

Установленная мощность источников теплоснабжения:

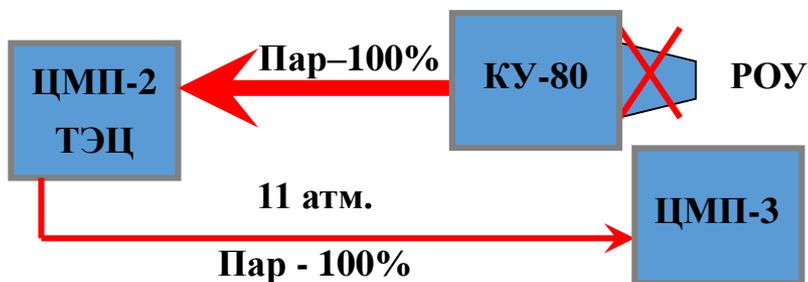
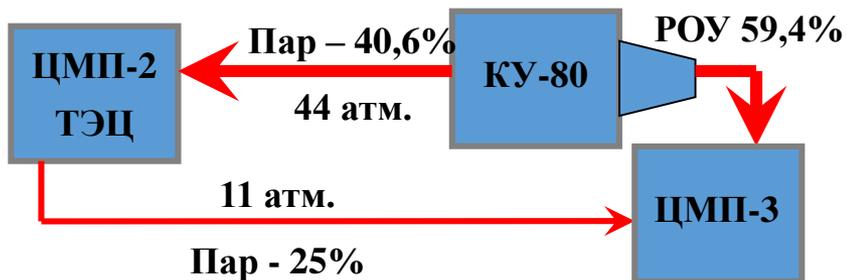
- ВК ДОФ-2 – 110 Гкал/ч;
- ПСВ-200 – 32 Гкал/ч.

• Фактический отпуск тепла 55 Гкал/ч;
 • Расчетная нагрузка системы теплоснабжения составляет около 107 Гкал/ч.

Существующий недоотпуск тепла – 52 Гкал/ч.

Пути повышения выработки пара с целью увеличения выработки тепловой и электрической энергии

Реконструкция существующих источников



Модернизация источников

- Увеличение подачи от КУ-80;
- Установка дополнительного источника пара в машзале ТЭЦ (энергетический котел);
- Установка ГТУ/ ГПА и отбор пара на теплофикацию

Результат – увеличение загрузки турбин и производства пара на теплофикацию.

Требуется модернизация всей системы теплоснабжения

Источники

- Увеличение тепловой мощности ТЭЦ
- Капитальный ремонт водогрейных котлов ДОФ-2;
- Установка сетевых насосов более высокой мощности в машзале ТЭЦ;
- Вывод из эксплуатации ПК №4.

Сети

- Реконструкция магистральных тепловых сетей;
- Вывод из эксплуатации 4-х насосных станций;
- Реконструкция насосной станции №3;
- Проведение наладки гидравлических режимов.

Потребители

- Реконструкция приточных систем;
- Автоматизация ИТП административных зданий;
- Внедрение системы учета и диспетчеризации по потребителям;
- Наладка систем теплопотребления.

Анализ эффективности системы теплоснабжения

Модернизация источников

Технико-экономические показатели проектов

	Энергетические котлы ТКЗ 50-3,9-440	ГТУ-24 МВт	ГПТЭС-18 МВт
Вырабатываемая эл.мощность, тыс.кВтч/год	320 603	388 239	157 680
Себестоимость ЭЭ, руб./кВтч	0,72	0,76	1,13
Дисконтированный срок окупаемости, лет	2,5	8,3	7,3
Капитальные затраты, тыс.руб.	475 996	2 104 563	461 740
Чистый приведенный доход, тыс.руб.	505 981	401 300	379 700

Увеличение выработки ЭЭ

в 2,9 раза

в 3,5 раза

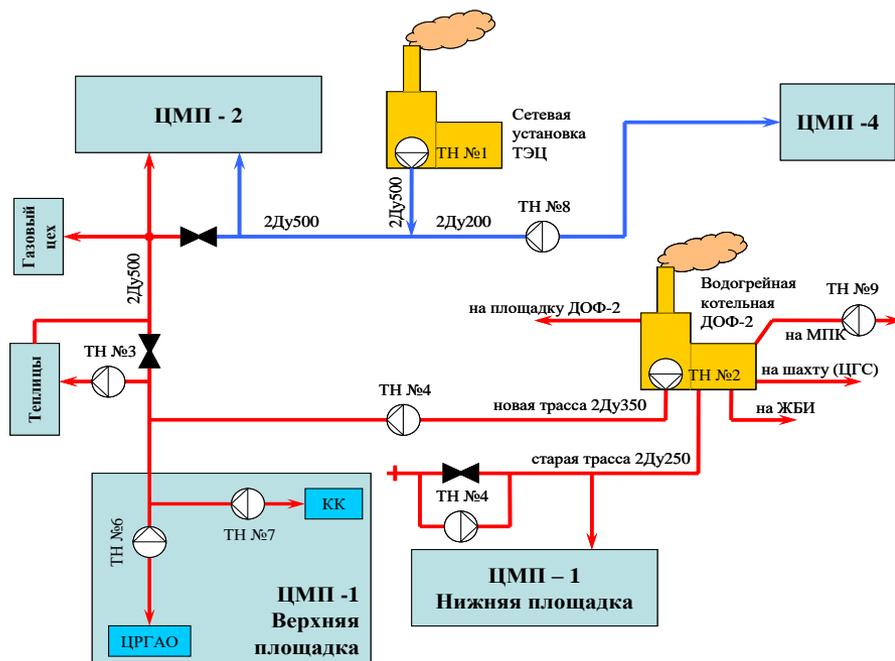
в 1,4 раза

Увеличение выработки ТЭ

в 4 раза

в 4 раза

в 2 раза

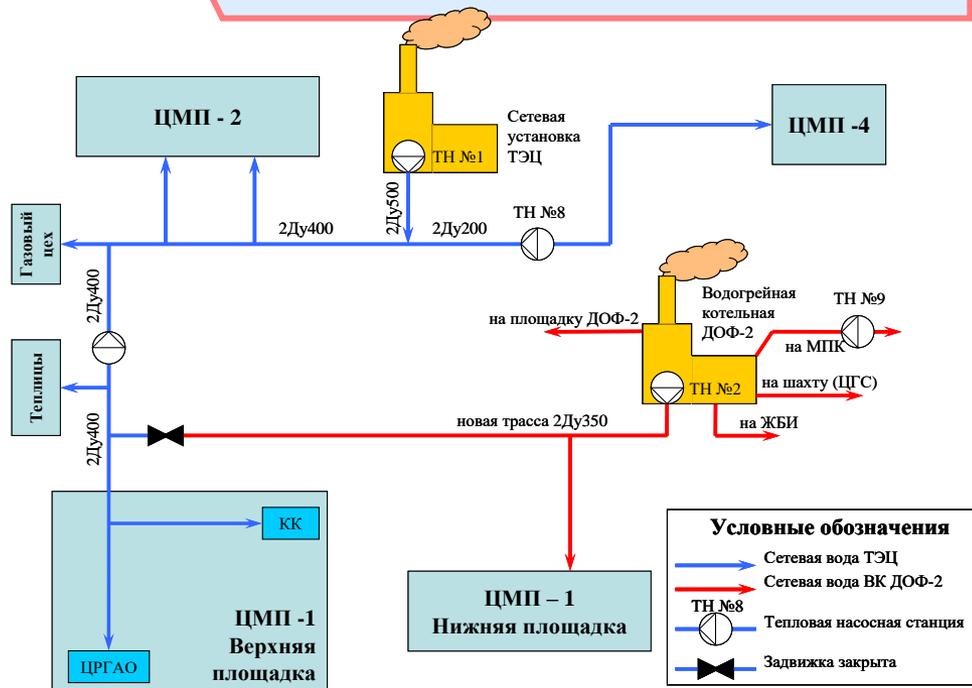


Существующая схема.

- Теплосети L-79462 м; износ > 70%;
- Насосные станции – 9 шт.;
- Потребление ЭЭ – 4855 тыс.кВт · ч/год;
- Нормативные тепловые потери – 12,3%
- Сверхнормативные утечки – 54 м3/час

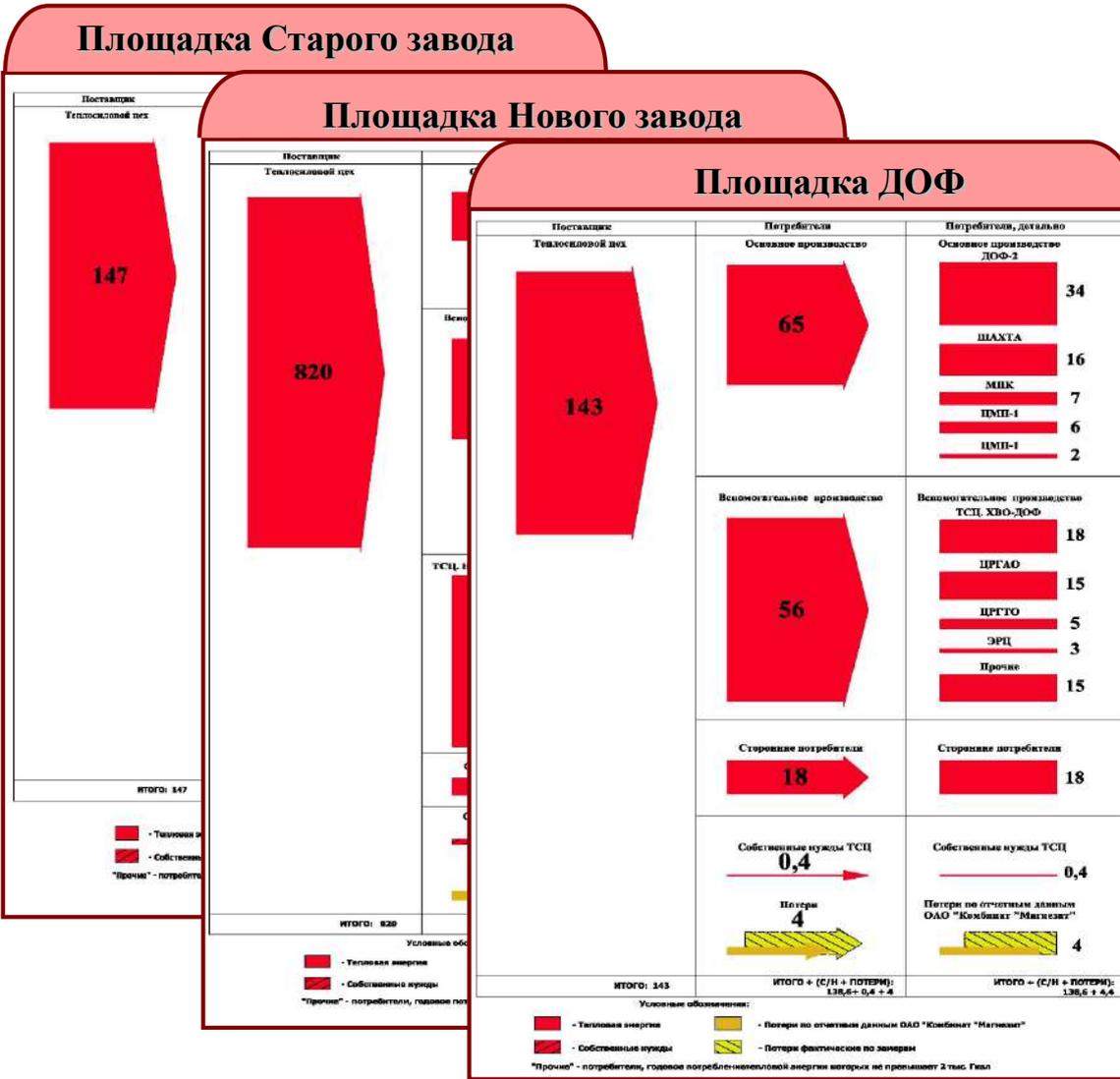
Предлагаемая схема.

- Вывод из эксплуатации «старой» теплосети Ду250, L=4720 м. (1974 г.);
- Реконструкция ТН №3;
- Замена теплосети Ду 500 (1979 г.), L=7200 м.
- Экономия ЭЭ 1292 тыс.кВт/год

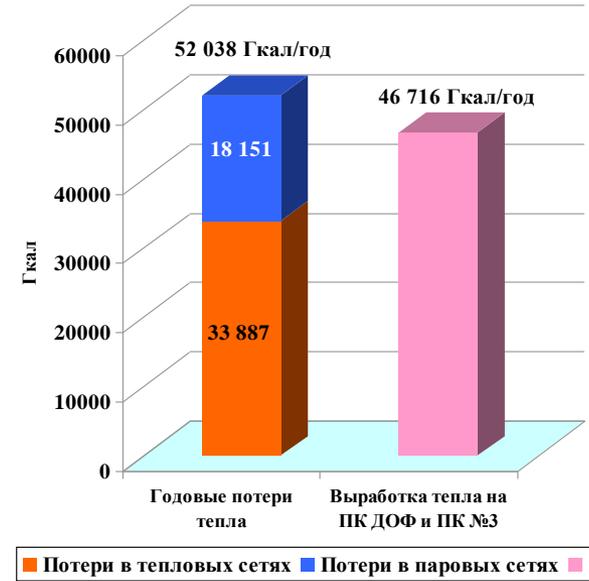


Балансы

Балансы



Анализ расчетных годовых потерь тепла



Величина фактических утечек теплоносителя составляет — **62 702 м³/год**, тепловые потери с ними — **4 765 Гкал/год**

Работы в рамках энергоаудита

Гидравлический расчет тепловой сети

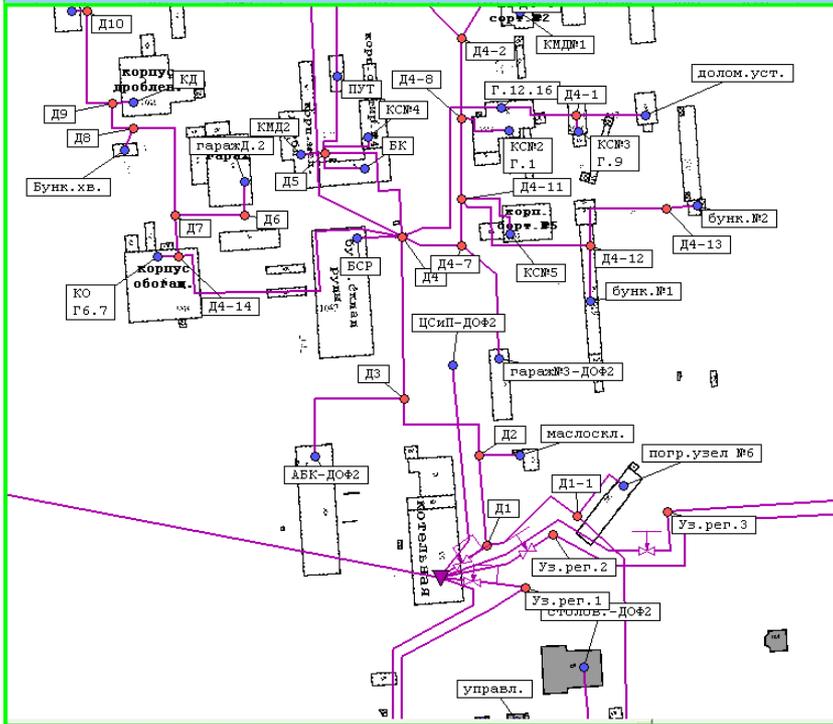
Гидравлический режим подающей линии

Номер участка	Начальный узел	Название района конечного узла	Конечный узел	Характеристика участка			Расход воды на участке, м³/ч	Потери напора на участке, м	Линейные удельные потери напора, мм/м	Скорость воды на участке, м/с
				Длина, м	Диаметр, мм	Сопроотивление, ч/м²				
1	ДОФ2	кот. ДОФ2-нов.	Ф	511	0,00E+00	-305,5	0	0	0	
2	ТС 100	кот. ДОФ2-стар.	ТС 100	145	4,96E-05	-48,8	0,12	0,55		
3	ТС 117	кот. ДОФ2-стар.	ТС 113	68	2,33E-05	-15,08	0,01	0,05		
4	ТС 113	кот. ДОФ2-стар.	ТС 111	66	2,25E-05	-11,38	0	0,03		

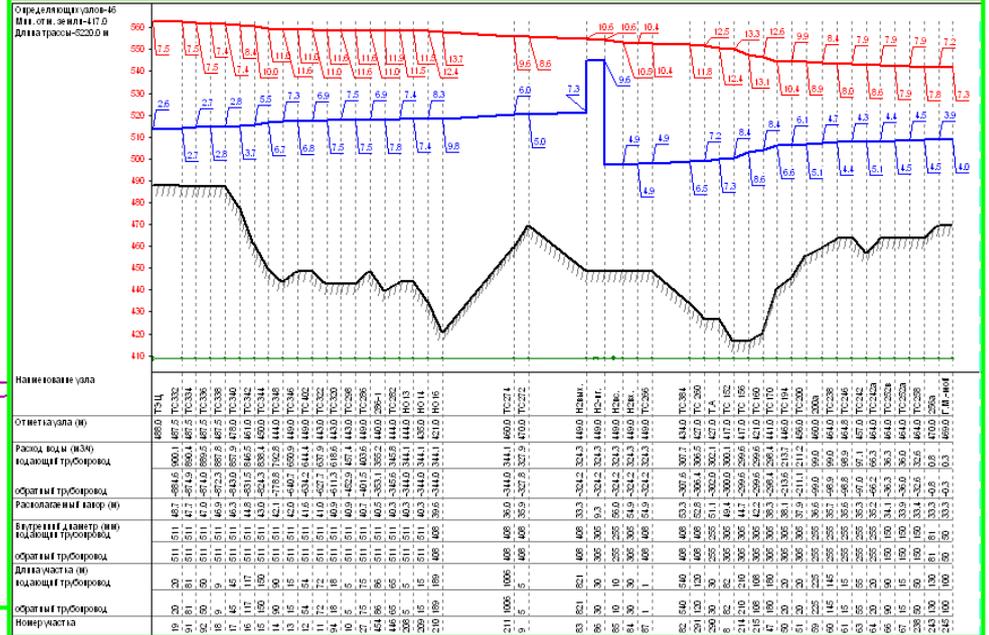
Гидравлический режим обратной линии

Начальный	Название района конечного узла	Конечный узел	Характеристика участка			Расход воды на участке, м³/ч	Потери напора на участке, м	Линейные удельные потери напора, мм/м	Скорость воды на участке, м/с	Пьезометрический напор в конечном узле, м	Полный напор в конечном узле, м
			Длина, м	Диаметр, мм	Сопроотивление, ч/м²						
ДОФ2	кот. ДОФ2-нов.	ТС 100	145	255	4,96E-05	913,74	0	0	1,2	56	493
ТС 100	кот. ДОФ2-стар.	ТС 113	68	255	4,96E-05	-48,8	0,12	0,55	0,3	70,78	493,53
ТС 113	кот. ДОФ2-стар.	ТС 111	68	255	2,33E-05	-15,08	0,01	0,05	0,1	59,32	493,63
ТС 111	кот. ДОФ2-стар.	ТС 111	68	255	2,25E-05	-11,38	0	0,03	0,1	60,89	493,63
ТС 100	кот. ДОФ2-стар.	ТС 100	15	255	3,08E-05	0	0	0	0	60,89	493,63

Расчетные схемы



Пьезометрические графики



Анализ эффективности системы теплоснабжения

Повышение надежности системы

Превышение срока эксплуатации на (лет):

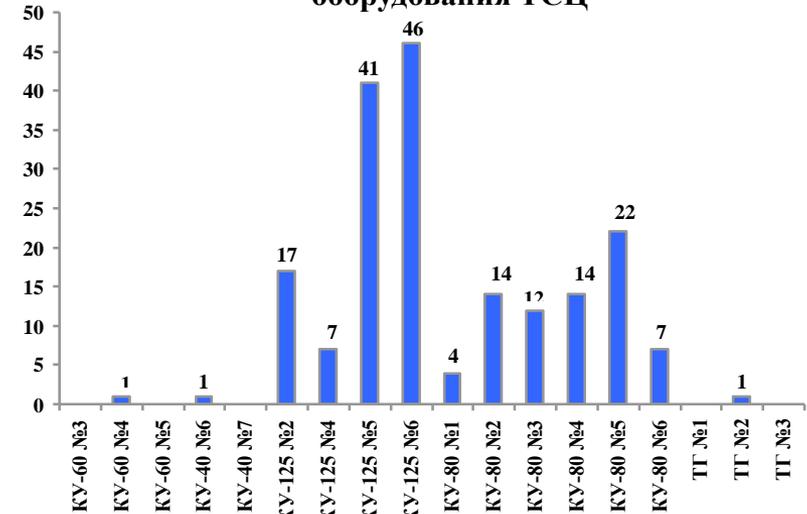
Оборудование	Тепловые сети
<ul style="list-style-type: none"> • 17 – КУ-125№4; • 12 – КУ-125№2; КУ-60 №3, 4; ДС-100-3шт.; оборудование ХВО; 	<ul style="list-style-type: none"> • 40 – сети ДОФ • 37 – сети МПК; • 34 – сети ЦМП-3 • 31 – сети ЦМИ-1;
<ul style="list-style-type: none"> • 10 – ТГ№1; • 9 – ТГ№2, градирня ТЭЦ; • 7 – ПТВМ-30М №1, 2; • 5 – КУ-80 №4, 5; КУ-40 №5; 4 – КУ-80 №1, 2. 	<ul style="list-style-type: none"> • 25 – технологические тр-ды ТЭЦ; • 6 – паропроводы ЦМП-3 – ТЭЦ.

50% котлов имеют превышение срока эксплуатации на 4...17 лет

Порог функционирования системы – 70% износа.

Устранение аварийных ситуаций за порогом функционирования обходится дороже плановых работ.

Количество отказов энергетического оборудования ТЭС



Динамика экономического ущерба и отказов энергетического оборудования ТЭС

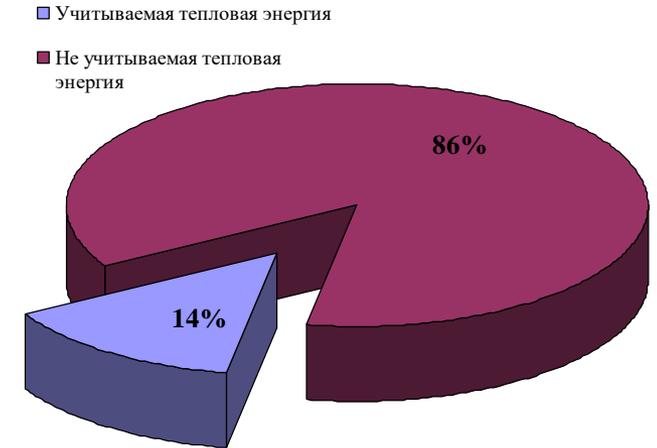


Характеристика системы учета тепловой энергии

→ Система учета тепловой энергии охватывает 100% выработки тепла и построена на современных средствах измерения.

→ Технический учет поцехового потребления не охватывает всех потребителей, не обеспечивает необходимой точности и оперативности получения данных.

→ Морально и технически устаревший уровень большинства установленных узлов поцехового учета не позволяет передавать информацию в систему АСТУЭ и Э. Требуется организация новых и модернизация существующих узлов учета.



1. Существующая система учета не обеспечивает корректное распределение тепловой энергии по подразделениям комбината.

2. Невозможно оперативно и достоверно определить эффективность использования тепловой энергии.

Программа повышения эффективности системы теплоснабжения

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая чистая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окуп-ти, год.
I. Организационные мероприятия					
1	Расчёт тепловых нагрузок потребителей комбината с целью расчёта нормативов потребления тепловой энергии и проведения режимно-наладочных мероприятий				
2	Разработка методик калькулирования стоимости вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) цехов производства огнеупоров и ТСЦ ОАО «Комбинат «Магнезит»				
3	Расчёт нормативов потребления тепловой энергии для всех объектов комбината				

Программа повышения эффективности системы теплоснабжения

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая чистая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окуп-ти, год.
II. Технические мероприятия					
1	Внедрение инвестиционного проекта модернизации энергетического комплекса комбината с целью увеличения выработки собственной электрической и тепловой энергии на ТЭЦ				
1.1	Расчет эффективности реконструкции системы пароснабжения на ОАО "Магнезит" с учетом установки дополнительного котла Е	Экономия от выработки собственной дополнительной электрической энергии составит 69 697 тыс.кВт*ч/год	252 998	38 458	6,6
1.2	Расчет эффективности реконструкции системы пароснабжения на Магнезите с учетом установки дополнительного котла Е и зимней теплофикационной нагрузки	Экономия от выработки собственной дополнительной электрической энергии составит 41 176 тыс.кВт*ч/год	184 103	70 141	2,6
1.3	Вариант 4. Установки двух паровых котлов ТКЗ 50-3,9-440 в котельной уч.№2 ТСЦ	1. Экономия от выработки собственной дополнительной электрической энергии составит 350 541 тыс.кВт*ч/год 2. Экономия потребления газа на Водогрейной котельной ДОФ-2 составит 22 м ³ /час (44 413 тыс.руб.) 3. Снижение закупки природн газа на котельной № 4 составит 24 722 тыс.руб./год 4. Экономия по невозвратному конденсату составит 195 728 м ³ /год	475 996	202 195	2,4

Программа повышения эффективности системы теплоснабжения

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая чистая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окуп-ти, год.
1.4	Вариант 3. Внедрения газотурбинной установки в котельной уч.№2 ТСЦ	1. Экономия от выработки собственной дополнительной электрической энергии составит 211 603 тыс.кВт*ч/год 2. Экономия потребления газа на Водогрейной котельной ДОФ-2 составит 22 м ³ /час (44 413 тыс.руб.) 3. Снижение закупки природн газа на котельной № 4 составит 7 072 тыс.руб./год 4. Экономия по невозвратному конденсату составит 9 199 м ³ /год	2 104 563	263 212	8,0
1.5	Расчет эффективности реконструкции системы пароснабжения на ОАО "Магнезит" с учетом установки автономной электростанции с газопоршневым двигателем	Экономия от выработки собственной дополнительной электрической энергии	461 740	83 953	5,5
2	Внедрение инвестиционного проекта модернизации энергетического комплекса комбината. Установка собственного источника (мини-ТЭЦ) с целью использования избытка пара ЦМП-1 втурбине П-6	Экономия от выработки собственной дополнительной электрической энергии составит 37 333 тыс.кВт*ч/год	277 000	16 820	16,5
3	Установка систем автоматического регулирования расхода теплоносителя (от включения электродвигателя) в схемах теплоснабжения калориферов приточной вентиляции, отопительных агрегатов и тепловых завес	Экономия тепловой энергии до 20 % от потребления вентиляции основными цехами комбината (с непостоянным режимом потребления) - 7495,3Гкал/год	960	1 138	0,8

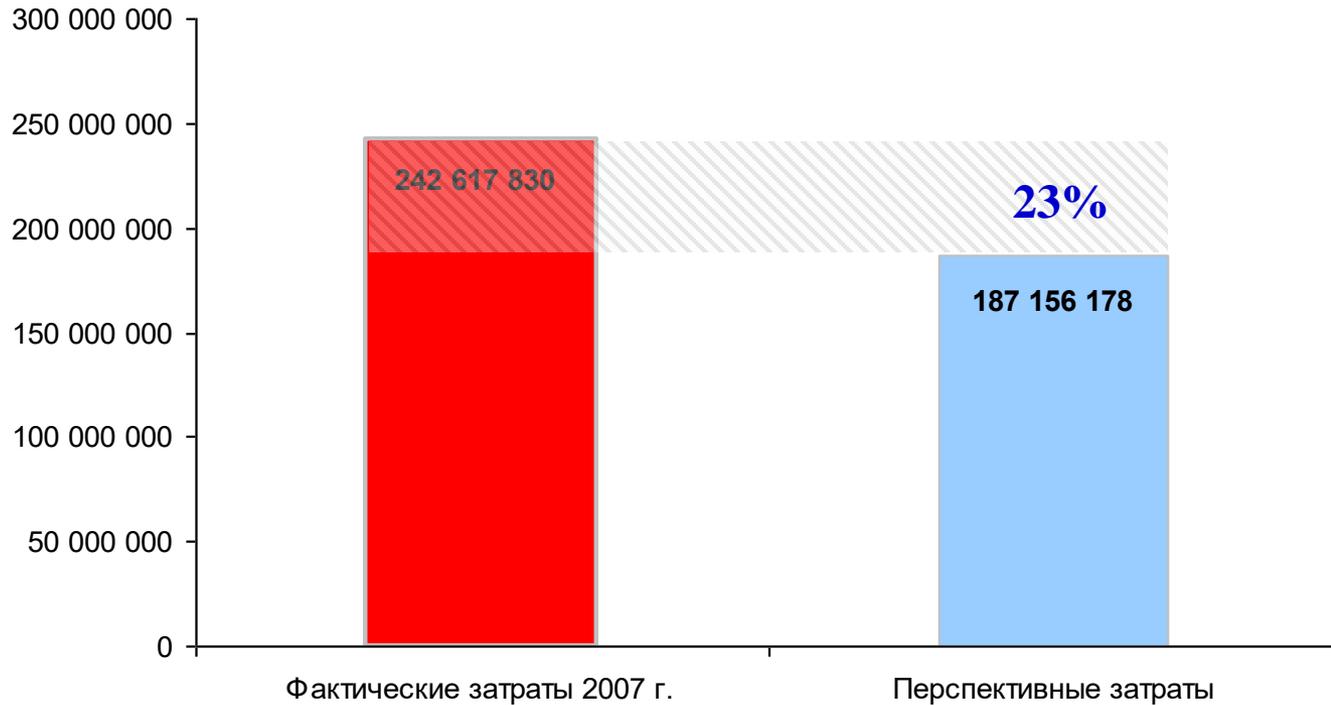
Программа повышения эффективности системы теплоснабжения

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая чистая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окуп-ти, год.
4	Разработка и внедрение технических мероприятий по использованию конденсата	1. Экономия ХОВ в конденсате составит 50% от невозвратного конденсата или 300,99 тыс.м ³ /год 2. Экономия тепла в конденсате составит 30099 Гкал/год	После разработки программы	21 009	После разработки мероприятий
5	Установка конденсатоотводчиков у всех потребителей	Сокращения расхода пара составит 25% от потребления цехов (без установки конденсатоотводчиков)	482	2 271	0,2
6	Разработка программы замены отработавшего свой ресурс оборудования системы теплоснабжения на основе результатов аудита по износу (котлоагрегатов, арматуры, насосов)	1. Снижение затрат на аварийные ремонты 2. Повышение надежности системы теплоснабжения	После разработки программы	После разработки программы	После разработки программы
7	Разработка и реализация программы замены изношенных сетей и тепловой изоляции с целью снижения потерь в системе теплоснабжения комбината на основе результатов аудита по износу	1. Снижение затрат на аварийные ремонты 2. Сокращение утечки (ХОВ) на 50 т/час (по замерам)- 326,4 тыс.м ³ /год 3. Сокращение потерь тепла (в ХОВ) с утечкой - 26 928Гкал/год. 4. Повышение надежности системы теплоснабжения	После разработки программы	21 536	После разработки мероприятий
8	Энергетическое обследование и разработка программы перевода системы теплоснабжения площадки ЦМП-3 на локальные источники и газо-лучистое отпление	После разработки программы	После разработки программы	После разработки программы	После разработки программы

Программа повышения эффективности системы теплоснабжения

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая чистая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окуп-ти, год.
9	Разработка и внедрение информационных и управляющих систем теплоснабжения комбината: - технического учета и диспетчеризации; - управления режимами подачи и распределения тепла	1. Повышение надежности системы теплоснабжения 2. Качественное использование тепловой энергии 3. Единая информационная база получения и потребления тепловой энергии 4. Оперативное управление системой теплоснабжения 5. Экономия тепловой энергии 5% от производственного потребления комбината - 28 599,56 Гкал/год	22 000	3 905	5,6
10	Разработка программы повышения энергоэффективности зданий (утепление строительных конструкций с целью снижения тепловых потерь, ремонт и остекление оконных проемов в соответствии с современными требованиями) на основании проведенной паспортизации зданий	Снижение расхода тепла на отопление и вентиляцию на 50%	После разработки мероприятий	После разработки мероприятий	–
11	Автоматизация узлов ввода теплоносителя в административные здания с разработкой и внедрением дежурных режимов теплоснабжения	1. Экономия тепловой энергии при автоматизации узлов ввода составляет 15% от теплопотребления административных зданий (или 97,2 Гкал/год на одно здание) 2. Суммарная экономия 155 Гкал/год на одно здание с тепловой нагрузкой 0,26 Гкал/час	2 000	405	4,9
12	Установка регуляторов давления в системах горячего водоснабжения потребителей	Экономия расхода деаэрированной ХОВ воды для ГВС на 25% от потребления ГВС (ХОВ - 64,412тыс.м³/год, тепла-5475 Гкал/год)	11 000	2 126	5,2
13	Разработка программы внедрения частотно-регулируемого привода тягодутьевого и насосного оборудования ТСЦ	Экономия электроэнергии в режиме потребления 40% от потребления оборудования ТСЦ (3 382 тыс.кВт*ч/год)	4 758	3 072	1,5
Всего			3 797 598	687 696	5,52

Эффект от внедрения энергосберегающих мероприятий



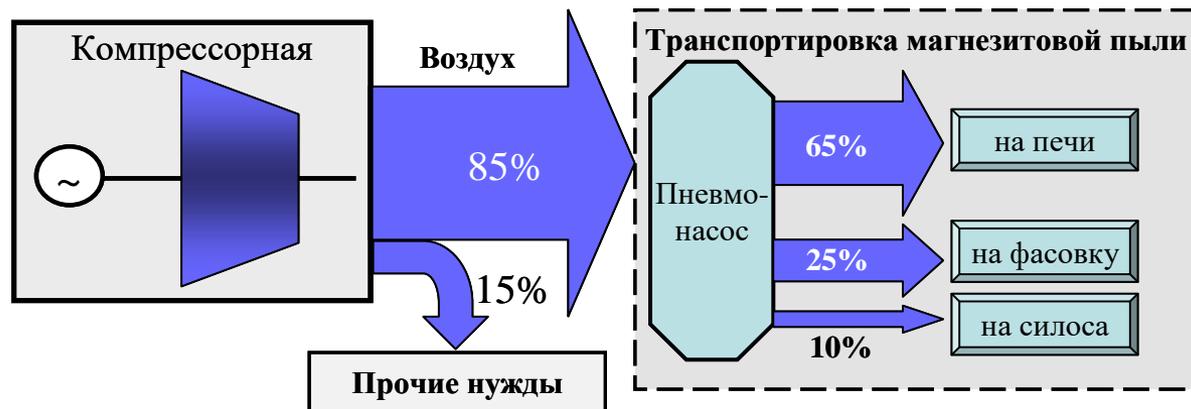
Перспективный уровень затрат на теплоснабжение с учетом реализации предложенных мероприятий позволит сократить ежегодные затраты на данный энергоресурс на 23%

Система воздухообмена

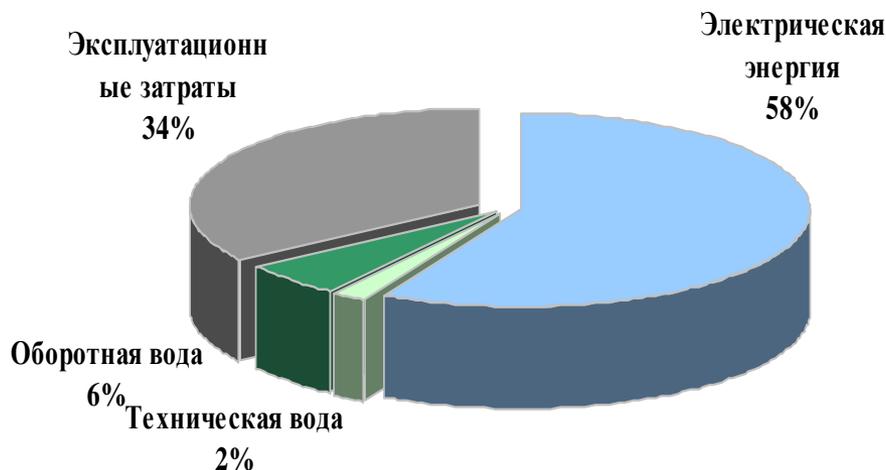
Характеристика системы воздухоснабжения

Сжатый воздух – собственный энергоресурс, вырабатываемый на технологические нужды

Основная задача энергоресурса – транспорт магнетитовой пыли от газоочисток печей, 85% вырабатываемого сжатого воздуха, 15% - обслуживающие технологические процессы работы



Структура затрат на выработку сжатого воздуха



Сжатый воздух на 58% своей производственной себестоимости состоит из электрической энергии. Регулируя систему сжатого воздуха мы оптимизируем потребление электрической энергии.

Прим. В 2007 году в себестоимость сжатого воздуха было списано 55,4 млн.руб. по статье «электроэнергия»

Характеристика системы воздухоснабжения

Структура системы сжатого воздуха

Источники

Краткая характеристика:
 - 7 компрессорных станций;
 - Потребление ЭЭ в 2007 году
 41 008 830 кВт / **46 129 216 кВт**
 ПЭО ОГЭБУ

Достоинства и недостатки системы:

- + Налаженная система ППР
- + Бесперебойная работа оборудования
- Физический износ компрессоров – 65% (срок эксплуатации превышен более чем в 2 раза)
- Отсутствие регулирования производительности компрессоров

Сети

Краткая характеристика:
 - Протяженность межцеховых сетей - 5км.
 - Ср. диаметр – Ду 200мм.

Достоинства и недостатки системы:

- + Удовлетворительное техническое состояние
- Большие аэродинамические потери давления воздуха
- Отсутствие изоляции
- Не эффективная схема воздухораспределения

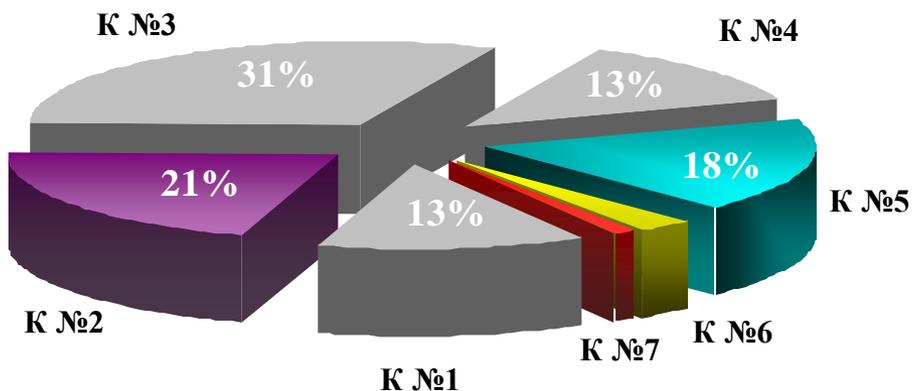
Потребители

Краткая характеристика:
 -95% потребителей – основные цеха
 -35% потребителей оснащены приборами учета

Достоинства и недостатки системы:

- + Оперативные ремонты пневмооборудования
- Высокий уровень износа оборудования
- Низкий уровень автоматизации пневмоприемников
- Несоответствие режимов работы пневмооборудования и источников воздухоснабжения
- Наличие потерь

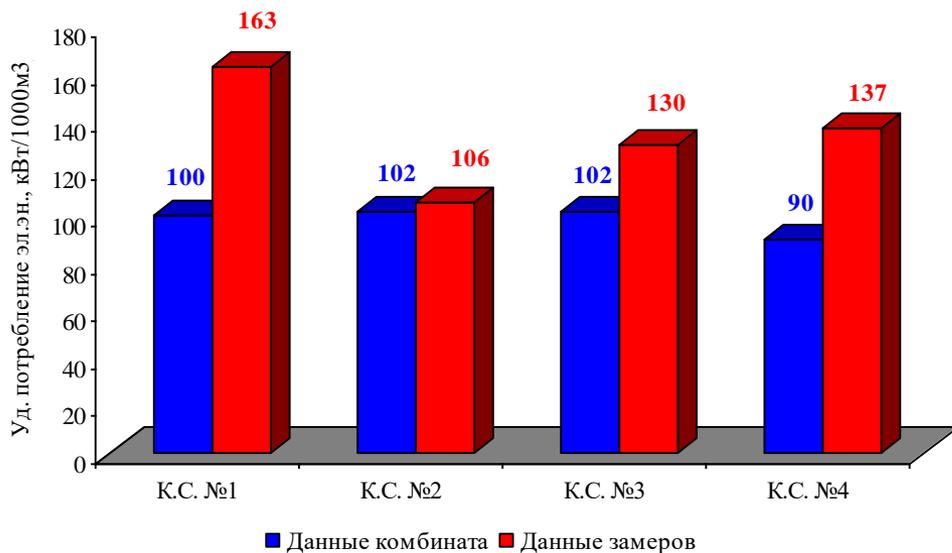
Характеристика системы воздухоснабжения Источники Компрессорные станции комбината



К.ст. № 1,3,4
вырабатывают **58%** всего воздуха

Срок эксплуатации превышен в
2 раза.

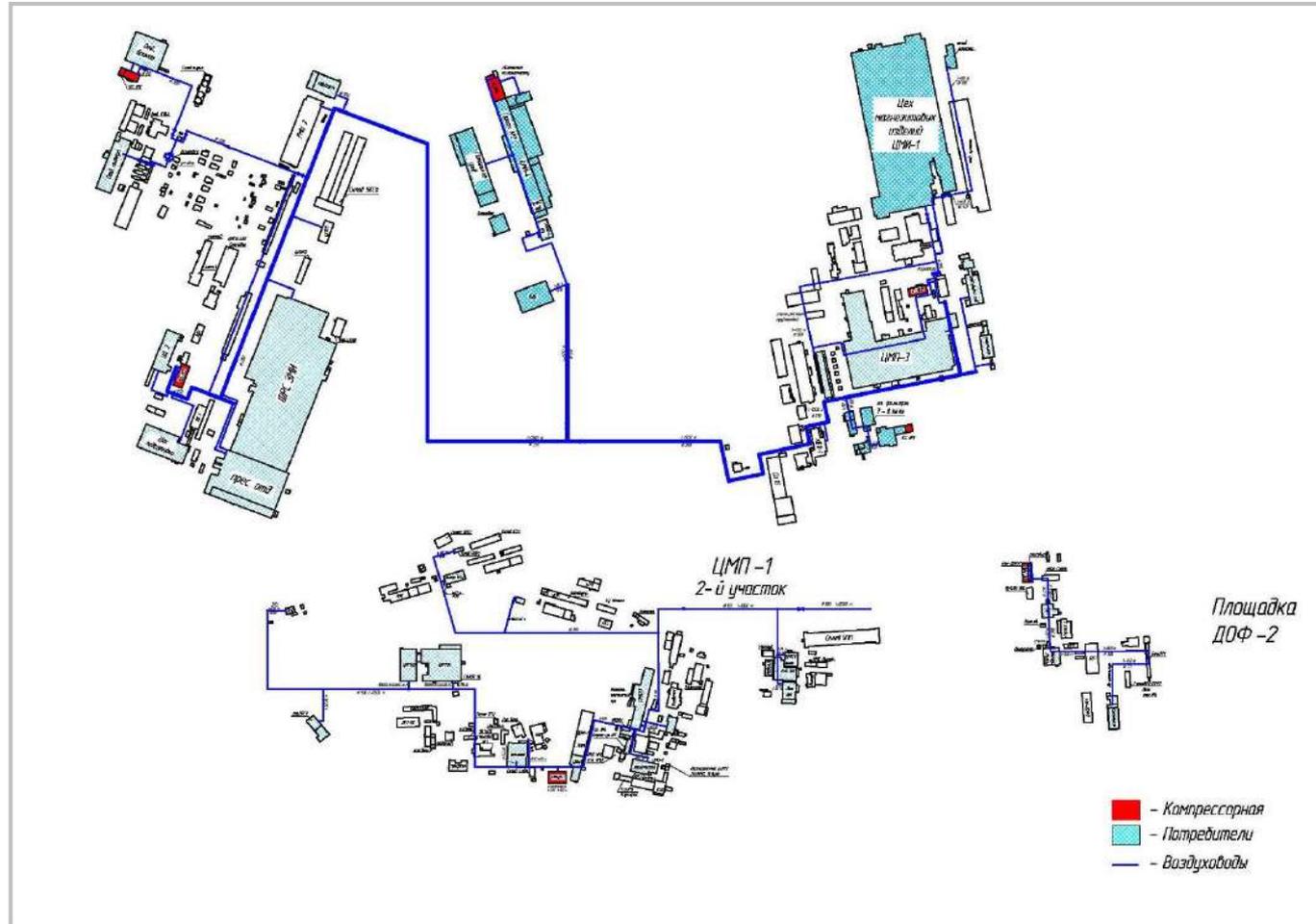
Перерасход ЭЭ
8 200 МВт/год или **11 млн. руб.**



Удельный норматив электроэнергии
на выработку сжатого воздуха по
результатам энергоаудита
превышает норматив утвержденный
на комбинате.

Анализ существующей системы воздухоснабжения

Текущая схема сетей



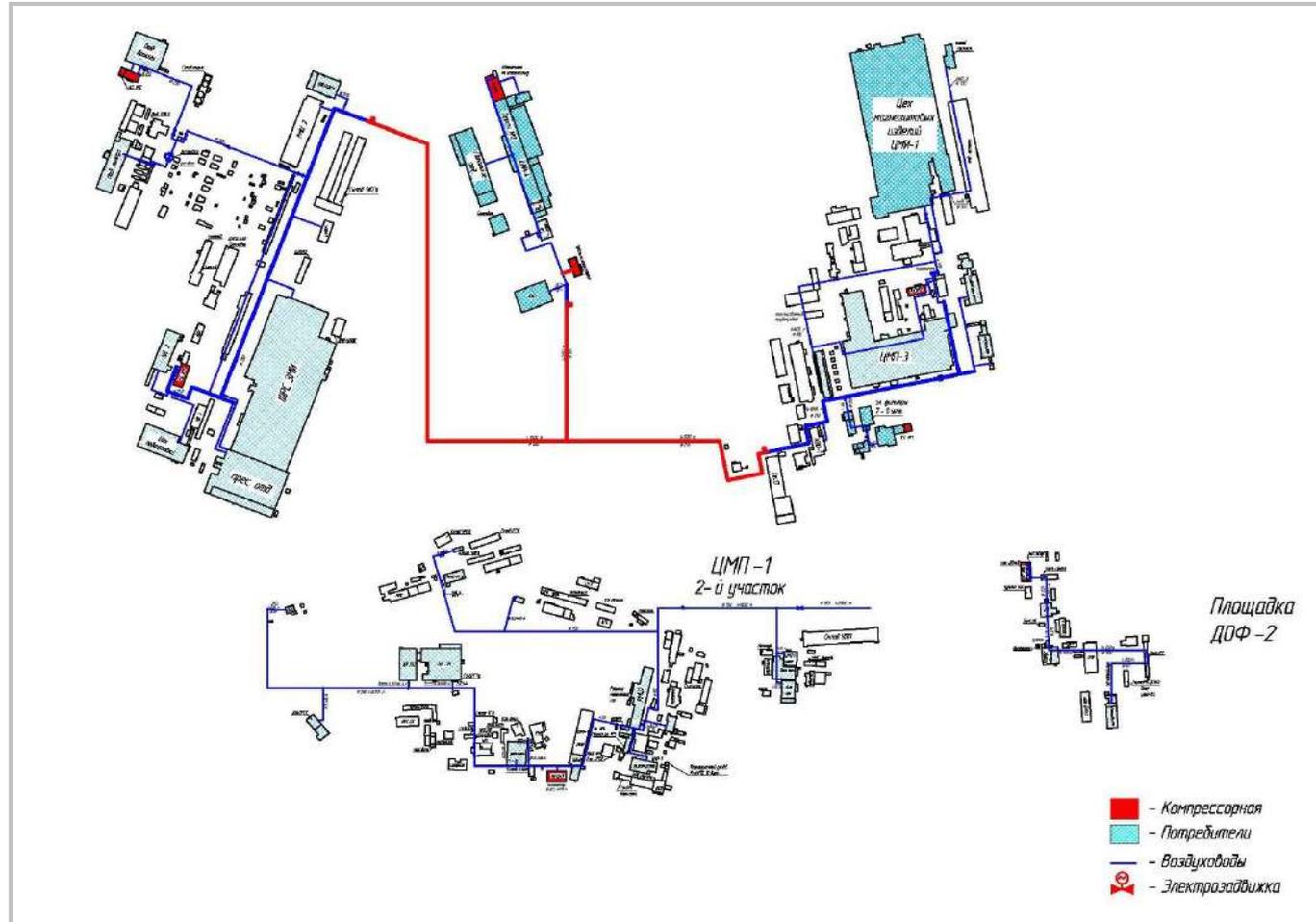
Расчетные потери
давления в главном
коллекторе **1 атм.**

Потери электроэнергии
за счет снижения
давления

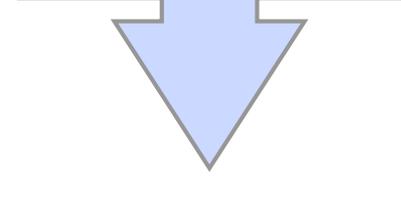
2 241 тыс. кВт*ч/год
[3,1 млн. руб/год]

Анализ существующей системы воздухоснабжения

Перспективная схема сетей



**ПЕРЕХОД НА
ЛОКАЛЬНУЮ
СИСТЕМУ
СНАБЖЕНИЯ
ВОЗДУХОМ**



**10%
ЭКОНОМИИ
ЭЛЕКТРОЭН.
5,5 млн.руб./год**

Анализ существующей системы воздухоснабжения

Потребители

Отчетный баланс распределения Сжатого воздуха на комбинате «Магnezит»

Выработка сжатого воздуха энергоцехом	Распределительная организация	Потребители	Потребители
Энергоцех Компрессорная станция №1 61 884,06 Компрессорная станция №2 96 715,62 Компрессорная станция №3 143 555,86 Компрессорная станция №4 62 802,52 Компрессорная станция №5 84 353,11 Компрессорная станция №6 15 217,36 Компрессорная станция №7 3 756,19	Энергоцех 468 284,72	Основные цеха 444 262,72	ЦМП-2 108 407,17 ЗМИ 71 024,67 ЦМП-3 63 480,62 ДОФ-2 61 792,50 ЦМИ-1 47 515,69 ЦМП-1 46 034,06 ЦМП-4 44 993,02
		Вспомогательные цеха 24 022	ТСЦ 6 893 УПП 6 330 ЦШИП 5 021 РМЦ-1 3 350 ЖДЦ 997 ЦРГТО 970 РМЦ-2 311 ЦРГАО 150
ВЫХОД + С/Н + ПОТЕРИ: 468 284,72 + 0,0 + 0,0	ИТОГО + (С/Н + ПОТЕРИ): 468 284,72 + 0,0 + 0,0	ИТОГО + (С/Н + ПОТЕРИ): 468 284,72 + 0,0 + 0,0	ИТОГО + (С/Н + ПОТЕРИ): 468 284,72 + 0,0

Анализ существующей системы воздухоснабжения

Потребители

Расчетный баланс распределения Сжатого воздуха на комбинате «Магnezит»

Выработка сжатого воздуха энергоцехом	Распределительная организация	Потребители	Потребители
Энергоцех Компрессорная станция №1 55 384 Компрессорная станция №2 93 465 Компрессорная станция №3 135 550 Компрессорная станция №4 62 502 Компрессорная станция №5 77 320 Компрессорная станция №6 15 217 Компрессорная станция №7 3 756	Энергоцех 443 194	Основные цеха 401 604	ЦМП-2 81 994 ЗМИ 63 072 ЦМП-3 57 816 ДОФ-2 57 616 ЦМИ-1 45 727 ЦМП-1 51 554 ЦМП-4 43 625
		Вспомогательные цеха 16 000	Вспомогательные цеха 16 000
		Потери 25 590 / 5,8% 5,3 млн. руб./год	Потери 25 590 / 5,8% 5,3 млн. руб./год
Выход + С/Н + ПОТЕРИ: 443 194 + 0,0 + 0,0	ИТОГО + (С/Н + ПОТЕРИ): 443 194 + 0,0 + 0,0	ИТОГО + (С/Н + ПОТЕРИ): 417 604 + 0,0 + 25 590	ИТОГО + (С/Н + ПОТЕРИ): 417 604 + 0,0 + 25 590

Характеристика системы учета сжатого воздуха

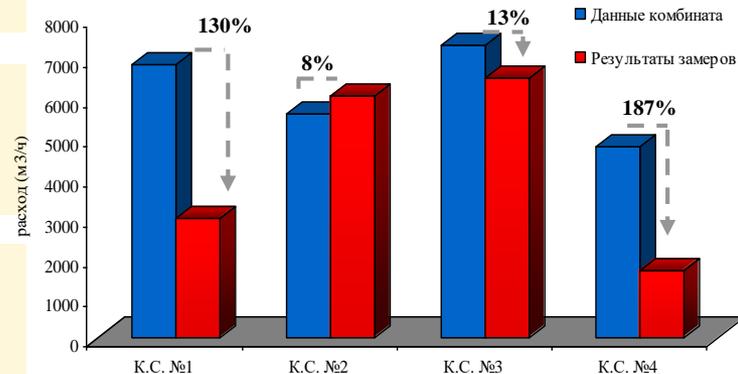
→ Действующая система учета установлена в период 1970–1980 гг.

→ Приборы учета измеряют расход воздуха с большой погрешностью, что показали проведенные замеры

→ Требуется ежедневная ручная обработка диаграмм для определения выработки сжатого воздуха

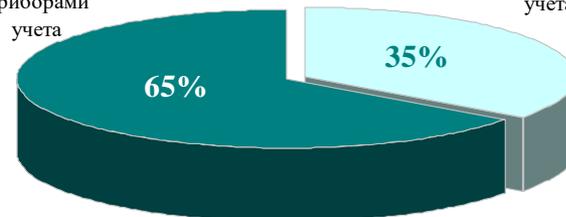
→ Система учета не охватывает всех потребителей сжатого воздуха

→ Морально и технически устаревший уровень узлов учета сжатого воздуха не позволяет передавать информацию в систему АСТУЭ и Э



Потребители,
не
оснащенные
приборами
учета

Потребители,
оснащенные
приборами
учета



1. Существующая система учета не обеспечивает корректное определение выработки и потребления сжатого воздуха.

2. Невозможно оперативно контролировать удельные затраты электроэнергии на выработку сжатого воздуха.

Выводы по работе системы Сжатого воздуха

Снижение затрат на систему сжатого воздуха

**Источники
11 млн.рублей**

**Сети
3,1 млн. рублей**

**Потребители
10,4 млн. рублей**

Превышение фактических затрат в системе сжатого воздуха составляет 24,5 млн.рублей или 25% от годовых затрат на энергоресурс

Программа мероприятий энергосбережения

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год
1	Модернизация внутрицеховых сетей в соответствии с существующим технологическим оборудованием	Снижение потерь сжатого воздуха до 10-20% от цехового потребления	3 000	7 827	0,4
2	Замена устаревшей внутриводопроводной запорной, регулирующей и распределяющей арматуры на арматуру предназначенную для систем сжатого воздуха	Снижение утечек сжатого воздуха на 2% от годового потребления	600	1 121	0,5
3	Замена существующей запорной арматуры на магистральных сетях, на арматуру шарового типа	Снижение утечек сжатого воздуха на 3% от годового потребления	1 431	1 948	0,7
4	Оптимизация потребления сжатого воздуха	Снижение потерь сжатого воздуха до 30%	-	После разработки проекта модернизации внутрицеховых сетей и разработки норм потребления сжатого воздуха	-
4.1	Расчет нормативов потребления сжатого воздуха				
4.2	Внедрение системы внутрицехового учета потребления сжатого воздуха				
4.3	Расчет баланса потребления сжатого воздуха				
4.4	Разработка режимов подачи и потребления сжатого воздуха				

Программа мероприятий энергосбережения

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год
5	Разработка балансовой схемы транспортировки пыли по технологической цепочке (бункеры, силосы, печи, сторонние потребители)	Сокращение потребления сжатого воздуха	—	После разработки баланса	—
6	Внедрение системы автоматизированного управления камерными насосами ЦМП-2	1. Эффективное управление режимами работы насосов 2. Оперативное управление внештатными ситуациями	3 780	631	6,0
7	Замена изоляции на магистральных воздухопроводах на площадках ЦМП-1,2,3, ДОФ	Снижение расхода воздуха за счет увеличения его температуры у потребителей на 1,5%	6 200	981	6,3
8	Внедрение системы технического учета и диспетчеризации выработки и потребления сжатого воздуха с введением основных параметров (удельное потребление электроэнергии, расход, давление, температура) в систему АСТУЭ	Экономия потребления сжатого воздуха при выполнении мероприятия 3%	4 500	1 578	2,9
9	Внедрение системы автоматического регулирования производительностью и синхронизации центробежных компрессоров с выводом управления на диспетчерский пункт	Сокращение потребления электроэнергии на 3-8%	4 500	1 130	4,0

Программа мероприятий энергосбережения

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год
10	Изменение распределительной системы сжатого воздуха				
10.1	Замена на компрессорной станции №3 устаревшего компрессора 4ВМ10-100/8 на 2 новых винтовых компрессора общей производительностью 100 м ³ /мин. с воздушной системой охлаждения и установкой осушки воздуха	1. Снижение расхода электроэнергии за счет работы источника в режиме потребления на 15% 2. Сокращение численности обслуживающего персонала (2 чел.) 3. Снижение потерь электроэнергии на 2 240 830 кВтч/год за счет компенсации давления в коллекторе 4. Увеличение надежности локальной системы воздухообеспечения	37 900	5 484	6,9
10.2	Организация локальной системы воздухообеспечения ЦМП-4 (установка новой компрессорной станции с тремя компрессорами общей производительностью 150 м ³ /мин)				
10.3	Установка на компрессорной станции № 2 двух дополнительных винтовых компрессоров общей производительностью 100 м ³ /мин. с воздушной системой охлаждения				
10.4	Изменение схемы распределения сжатого воздуха (участок сети Ду219 мм и длиной около 1000 м (главный коллектор) от ЦШП ОГМ (площадка ЦМП-2) до ХВО (площадка ЦМП-3))				

Программа мероприятий энергосбережения

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год
11	Установка осушителя (производительность до 150 м ³ /мин) у компрессорной станции №2 на воздуховоде в направлении ЦМП-3	<ol style="list-style-type: none"> 1. Снижение потерь продукции 2. Увеличение ресурса работы технологического оборудования ЦМП-3 3. Снижение расхода воздуха на транспортировку пыли 4. Снижение простоев 	2 000	352	5,7
12	Вывод из эксплуатации технически устаревшего оборудования (компрессоры 5Г-100/8 - 3 шт.)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Снижение эксплуатационных затрат. 2. Снижение потребления технической воды на 5% 3. Снижение численности обслуживающего персонала (2 чел.) 	150	3 658	0,04
13	Перекладка трубопровода Ду=200 мм, L=250 м от компрессорной станции №4 до отделения обогащения ДОФ с использованием изоляции по новой трассе	Снижение потребление электроэнергии на 15% от годового потребления	450	788	0,6
14	Поэтапная замена парка поршневых компрессоров с учетом степени изношенности на современные винтовые машины	<ol style="list-style-type: none"> 1. Снижение затрат электротроэнергии на 9% 2. Снижение потребления технической воды на 18% 	93 500	8 750	10,7
15	Итого:		158 011	34 249	4,61

Этап 1

- Модернизация внутрицеховых сетей
- Замена устаревшей внутрицеховой арматуры
- Замена существующей запорной арматуры на магистральных сетях
- Перекладка трубопровода d_y 200мм от К.С. №4 до участка обогащения ДОФ-2

Этап 2

- Расчет нормативов
- Расчет баланса потребления сжатого воздуха каждого цеха
- Разработка режимов потребления сжатого воздуха
- Разработка балансовой схемы транспортировки пыли по технологической цепочке

Этап 3

- Замена изоляции на магистральных воздухопроводах
- Внедрение системы технического учета и диспетчеризации выработки и потребления сжатого воздуха

Этап 4

- Внедрение системы автоматического регулирования производительностью и синхронизации центробежных компрессоров с выводом управления на диспетчерский пункт

Последовательность модернизации системы воздухообеспечения

Этап 5

- Организация локальной системы воздухообеспечения ЦМП-4 (установка новой компрессорной станции)
- Установка двух дополнительных компрессоров на К.С. №2 производительностью 50 м³/мин каждый

Этап 6

- Заменить на К.С. №3 устаревший компрессор 4ВМ10-100/8 на 2 новых компрессора производительностью 50м³/мин каждый
- Вывод из эксплуатации технически устаревших компрессоров 5Г-100/8

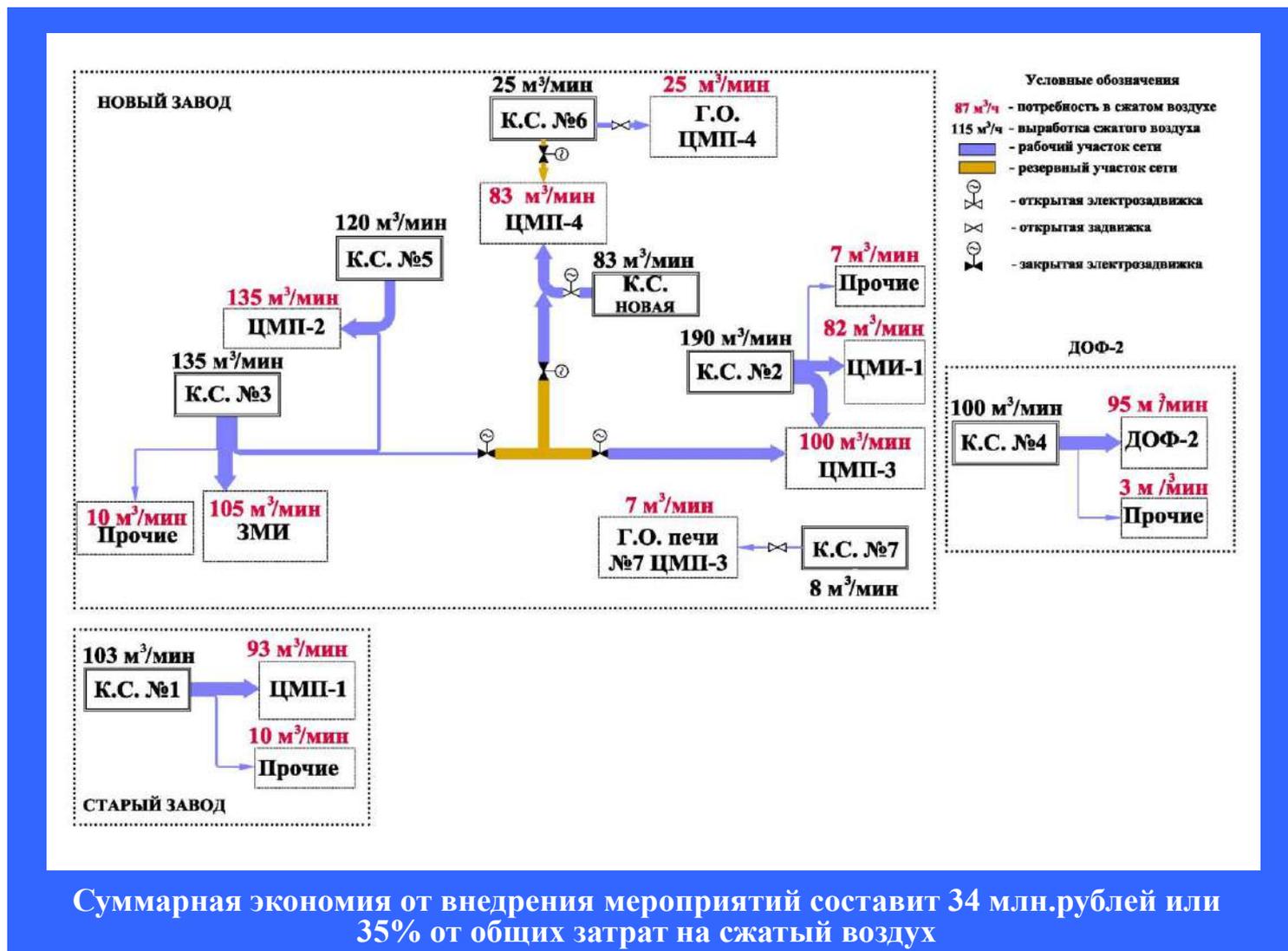
Этап 7

- Изменение схемы распределения сжатого воздуха . Вывод в резерв участка сети от площадки ЦМП-2 до площадки ЦМП-3

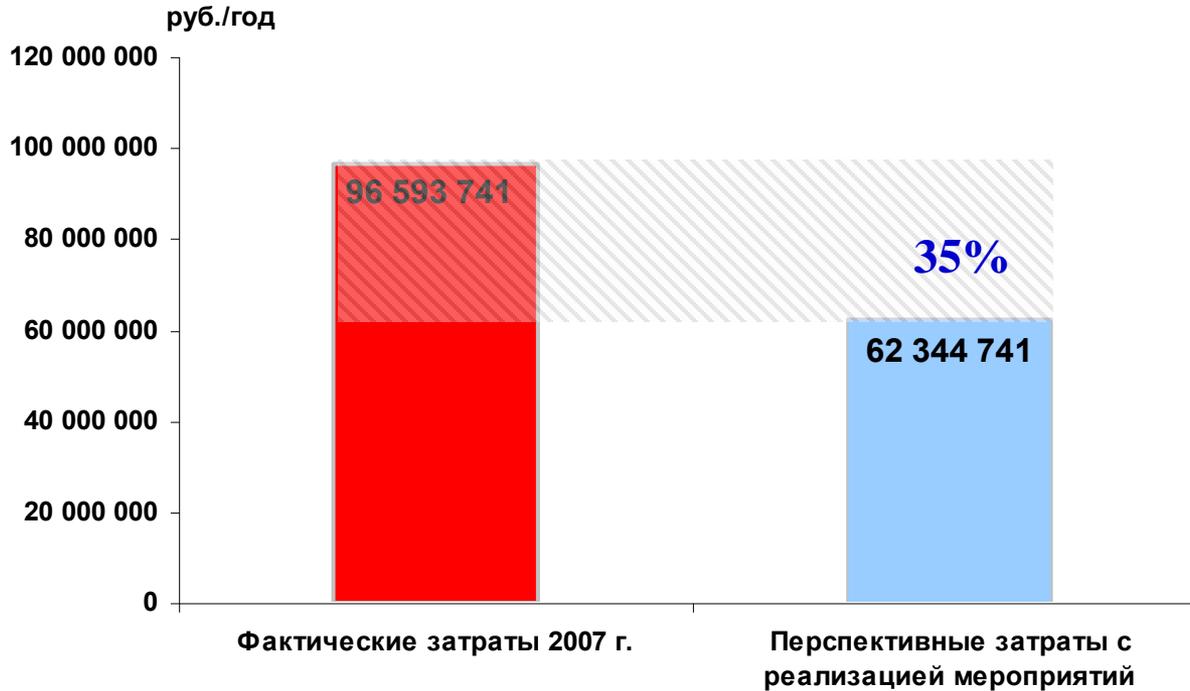
Этап 8

- Поэтапная замена парка поршневых компрессоров с учетом степени изношенности на современные винтовые машины

Перспективная балансовая схема воздухоснабжения



Эффект от внедрения энергосберегающих мероприятий



Перспективный уровень затрат на воздухообеспечение с учетом реализации предложенных мероприятий позволит сократить ежегодные затраты на данный энергоресурс на 35%

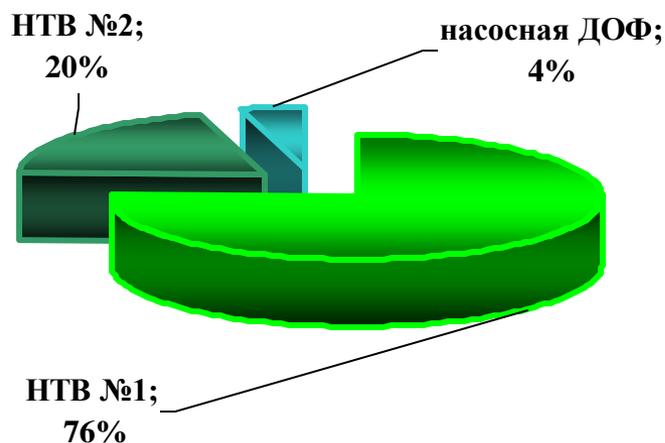
Система водоснабжения и водоотведения

Техническое водоснабжение

Источники

Общее поступление технической воды на комбинат в 2007г. составило **10236** тыс.м³. в.т.ч.: городской пруд НТВ-1—**7925** тыс.м³; река Сатка НТВ-2 - **1970** тыс.м³; котельная ДОФ—**341**тыс.м³

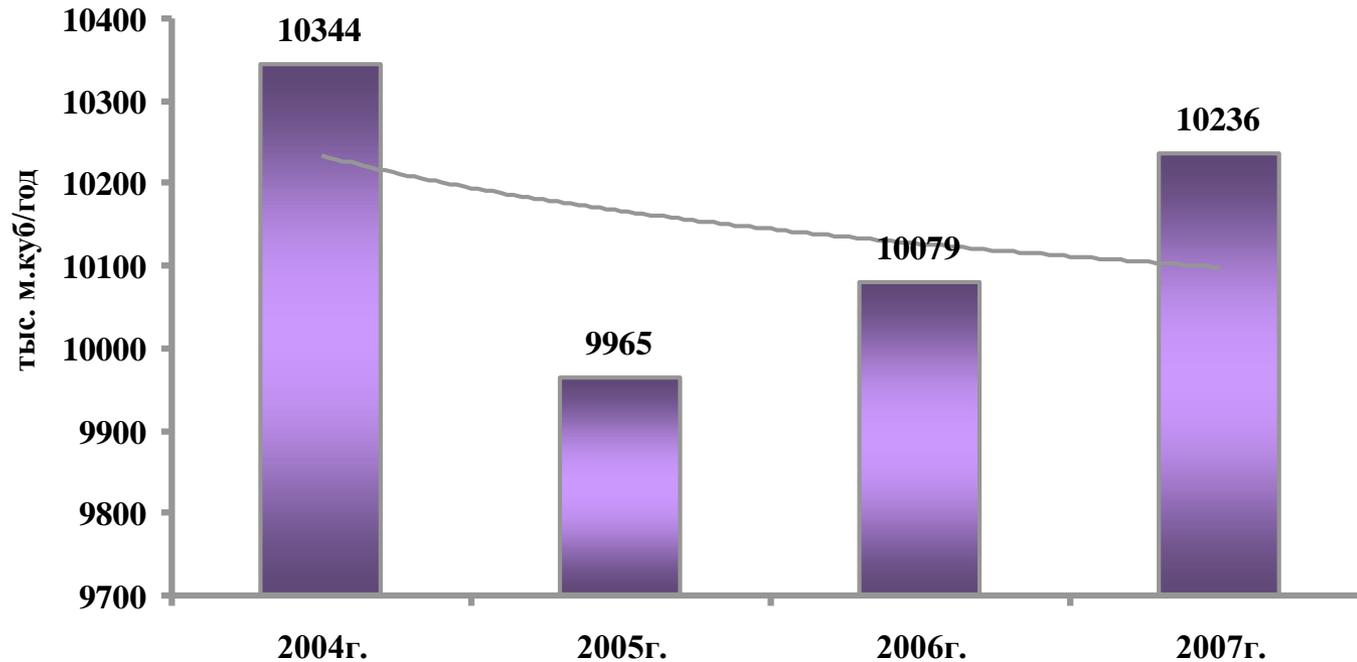
Доля каждого источника в общей выработке технической воды



Техническое водоснабжение

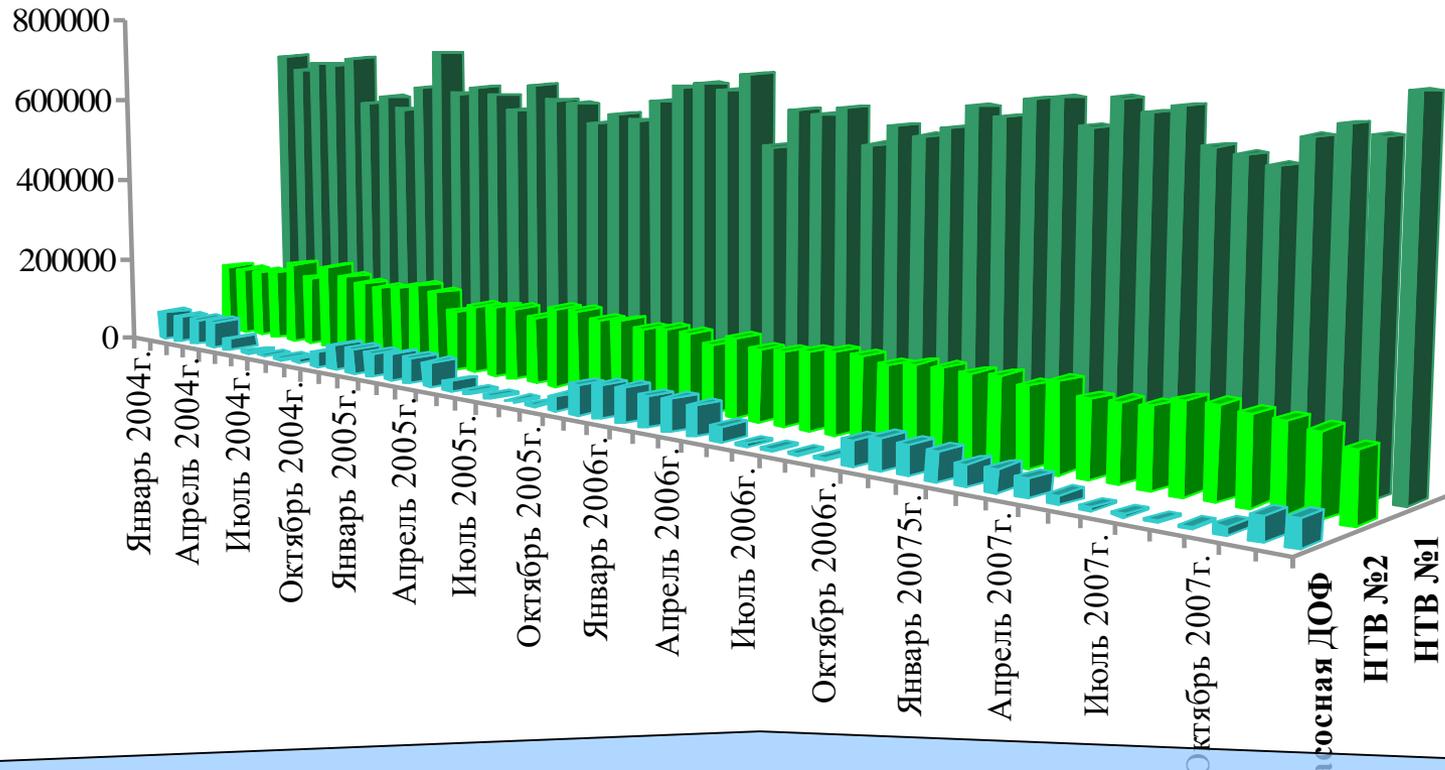
Динамика

Динамика поступления технической воды на комбинат за 2004 – 2007 гг.

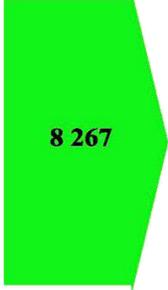
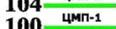
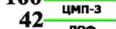
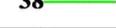


Поступление технической воды, тыс.м³ в год, уменьшилось на 1,5%

Производство воды насосными станциями за 2004 – 2007 гг., тыс.м.куб



Источник технической воды на ДОФ работает в нестабильном режиме из-за отключения котельной в летний период

Поставщик	Распределяющая организация	Потребители	Потребители, детально
Водозаборные сооружения НТВ-1  НТВ-2 	Энергоцех НТВ -1    НТВ-2   	Основное производство 	Основное производство ЗМИ    ЦМП-4  ЦМП-2  ЦМП-1  ЦМП-3  доФ  КК
		Вспомогательное производство 	Вспомогательное производство ТЭС   ЭЦ  РМЦ-1  ПРОЧИЕ  ГЦ
		Сторонние потребители 	Сторонние потребители 
		Собственные нужды НТВ1, 2 	Собственные нужды 
		Потери по отчетным данным ОГЭ_БУ ОАО "Комбинат "Магнезит" 	Потери по отчетным данным 
		ИТОГО: 10 237	ВЫХОД + С/Н + ПОТЕРИ: 8 600 + 810 + 827

Условные обозначения:

 - Собственные нужды

 - Потери по отчетным данным ОАО "Комбинат "Магнезит"

Основные потребители технической воды:

ТЭС - 3191 м³/Г (30%);

ОАО «Энергосистемы» - 2517 м³/Г (5%);

Потери - 827 м³/Г (8%);

Собственные нужды – 810 м³/Г (8%)

ЗМИ - 799 м³/Г (8%);

Энергоцех - 753 м³/Г (7%);

ЦМИ-1 - 500 м³/Г (5%);

ЦМП-4 - 185 м³/Г (2%);

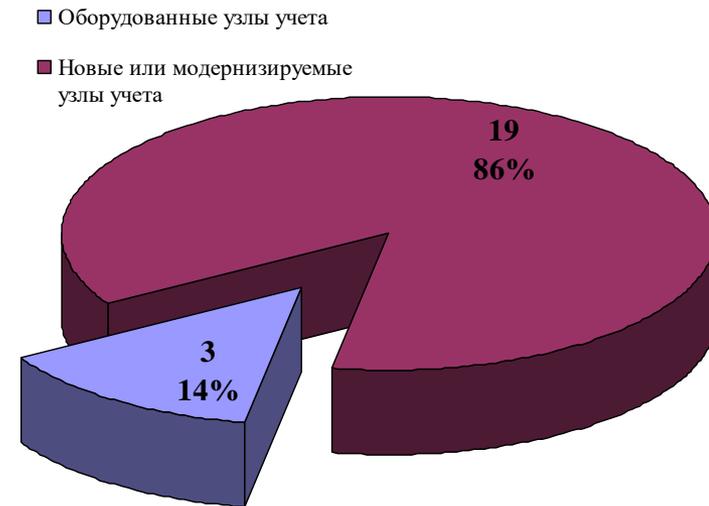
Характеристика системы учета технической воды

→ Система учета технической воды включает в себя как современные так и устаревшие средства измерения.

→ Современные узлы учета установлены на НТВ№1, НТВ№2 и на отпуск технической воды крупному потребителю - ОАО «ЭНЕРГОСИСТЕМЫ».

→ Технический учет цехового потребления не охватывает всех потребителей и не обеспечивает необходимой точности и оперативности получения данных о расходе технической воды.

→ Морально и технически устаревший уровень установленных узлов цехового учета не позволяет передавать информацию в систему АСТУЭ и Э.

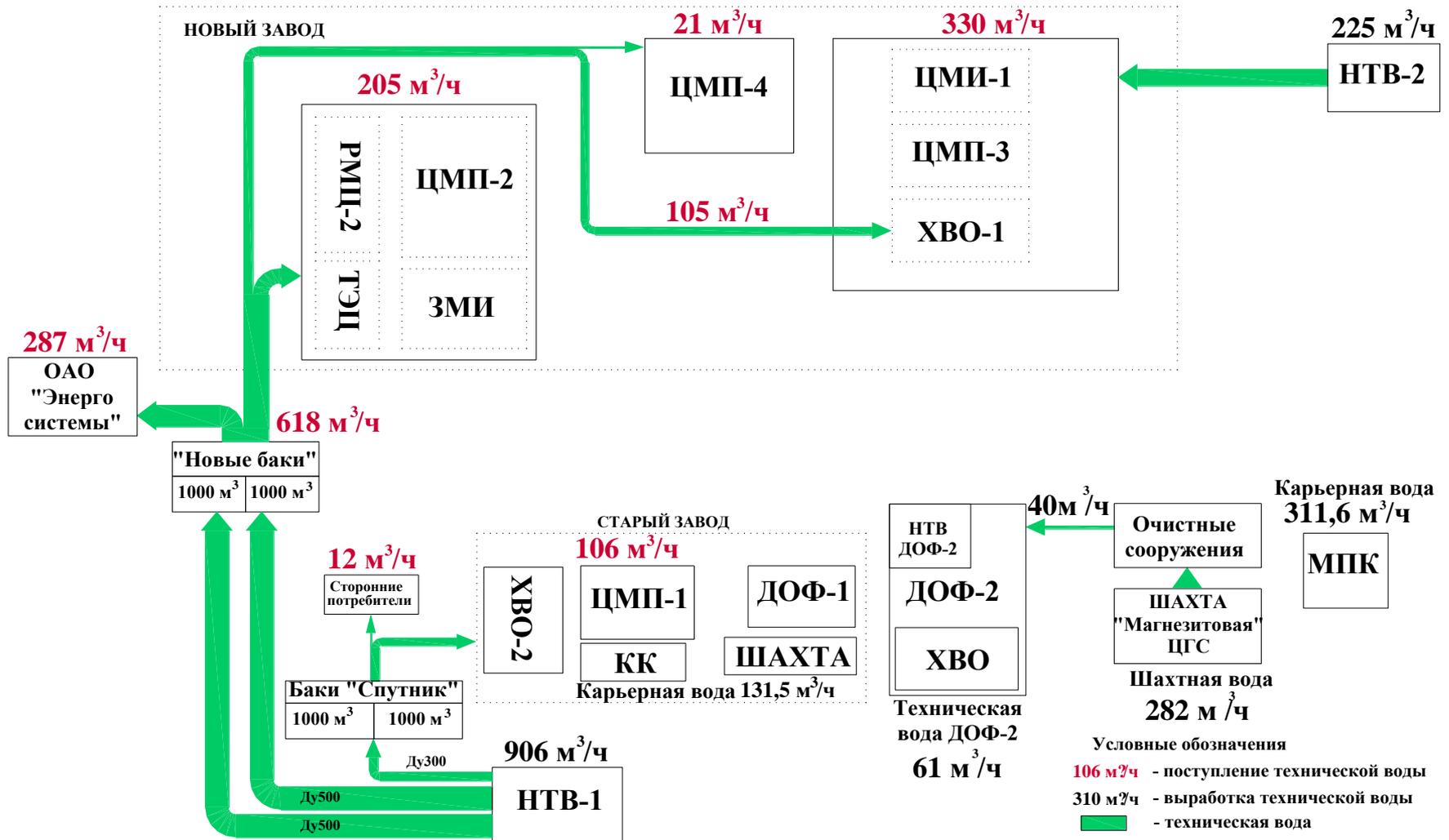


1. Существующая система учета не обеспечивает корректное распределение технической воды подразделениям комбината.

2. Невозможно оперативно и достоверно определить необходимые удельные величины.

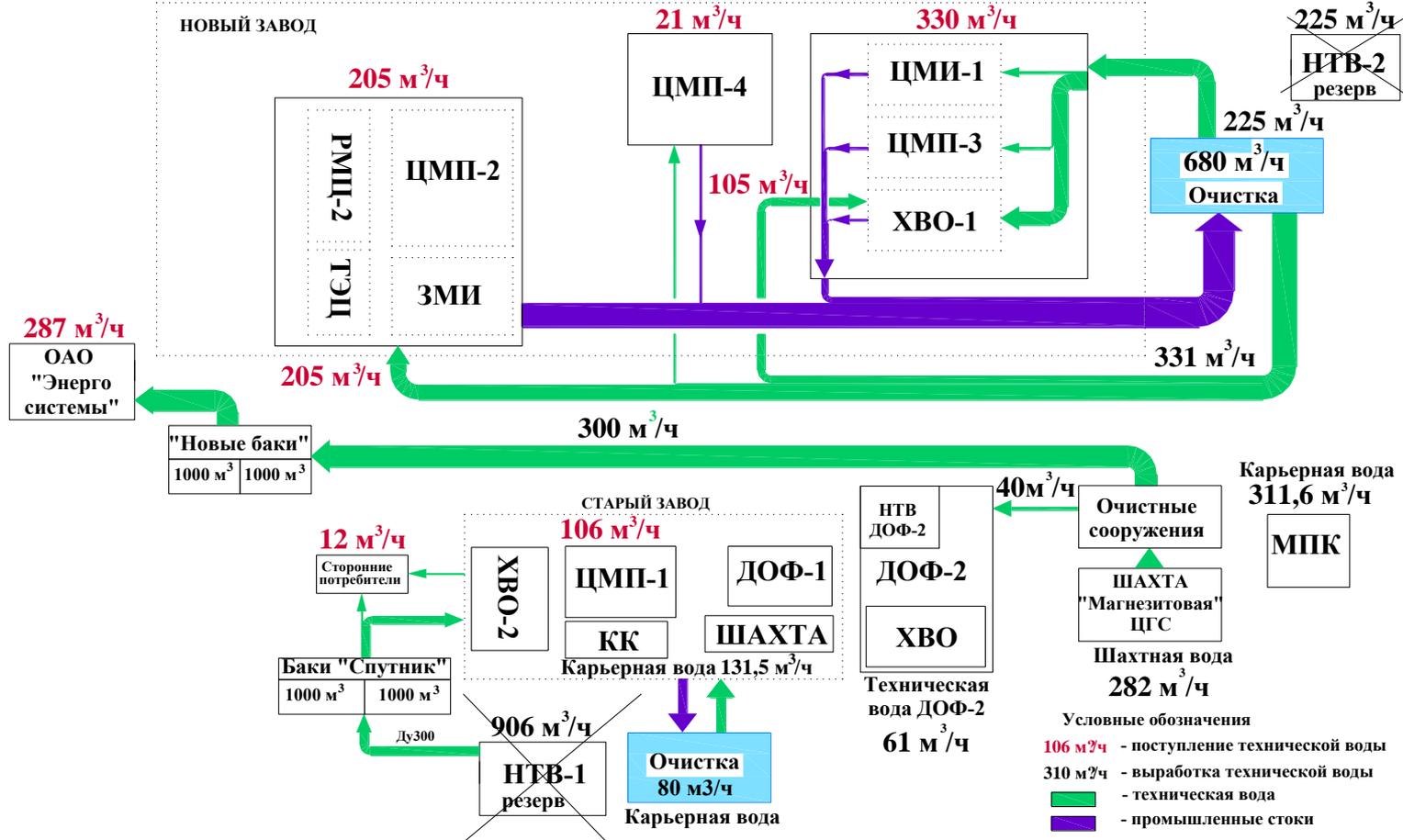
Модернизация системы технического водоснабжения

Существующая балансовая схема снабжения технической водой



Модернизация системы технического водоснабжения

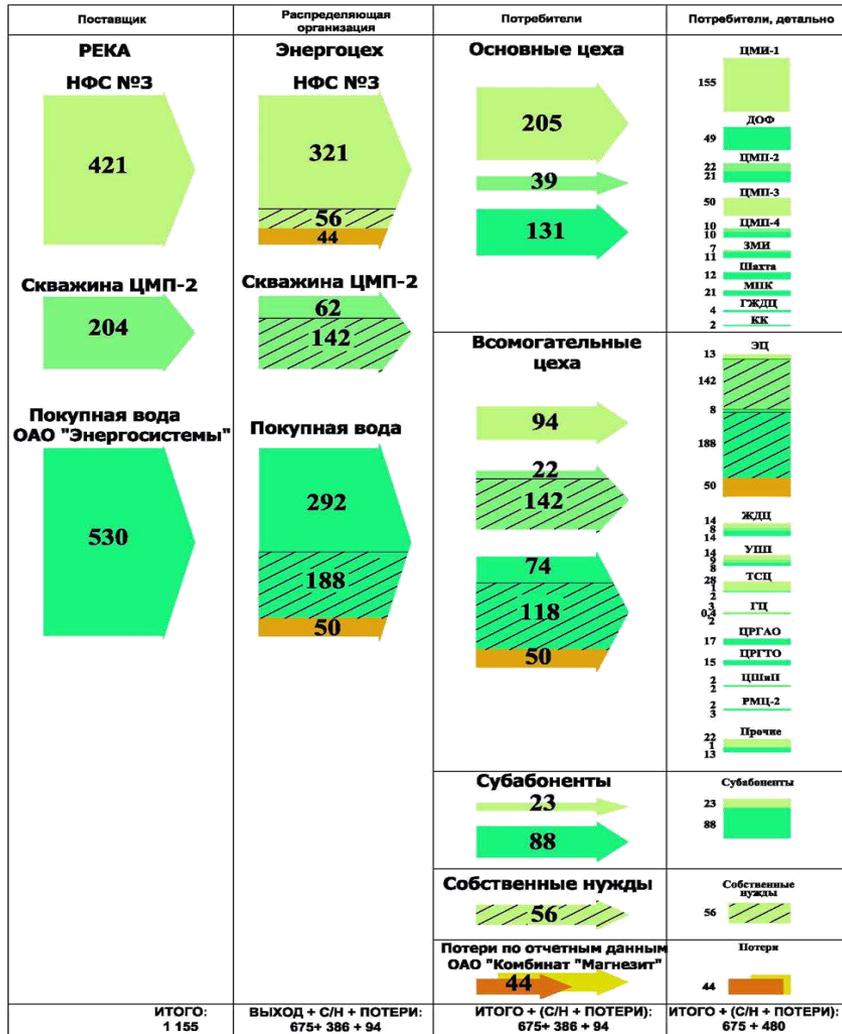
Предлагаемая балансовая схема снабжения технической водой



→ Организация замкнутого водооборотного цикла с заменой покупной технической воды очищенными промышленными стоками в количестве 10230 тыс. м³/год сокращает объём стоков с 14800 тыс. м³/год до 4570 тыс. м³/год.

→ Изменение схемы технического водоснабжения позволяет повысить надёжность системы и улучшить экологическую ситуацию.

Баланс снабжения хозяйственно-питьевой водой.



Небаланс хозяйственно-питьевой воды
 - потери отнесенные на собственные нужды энергоцеха

Поступление хозяйственно-питьевой воды по отчету - 1154 тыс.м³/год
Нормативное по расчету – 543 тыс.м³/год

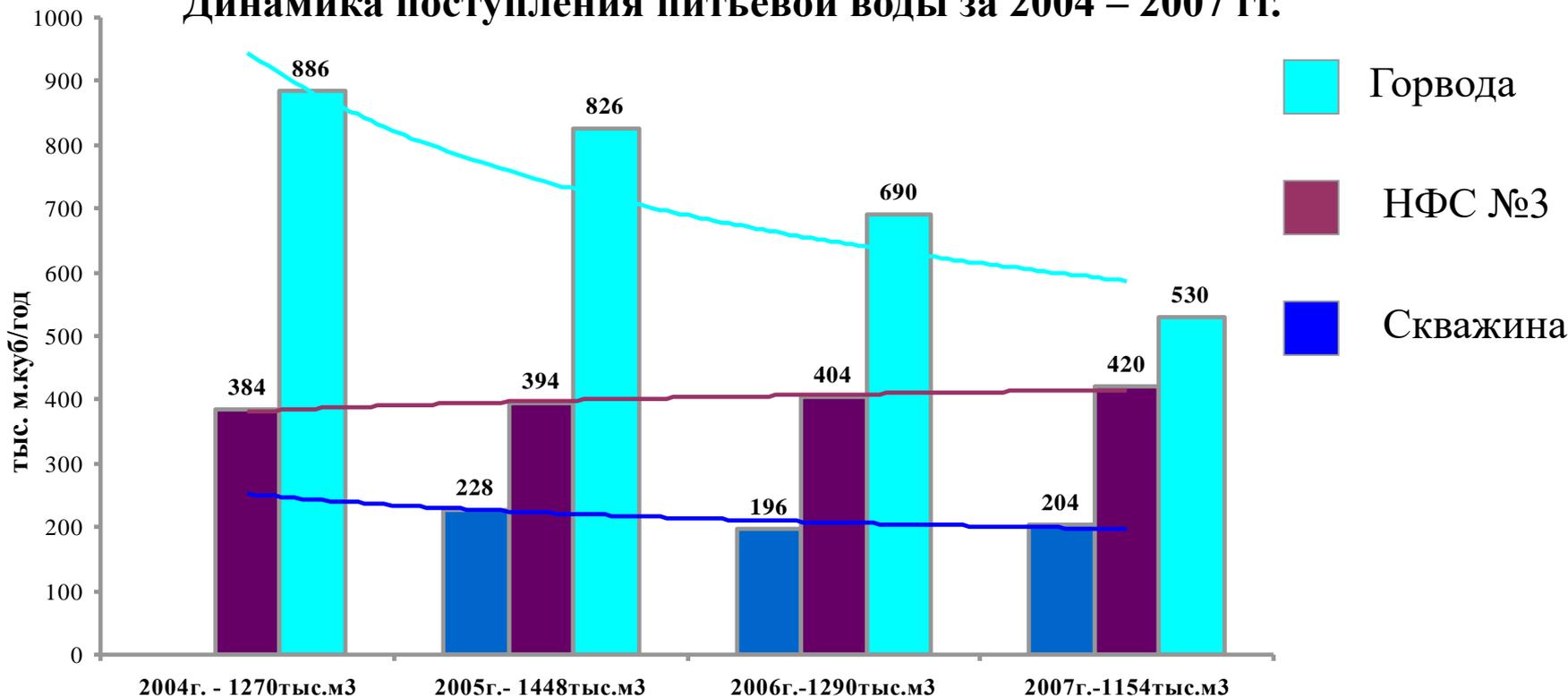
Условные обозначения:

- Собственные нужды
- Фактические потери
- Потери по отчетным данным ОАО "Комбинат "Магnezит"

Водоснабжение хозяйственно-питьевой водой, тыс.м³

Динамика

Динамика поступления питьевой воды за 2004 – 2007 гг.



- ✓ Тенденция снижения потребления покупной воды в пользу более дешевой воды от собственных источников водоснабжения.
- ✓ Суммарное потребление питьевой воды на комбинате (горвода, НФС №3 – речная, скважина) за период с 2004г. по 2007г. уменьшилось на 9%.

Состояние системы хозяйственно-питьевого водоснабжения

Система питьевого водоснабжения

Насосные станции, оборудование - год ввода в эксплуатацию

**НФС №3
с водозаборными сооружениями - 1956г.**

установленное насосное оборудование:
К 65/50-160 3шт. – 1995г.
ЦНСГ 60/90 3 шт. – 1999г.

Скважина питьевой воды – 2005г.

установленное насосное оборудование:
ЭЦВ 10/65–110 2 шт. – 2005г.

Водопроводные сети

Протяженность - **15.4 км**

Сети проложены с **1956г.**

Износ водоводов составляет **80-100%**

Превышение срока эксплуатации водоводов
протяженностью – **12 км. (77%)**

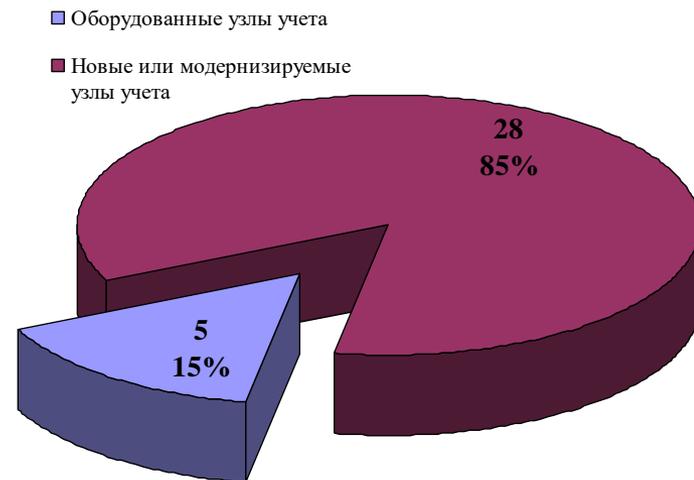
Характеристика системы учета хозяйственно-питьевой воды

→ Система учета хозяйственно-питьевой воды включает в себя как современные так и на устаревшие средства измерения.

→ Современные узлы учета установлены на собственных источниках и на вводах от ОАО «ЭНЕРГОСИСТЕМЫ».

→ Технический учет поцехового потребления не охватывает всех потребителей и не обеспечивает необходимой точности и оперативности получения данных о расходе хозяйственно-питьевой воды.

→ Морально и технически устаревший уровень установленных узлов поцехового учета не позволяет передавать информацию в систему АСТУЭ и Э. Требуется организация новых и модернизация существующих узлов учета.

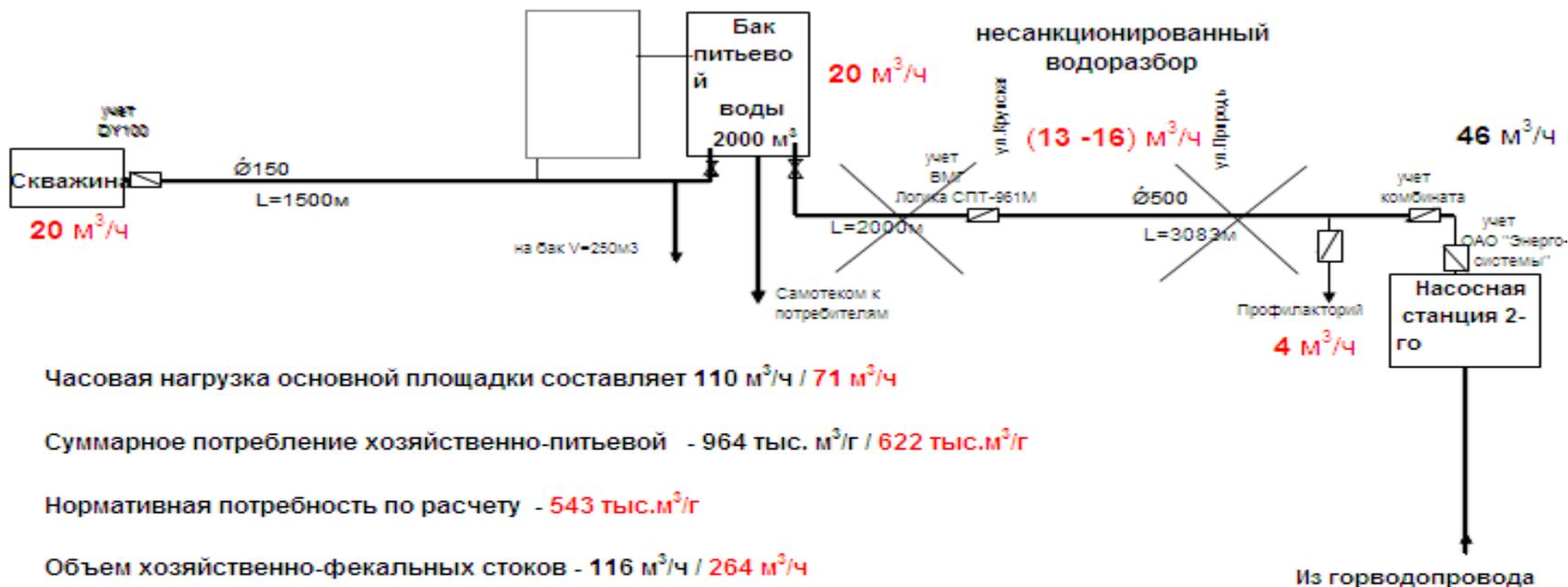


1. Существующая система учета не обеспечивает корректное распределение хозяйственно-питьевой воды подразделениям комбината.

2. Невозможно оперативно и достоверно определить необходимые удельные величины.

Предложения по повышению

Балансовая схема хозяйственно-питьевого водоснабжения



Часовая нагрузка основной площадки составляет **110 м³/ч / 71 м³/ч**

Суммарное потребление хозяйственно-питьевой - 964 тыс. м³/г / **622 тыс.м³/г**

Нормативная потребность по расчету - **543 тыс.м³/г**

Объем хозяйственно-фекальных стоков - **116 м³/ч / 264 м³/ч**

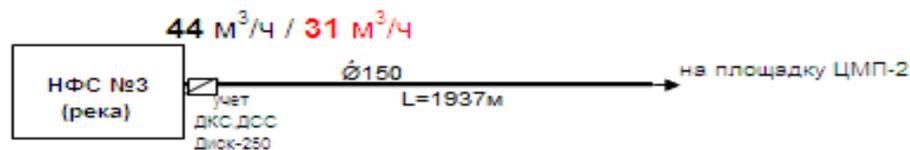
Потери - 8% / **12 %**

Суммарные потери в магистральных трубопроводах составляют не менее **12%**

Красным цветом - по факту замеров

Черным цветом - по отчетности

▭ - приборы учета



Мероприятия по модернизации системы водоснабжения

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год
1	Оптимизация системы водоснабжения хозяйственно-питьевой воды	Экономия затрат на покупку хозяйственно-питьевой воды из горводопровода	50	5 563	0,01
2	Разработка и внедрение системы технического учета и диспетчеризации хозяйственно-питьевой воды на распределительных сетях и у потребителей	<ol style="list-style-type: none"> 1. Оперативный контроль состояния сетей и управление системой 2. Достоверная информация о количестве потребленной питьевой воды 3. Экономия питьевой воды 7% от расхода потребителя 	2 760	557	4,95
3	Разработка и внедрение системы технического учета и диспетчеризации технической воды на распределительных сетях и у потребителей	<ol style="list-style-type: none"> 1. Оперативный контроль состояния сетей и управление системой 2. Достоверная информация о количестве потребленной питьевой воды 3. Экономия технической воды 7% от расхода потребителей 	2 380	260	9,14

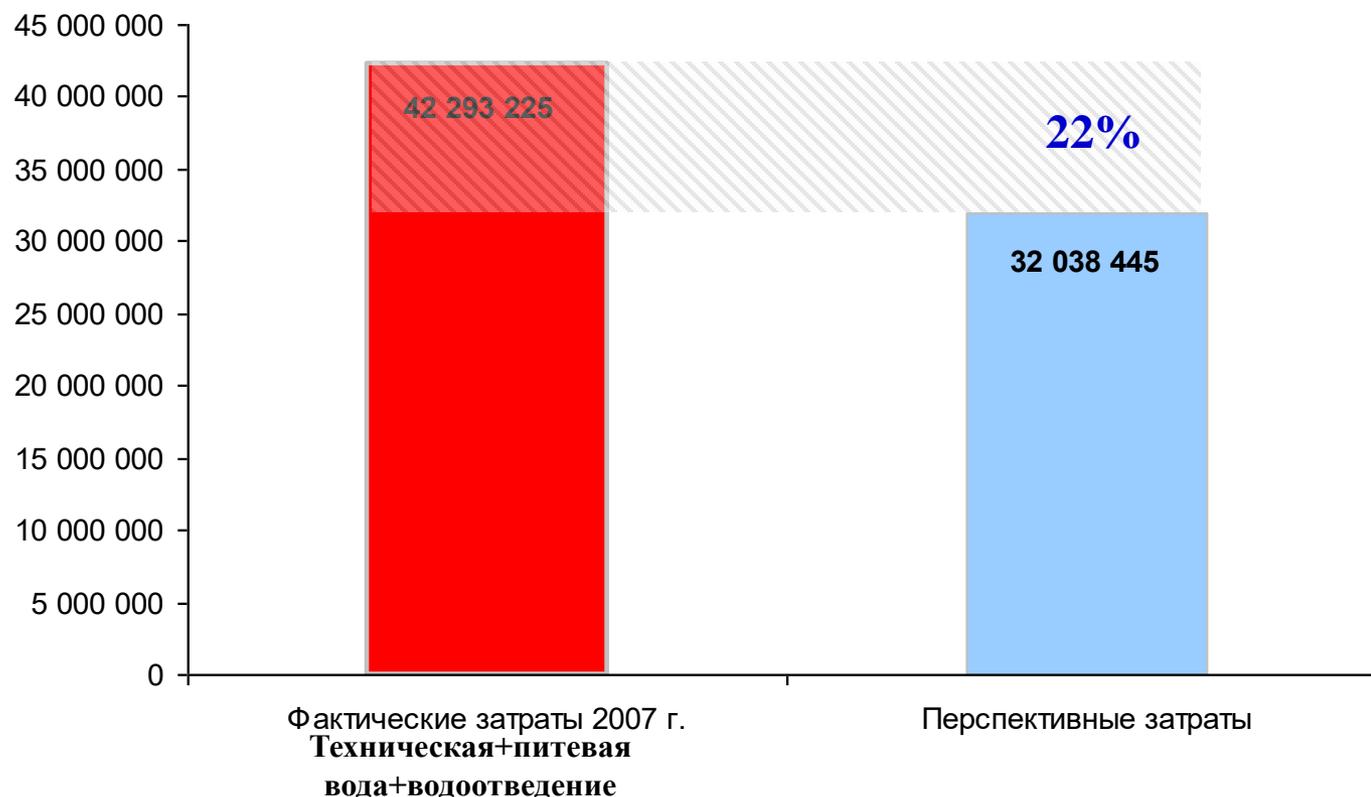
Мероприятия по модернизации системы водоснабжения

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год
4	Расчет нормативов потребления воды производствами комбината	Выявление непроизводительных утечек питьевой воды	250	После разработки мероприятий	После разработки мероприятий
5	Модернизация отработавших свой ресурс основных фондов НФС №3: - насосной станции с водозаборными сооружениями; - насосного оборудования	1. Повышение надежности и санитарно-технических норм 2. Стабильное и качественное водоснабжение питьевой водой цехов комбината, сторонних потребителей и столовых	334	—	—
6	Замена изношенных трубопроводов питьевой воды на современные пластиковые трубопроводы	1. Снижение утечек питьевой воды на 15% от общего потребления питьевой воды 2. Повышение надежности системы водоснабжения 3. Снижение риска аварийных остановов	8 093	1 435	5,6

Мероприятия по модернизации системы водоснабжения

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год
7	Замена изношенных трубопроводов технической воды на современные пластиковые трубопроводы	<ol style="list-style-type: none"> 1. Бесперебойная подача технической воды 2. Снижение утечек технической воды на 15% от общего потребления питьевой воды 3. Повышение надежности 	9 298	1 363	6,8
8	Восстановление второго бака питьевой воды $V=2000\text{м}^3$	Резервирование системы хозяйственно-питьевой воды	120	—	—
9	Модернизация системы технического водоснабжения	<ol style="list-style-type: none"> 1. Повышение надежности системы технического водоснабжения 2. Сокращение объема промышленных стоков на 70% 3. Экономия забора технической воды на насосной НТВ-1 - 225 м³/ч (или 5 045 тыс.руб./год) 4. Экономия забора технической воды на насосной НТВ-2 - 905 м³/ч (или 7 927 тыс.руб./год) 	150	После разработки ТЭО и проектов	—
Всего			23 436	9 178	2,6

Эффект от внедрения энергосберегающих мероприятий



Перспективный уровень затрат на водоснабжение и водоотведение с учетом реализации предложенных мероприятий позволит сократить ежегодные затраты на данный энергоресурс на 22% в количестве 9178 тыс.руб./год

Экономический анализ энергосистемы

Экономический анализ системы энергоснабжения

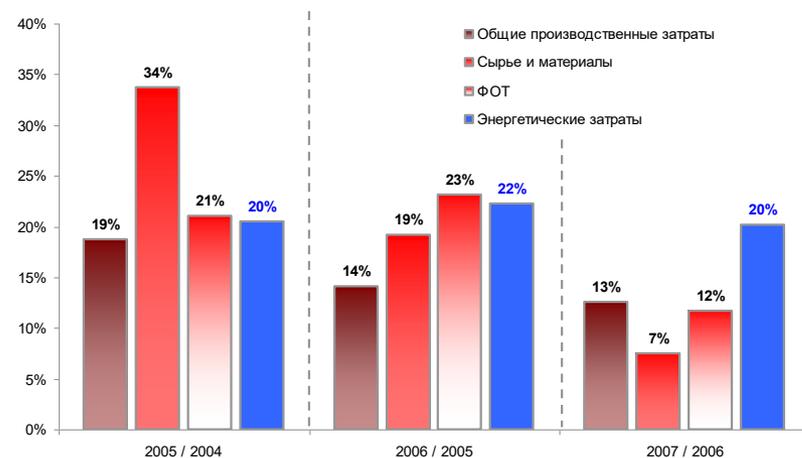
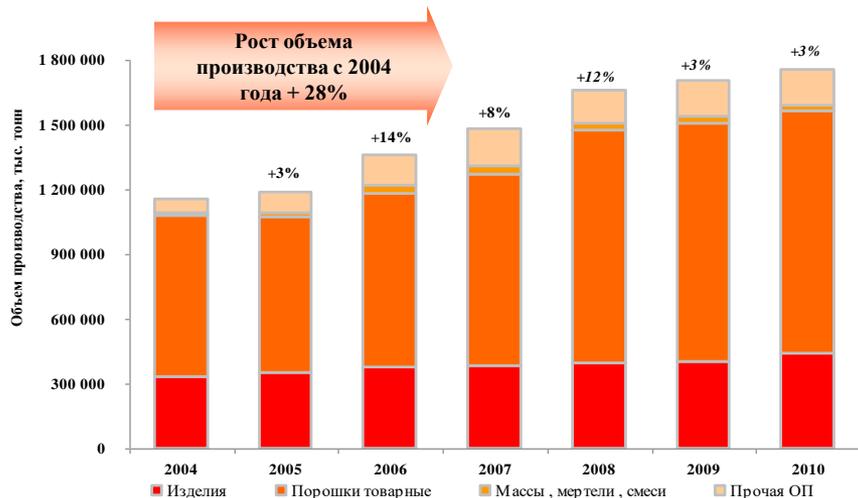
Динамика изменения производственной себестоимости и энергозатрат



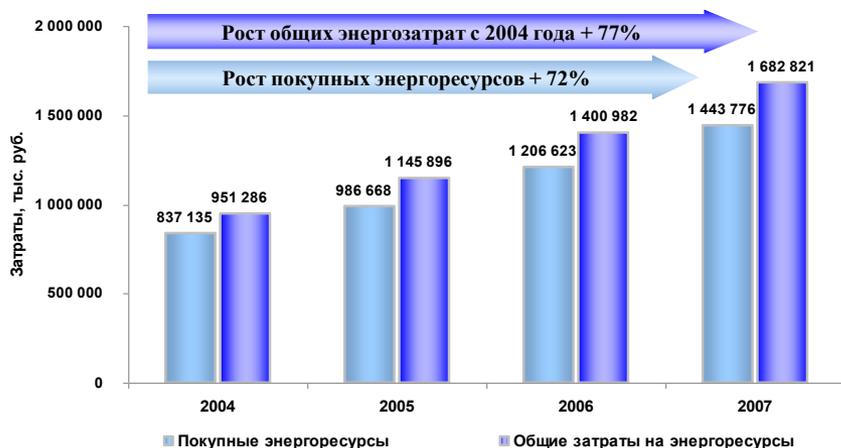
Доля энергозатрат в производственной себестоимости комбината ежегодно растет на 1-1,5%. В 2007 году расходы на энергетику составили 25% от полной производственной себестоимости

Экономический анализ системы энергоснабжения

Темпы роста статей производственной себестоимости



Производство огнеупорной продукции ('04-'07 факт / '08-'10 план)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	1 154 134	1 189 355	1 360 776	1 479 196	1 660 650	1 702 362	1 753 396

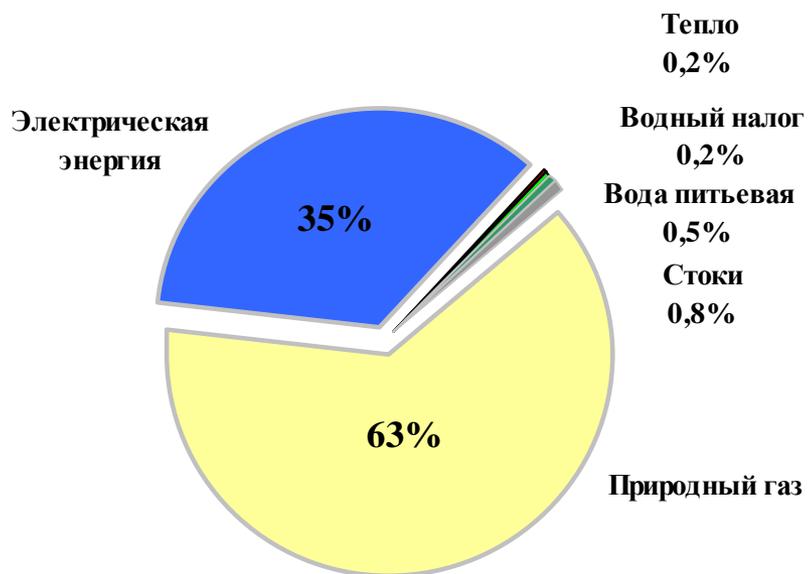


Динамика роста стоимости энергоресурсов значительно превосходит динамику роста производства (77% 28%).

Темп роста энергозатрат – максимальный из всех статей производственной себестоимости продукции.

Структура энергокомплекса комбината «Магnezит»

Структура покупки энергоресурсов в 2007 году



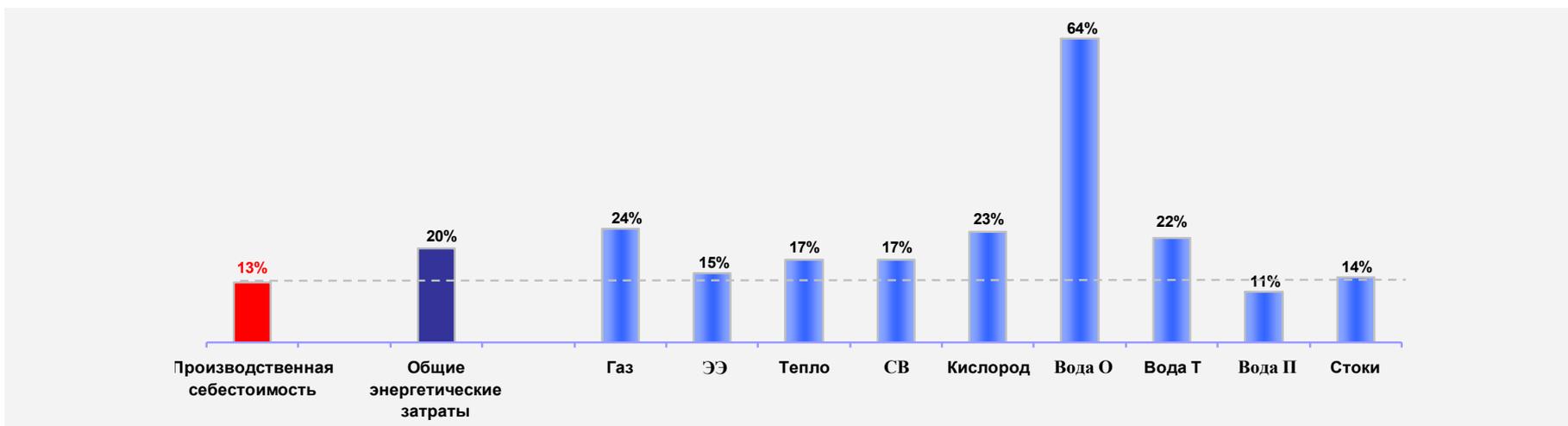
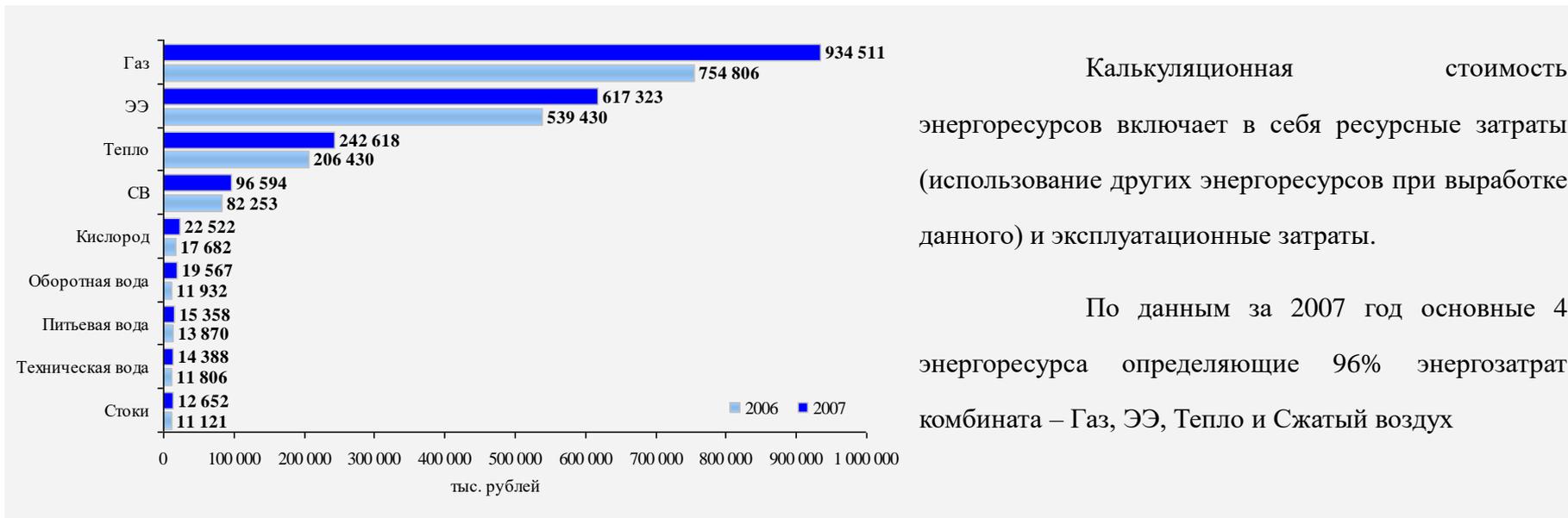
Доля природного газа и электроэнергии в общем объеме покупных энергоресурсов составляет 98%

Структура энергокомплекса комбината покупные + собственные энергоресурсы

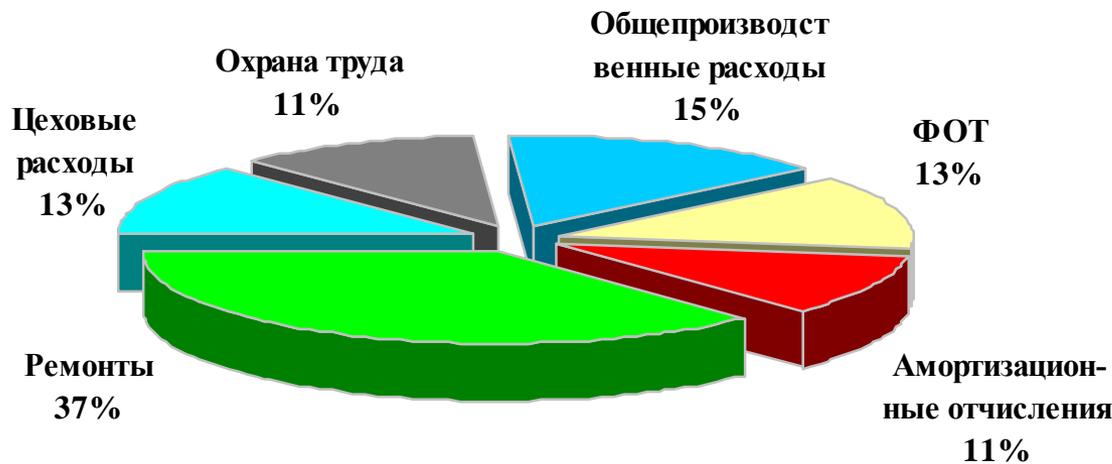
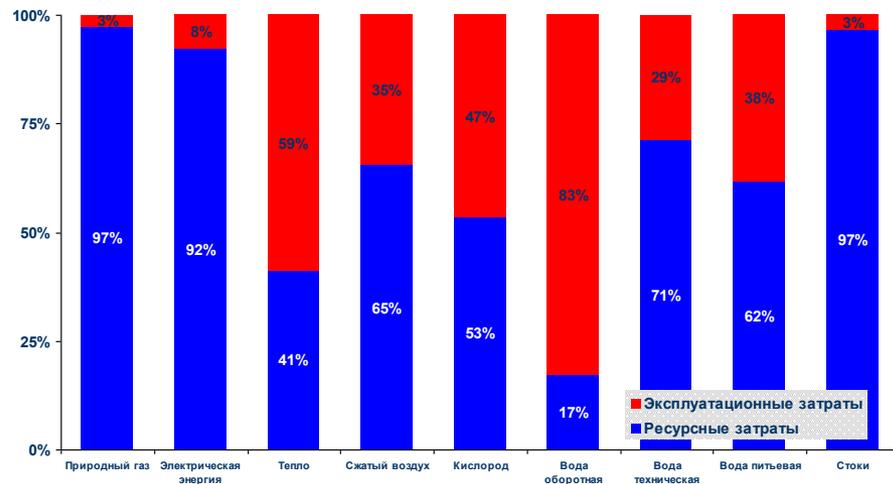
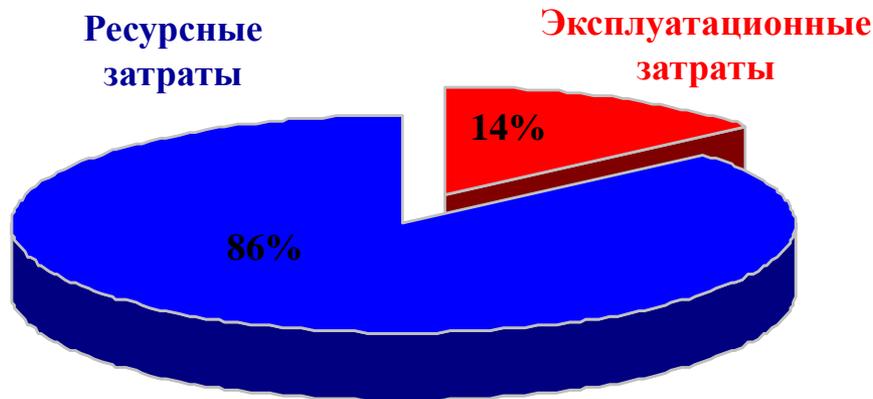


Доля природного газа и электроэнергии в общих энергозатратах комбината равна 82%

Ранжир энергоресурсов по полной калькуляционной стоимости



Структура затрат на энергокомплекс комбината «Магnezит»



Эксплуатационные затраты в 2007 году – 236 млн. рублей.

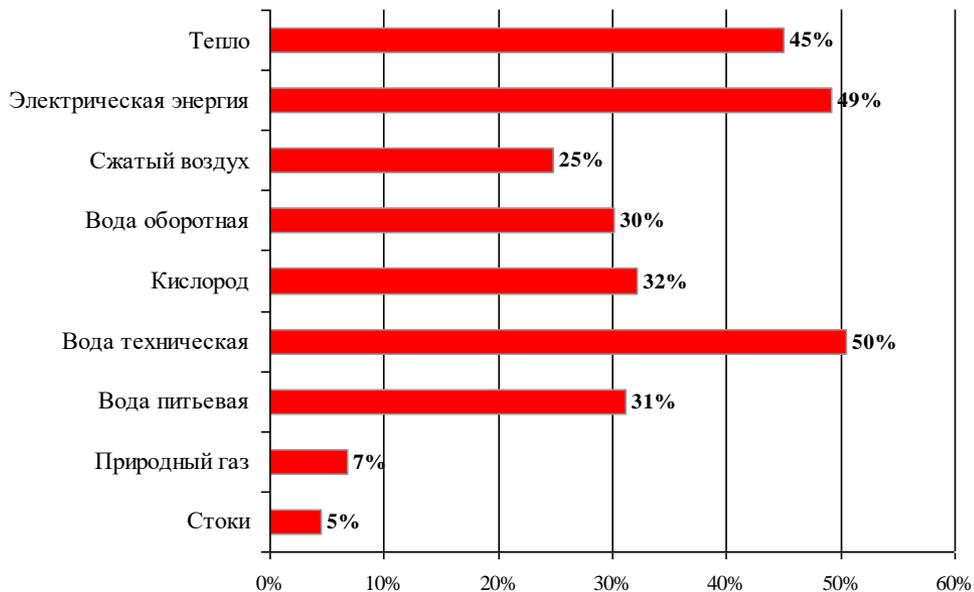
37% данной статьи составляют «Ремонты и СОС» или 88 млн. рублей.

Структура затрат на ремонты и СОС энергокомплекса комбината

Распределение ремонтных затрат по энергоресурсам

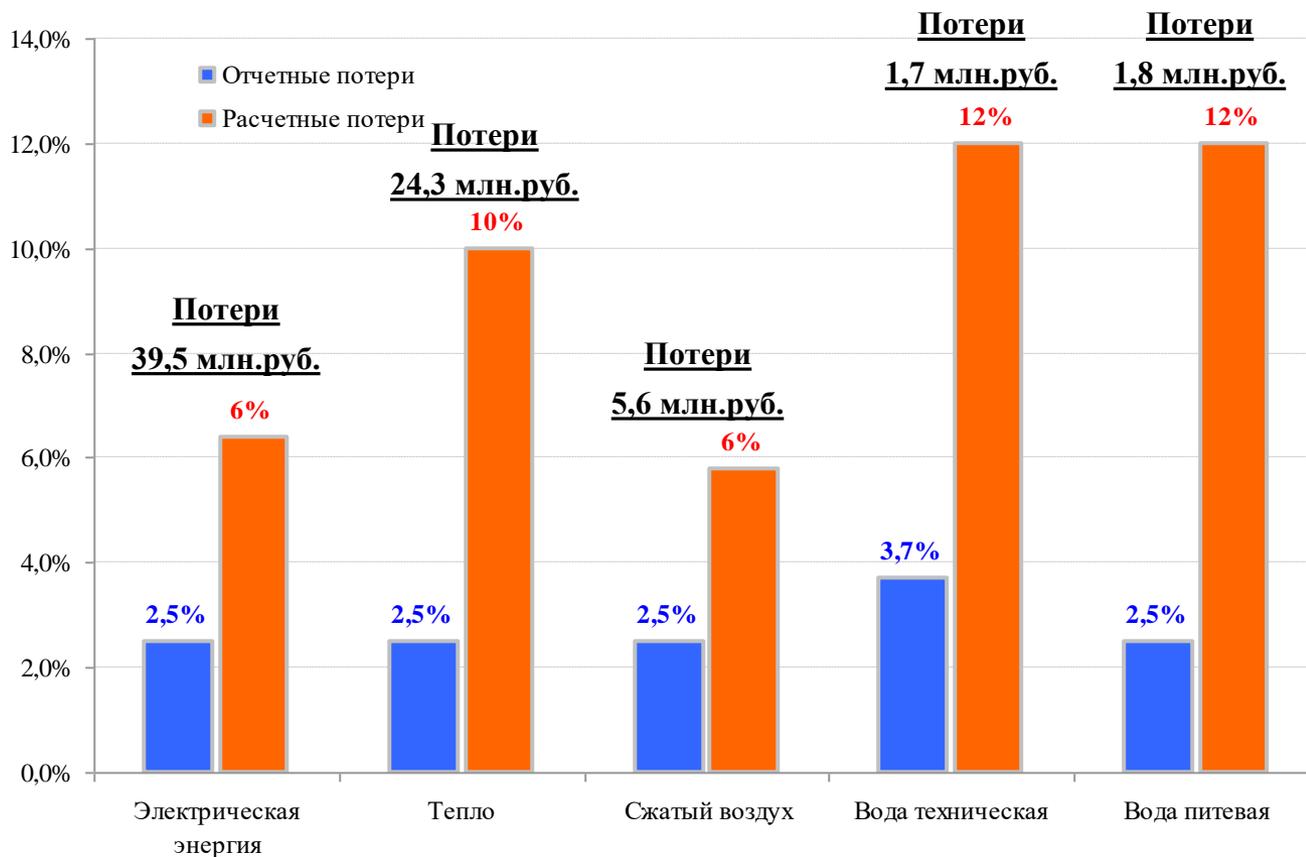


Доля ремонтов в эксплуатационных затратах каждого энергоресурса



Тепловая и электрическая энергия самые емкие по ремонтным затратам

Экономический анализ потерь энергоресурсов



Общие расчетные потери комбината составляют 73 млн.рублей

Программа энергосбережения комбината

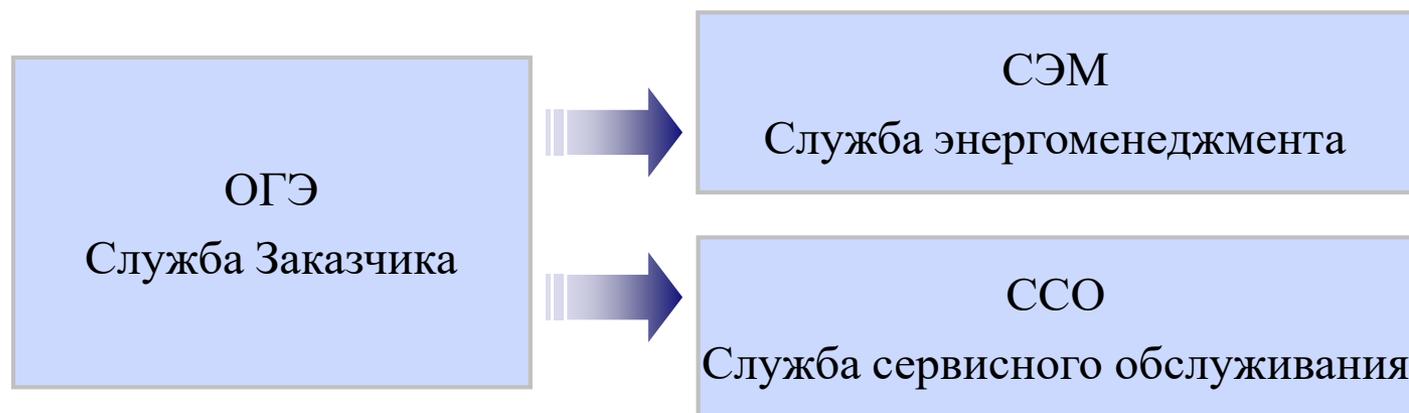
Программа энергосбережения

Результаты, полученные в ходе проведения энергетического обследования системы энергоснабжения Комбината, позволяют говорить о тенденции повышения эффективности использования энергоресурсов на объектах и в цехах предприятия.

Необходима поэтапная реализация энергосберегающих мероприятий организационного, юридического и технического направления.

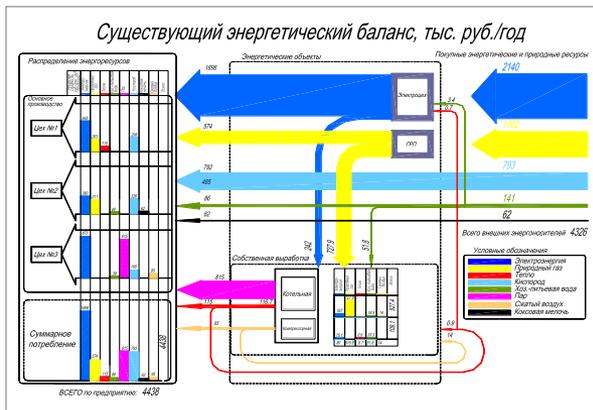
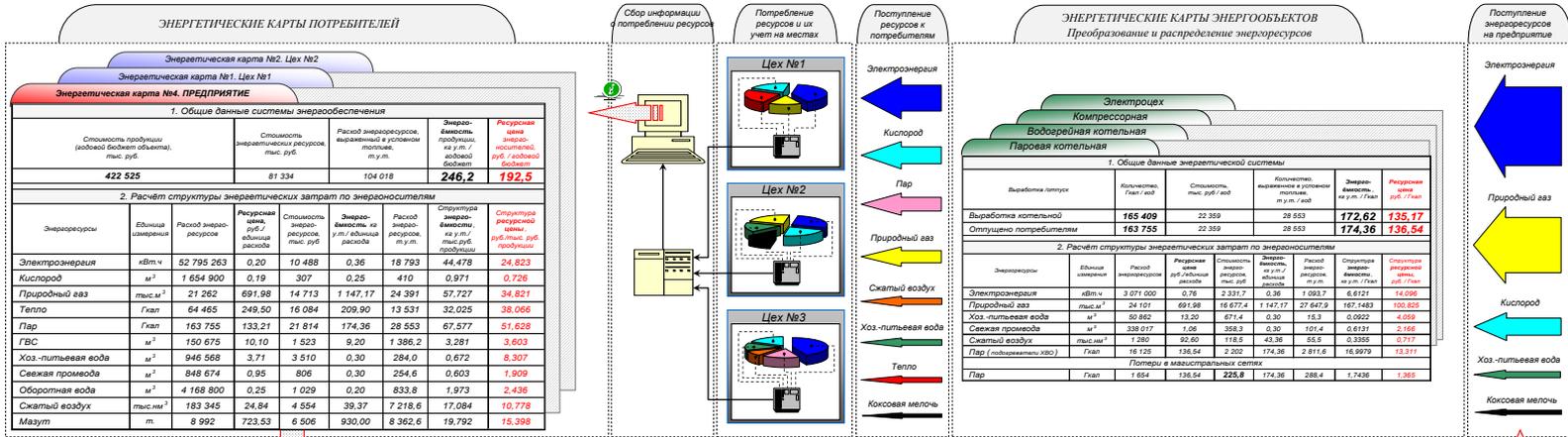
Организационные мероприятия

1. Реструктуризация Отдела Главного Энергетика

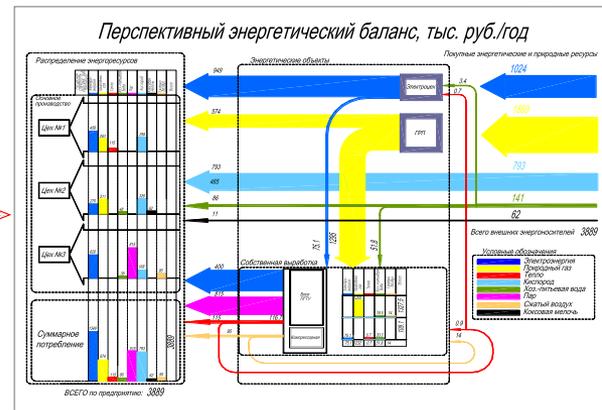


Программа энергосбережения

2. Разработка информационной базы данных и формирование информационных потоков управления затратами.



Разработка программы энергосбережения
Планирование путей развития энергетического хозяйства
Технико-экономическая оценка предлагаемых вариантов
Внедрение программ энергосбережения



Перспективная балансовая схема воздухообеспечения

3. Разработка энергетической политики комбината

- **Принятие и утверждение стратегии развития системы энергоснабжения комбината.**

- **Разработка системы мотиваций**

- **Утверждение плана финансирования программы модернизации энергосистемы**

Юридические мероприятия

1. **Заключение долгосрочного договора (на 5 лет) с ООО «Челябинскрегионгаз». Внесение условий по установлению «коридора» по суточным, месячным и годовым отклонениям отбора газа.**
2. **Перевод на баланс горводоканала водовода от насосной второго подъема $\varnothing 500$, L= 8км**
 - 3.1 **Заключение договора с городской администрацией на продажу не менее 200 000 Гкал/год тепла по индексированному тарифу.**
 - 3.2 **Согласование с городской администрацией инвестиционной надбавки к тарифу на водоснабжение с учетом прокладки нового водовода от шахты «Магnezитовая».**

Технические мероприятия

1. Природный газ

№	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год.	Прогнозные показатели эффективности
1	Внедрение системы поагрегатного технического учета с привязкой к режиму работы технологического агрегата (вращающиеся, туннельные и шахтные печи)	1. Ведение оптимального режима работы технологического агрегата 2. Объективная калькуляция затрат на потребление энергоресурса 3. Создание системы анализа топливоиспользования 4. Экономия расхода природного газа на 0,5% от потребления цехов	6 750	2 869	2,4	NPV = 21 170 IRR = 68,8 DPB = 2,0
2	Увеличение производительности вращающихся печей ЦМП-1					
2.1	Установка частотного привода на главный привод печей № 3, 4, 5, 7	Снижение расхода электрической энергии на 15% (на привод печи)	1 400	152	9,2	NPV = 607 IRR = 24,5 DPB = 6,0
2.2	Замена горелочных устройств	Экономия природного газа - 15% от потребления печами	71 500	10 602	6,7	NPV = 81 969 IRR = 29,7 DPB = 5,7
2.3	Внедрение системы контроля качества сжигания природного газа	Экономия природного газа составит 1-3% от потребления печами	1 500	1 736	0,9	NPV = 14 093 IRR = 156,1 DPB = 0,8
2.4	Внедрение АСУ ТП вращающейся печи	1. Снижение расхода природного газа на 1-2% 2. Поддержание оптимальных параметров работы печи 3. Повышение качество выпускаемой продукции 4. Предотвращение аварийных ситуаций	25 000	4 898	5,1	NPV = 31 911 IRR = 45,2 DPB = 4,1

Результаты энергоаудита

Технические мероприятия

1. Природный газ

№	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год.	Прогнозные показатели эффективности
3	Увеличение производительности вращающихся печей ЦМП-2					
3.1	Установка частотного привода на главный привод печей №2, 4, 5, 6	Снижение расхода электрической энергии на привод печи на 10%	2 000	1 135	1,8	NPV = 8 706 IRR = 86,3 DPB = 1,5
3.2	Замена холодильника	Экономия природного газа на вращающихся печах 3%	48 000	7 008	6,8	NPV = 53 673 IRR = 29,3 DPB = 5,8
3.3	Замена горелочных устройств	Экономия природного газа до 10% от потребления цеха	112 000	26 240	4,3	NPV = 247 495 IRR = 41,2 DPB = 3,7
3.4	Внедрение системы контроля качества сжигания природного газа	Экономия природного газа составит 1-3% от потребления цеха	1 200	6 382	0,2	NPV = 53 969 IRR = 636,3 DPB = 0,2
3.5	Внедрение АСУ ТП вращающейся печи	1. Снижение расхода природного газа на 3% за счет контроля параметров горения 2. Поддержание оптимальных параметров работы печи	20 000	7 787	2,6	NPV = 56 610 IRR = 64,3 DPB = 2,1

Результаты энергоаудита

Технические мероприятия

1. Природный газ

№	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год.	Прогнозные показатели эффективности
4	Увеличение производительности вращающихся печей ЦМП-3					
4.1	Установка частотного привода на главный привод печей № 1-6	Снижение расхода электрической энергии на привод печи на 15%	3 000	330	9,1	NPV = 1 328 IRR = 24,7 DPB = 5,9
4.2	Замена холодильника	Экономия природного газа на вращающихся печах 3%	35 000	6 336	5,5	NPV = 54 298 IRR = 34,2 DPB = 4,7
4.3	Замена горелочных устройств	Экономия природного газа до 10% от потребления печами	137 900	19 847	6,9	NPV = 150 652 IRR = 29,0 DPB = 5,7
4.4	Внедрение системы контроля качества сжигания топлива	Экономия природного газа составит 1-3% от потребления печами	2 100	3 897	0,5	NPV = 32 273 IRR = 237,2 DPB = 0,5
4.5	Внедрение АСУ ТП вращающейся печи	1. Снижение расхода природного газа на 3% за счет контроля параметров горения 2. Поддержание оптимальных параметров работы печи	35 000	4 872	7,2	NPV = 24 220 IRR = 29,6 DPB = 3,7

Результаты энергоаудита

Технические мероприятия

1. Природный газ

№	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия,	Простой срок окупаемости, год.	Прогнозные показатели эффективности
5	Модернизация ЗМИ					
5.1	Комплексная модернизация туннельных печей ЗМИ	1. Повышение производительности печи на 20-25 % 2. Снижение удельного расхода природного газа на 10-30%	240 000	3 760	63,8	NPV = -118 402 IRR = 5,8 DPB = 63,8
5.2	Модернизация системы отопления туннельных печей - подача горячего воздуха в горелки	Снижение расхода природного газа туннельными печами на 15%	40 000	6 680	6,0	NPV = 55 111 IRR = 32,3 DPB = 5,1
5.3	Установка частотного привода на привод вентиляторов и дымососов печей ЗМИ	Снижение расхода электрической энергии на привод печи на 20%	8 500	1 768	4,8	NPV = 10886,5 IRR = 40,0 DPB = 3,6
5.4	Замена горелочных устройств	Экономия природного газа до 10% от потребления печами	36 900	3 873	9,5	NPV = 22 533 IRR = 23,3 DPB = 7,7
5.5	Выполнение канальной кладки пода вагонов	Снижение брака на 5%	Не требует дополнительных инвестиций	3 245	–	–

Технические мероприятия

1. Природный газ

№	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия,	Простой срок окупаемости, год.	Прогнозные показатели эффективности
6	Модернизация ЦМИ-1					
6.1	Комплексная модернизация туннельных печей ЦМИ-1	1. Повышение производительности печи на 20-25 % 2. Снижение удельного расхода природного газа на 10-30%	192 000	2 584	74,3	NPV = -99 962 IRR = 5,2 DPB = 74,3
6.2	Модернизация системы отопления туннельных печей - подача горячего воздуха в горелки	Снижение расхода природного газа туннельными печами на 15%	32 000	5 128	6,2	NPV = 41 425 IRR = 31,3 DPB = 5,3
6.3	Установка частотного привода на привод вентиляторов и дымососов печей ЦМИ-1	Снижение расхода электрической энергии на привод печи на 20%	6 800	1 396	4,9	NPV = 8552,4 IRR = 39,6 DPB = 3,6
6.4	Замена горелочных устройств	Экономия природного газа до 15% от потребления печами	28800	5 320	5,4	NPV = 45 998 IRR = 34,7 DPB = 4,7
6.5	Выполнение канальной кладки пода вагонов	Снижение брака на 5%	Не требует дополнительных инвестиций	3 245	–	–
7	Устранение подсосов по газовому тракту вращающихся печей	Снижение расхода электрической энергии на печах 24 000 МВт/год	4 998	24 347	0,2	NPV = 157 284 IRR = 588,7 DPB = 0,2
8	Разработка программы планирования производства продукции на печах с учетом их	Снижение удельного расхода природного газа на 2-5%	Не требует дополнительных инвестиций	37 373	–	–
Всего			660 348	152 604	4,33	

Технические мероприятия

2. Электрическая энергия

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год	Прогнозные показатели эффективности
1	Диспетчеризация электросетевого хозяйства и развитие системы технического учета	Снижение потребления электроэнергии на 2 495 тыс.кВт*ч/год	5 000	1 240	4,0	NPV = 4 393,3 IRR = 46,0 DPB = 2,5
2	Оснащение ламп ДРЛ универсальными пуско-регулирующими устройствами (УПРУ)	Экономия электроэнергии на 1,08 млн. кВт*ч/год	4 950	625	7,9	NPV = 1 019,8 IRR = 20,3 DPB = 6,9
3	Установка средств компенсации реактивной мощности на площадках районов ЦМП-1...ЦМП-3 и ЗМИ (КУ типа АКУ 04-200-20 по 200 кВар)	Снижением потерь активной составляющей электроэнергии в трансформаторах и сетях на 1600...1800 МВт*ч (1,6...1,8 млн. кВт*ч)	2 128	1 540	1,4	NPV = 7 520,1 IRR = 92,5 DPB = 1,2
4	Применение частотного регулирования электропривода (ЧРЭП)	Снижение потребления электроэнергии 1,08 млн. кВт*ч/год	1 760	609	2,9	NPV = 2 665,1 IRR = 51,7 DPB = 2,3

Технические мероприятия

2. Электрическая энергия

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год	Прогнозные показатели эффективности
5	Замена ламп накаливания на компактные люминесцентные энергосберегающие лампы "типа КЛЭ"	Снижение потребления электроэнергии на 5,87 млн. кВт*ч/год	1 620	4 890	0,3	NPV = 4 040,5 IRR = 301,8 DPB = 0,3
6	Модернизация системы компенсации реактивной мощности на площадках ГОП Применение средств компенсации реактивной мощности (КУ типа АКУ 04-200-20 по 200 кВар)	Снижением потерь активной составляющей электроэнергии в трансформаторах и сетях на 800...900 МВт*ч (0,8...0,9 млн. кВт*ч)	1 064	801	1,3	NPV = 3 936,0 IRR = 95,9 DPB = 1,2
7	Замена электропривода с низкой загрузкой на менее мощный	Снижение потерь электроэнергии на 145 тыс.кВт*ч/год	1 000	89	11,2	NPV = 563,0 IRR = 23,7 DPB = 7,6
8	Модернизация системы компенсации реактивной мощности на площадках ЦМП-4 и ЦМИ-1 Применение средств компенсации реактивной мощности (КУ типа АКУ 04-200-20 по 200 кВар)	Снижение потерь активной составляющей электроэнергии в трансформаторах и сетях на 530...600 МВт*ч (0,53...0,6 млн. кВт*ч)	709	508	1,4	NPV = 2 477,4 IRR = 91,6 DPB = 91,6
9	Диагностика состояния контактных соединений	Снижение ущерба из-за локальных пожаров по причине перегрева электропривода	665	296	2,3	NPV = 727,6 IRR = 72,1 DPB = 1,4

Технические мероприятия

2. Электрическая энергия

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год	Прогнозные показатели эффективности
10	Применение Кабельных линий большего сечения при модернизации распределительных сетей ААШВ-10 3x70 вместо ААШВ-10 3x50	Снижение потерь электроэнергии	631	197	3,2	NPV = 2 008,1 IRR = 51,2 DPB = 2,8
11	Применение Кабельных линий большего сечения при модернизации распределительных сетей ААШВ-10 3x120 вместо ААШВ-10 3x95	Снижение потерь электроэнергии	617	214	2,9	NPV = 2 219,5 IRR = 55,4 DPB = 2,6
12	Оснащение уличного освещения автоматикой управления (фотореле)	Экономия электроэнергии 500 тыс. кВтч/год	350	453	0,8	NPV = 2 092,5 IRR = 179,9 DPB = 0,7
13	Повышение надежности электрических контактов Применение электропроводящей смазки ЭПС-98 (ЭПС-98)	Экономия электроэнергии	130	67	1,9	NPV = 170,3 IRR = 82,2 DPB = 1,2
Итого:			20 624	11 529	1,8	

Технические мероприятия

2. Электрическая энергия

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год	Прогнозные показатели эф-ти
14.1	Установка автономной электростанции с газо-поршневым двигателем	1. Снижение объема покупной электроэнергии 2. Снижение объема закупаемого пара	461 740	83 953	5,5	NPV = 379 700,0 IRR = 27,8 DPB = 7,3
14.2	Установка двух паровых котлов ТКЗ 50-3,9-440 в котельной уч.№2 ТСЦ	1. Экономия от выработки собственной дополнительной электрической энергии составит 350 541 тыс.кВт*ч/год 2. Экономия потребления газа на Водогрейной котельной ДОФ-2 составит 22 м ³ /час (44 413 тыс.руб.) 3. Снижение закупки природн газа на котельной № 4 составит 24 722 тыс.руб./год 4. Экономия по невозвратному конденсату составит 195 728 м ³ /год	475 996	202 195	2,4	NPV = 1 063 205,4 IRR = 53,1 DPB = 2,4
14.3	Внедрение газотурбинной установки в котельной уч.№2 ТСЦ	1. Экономия от выработки собственной дополнительной электрической энергии составит 211 603 тыс.кВт*ч/год 2. Экономия потребления газа на Водогрейной котельной ДОФ-2 составит 22 м ³ /час (44 413 тыс.руб.) 3. Снижение закупки природн газа на котельной № 4 составит 7 072 тыс.руб./год 4. Экономия по невозвратному конденсату составит 9 199 м ³ /год	2 104 563	263 212	8,0	NPV = 363 858,8 IRR = 18,1 DPB = 11,4

Технические мероприятия

3. Тепловая энергия

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая чистая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окуп-ти, год.	Прогнозные показатели эф-ти
I. Организационные мероприятия						
1	Расчёт тепловых нагрузок потребителей комбината с целью расчёта нормативов потребления тепловой энергии и проведения режимно-наладочных мероприятий					
2	Разработка методик калькулирования стоимости вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) цехов производства огнеупоров и ТСЦ ОАО «Комбинат «Магnezит»					
3	Расчёт нормативов потребления тепловой энергии для всех объектов комбината					

Технические мероприятия

3. Тепловая энергия

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая чистая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окуп-ти, год.	Прогнозные показатели эф-ти
II. Технические мероприятия						
1	Внедрение инвестиционного проекта модернизации энергетического комплекса комбината с целью увеличения выработки собственной электрической и тепловой энергии на ТЭЦ					
1.1	Расчет эффективности реконструкции системы пароснабжения на ОАО "Магnezит" с учетом установки дополнительного котла E	Экономия от выработки собственной дополнительной электрической энергии составит 69 697 тыс.кВт*ч/год	252 998	38 458	6,6	NPV = 90 610 IRR = 21,4 DPB = 7,7
1.2	Расчет эффективности реконструкции системы пароснабжения на Магnezите с учетом установки дополнительного котла E и зимней теплофикационной нагрузки	Экономия от выработки собственной дополнительной электрической энергии составит 41 176 тыс.кВт*ч/год	184 103	70 141	2,6	NPV = 355 780 IRR = 48 DPB = 2,6
1.3	Вариант 4. Установки двух паровых котлов ТКЗ 50-3,9-440 в котельной уч.№2 ТСЦ	1. Экономия от выработки собственной дополнительной электрической энергии составит 350 541 тыс.кВт*ч/год 2. Экономия потребления газа на Водогрейной котельной ДОФ-2 составит 22 м ³ /час (44 413 тыс.руб.) 3. Снижение закупки природн газа на котельной № 4 составит 24 722 тыс.руб./год 4. Экономия по невозвратному конденсату составит 195 728 м ³ /год	475 996	202 195	2,4	NPV = 1 063 205 IRR = 53,1 DPB = 2,4

Технические мероприятия

3. Тепловая энергия

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая чистая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окуп-ти, год.	Прогнозные показатели эф-ти
1.4	Вариант 3. Внедрения газотурбинной установки в котельной уч.№2 ТСЦ	1. Экономия от выработки собственной дополнительной электрической энергии составит 211 603 тыс.кВт*ч/год 2. Экономия потребления газа на Водогрейной котельной ДОФ-2 составит 22 м ³ /час (44 413 тыс.руб.) 3. Снижение закупки природн газа на котельной № 4 составит 7 072 тыс.руб./год 4. Экономия по невозвратному конденсату составит 9 199 м ³ /год	2 104 563	263 212	8,0	NPV = 363 859 IRR = 18,1 DPB = 11,4
1.5	Расчет эффективности реконструкции системы пароснабжения на ОАО "Магnezит" с учетом установки автономной электростанции с газопоршневым двигателем	Экономия от выработки собственной дополнительной электрической энергии	461 740	83 953	5,5	NPV = 379 700 IRR = 27,8 DPB = 7,3
2	Внедрение инвестиционного проекта модернизации энергетического комплекса комбината. Установка собственного источника (мини-ТЭЦ) с целью использования избытка пара ЦМП-1 втурбине П-6	Экономия от выработки собственной дополнительной электрической энергии составит 37 333 тыс.кВт*ч/год	277 000	16 820	16,5	NPV = -74656,8 IRR = 9,8 DPB = -
3	Установка систем автоматического регулирования расхода теплоносителя (от включения электродвигателя) в схемах теплоснабжения калориферов приточной вентиляции, отопительных агрегатов и тепловых завес	Экономия тепловой энергии до 20 % от потребления вентиляции основными цехами комбината (с непостоянным режимом потребления) - 7495,3Гкал/год	960	1 138	0,8	NPV = 9 251 IRR = 159,4 DPB = 0,8

Технические мероприятия

3. Тепловая энергия

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая чистая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окуп-ти, год.	Прогнозные показатели эф-ти
4	Разработка и внедрение технических мероприятий по использованию конденсата	1. Экономия ХОВ в конденсате составит 50% от невозвратного конденсата или 300,99 тыс.м ³ /год 2. Экономия тепла в конденсате составит 30099 Гкал/год	После разработки программы	21 009	После разработки мероприятий	–
5	Установка конденсатоотводчиков у всех потребителей	Сокращения расхода пара составит 25% от потребления цехов (без установки конденсатоотводчиков)	482	2 271	0,2	NPV = 19 173 IRR = 566,8 DPB = 0,2
6	Разработка программы замены отработавшего свой ресурс оборудования системы теплоснабжения на основе результатов аудита по износу (котлоагрегатов, арматуры, насосов)	1. Снижение затрат на аварийные ремонты 2. Повышение надежности системы теплоснабжения	После разработки программы	После разработки программы	После разработки программы	–
7	Разработка и реализация программы замены изношенных сетей и тепловой изоляции с целью снижения потерь в системе теплоснабжения комбината на основе результатов аудита по износу	1. Снижение затрат на аварийные ремонты 2. Сокращение утечки (ХОВ) на 50 т/час (по замерам)- 326,4 тыс.м ³ /год 3. Сокращение потерь тепла (в ХОВ) с утечкой - 26 928Гкал/год. 4. Повышение надежности системы теплоснабжения	После разработки программы	21 536	После разработки мероприятий	–
8	Энергетическое обследование и разработка программы перевода системы теплоснабжения площадки ЦМП-3 на локальные источники и газо-лучистое отпление	После разработки программы	После разработки программы	После разработки программы	После разработки программы	–

Технические мероприятия

3. Тепловая энергия

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая чистая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окуп-ти, год.	Прогнозные показатели эф-ти
9	Разработка и внедрение информационных и управляющих систем теплоснабжения комбината: - технического учета и диспетчеризации; - управления режимами подачи и распределения тепла	1. Повышение надежности системы теплоснабжения 2. Качественное использование тепловой энергии 3. Единая информационная база получения и потребления тепловой энергии 4. Оперативное управление системой теплоснабжения 5. Экономия тепловой энергии 5% от производственного потребления комбината - 28 599,56 Гкал/год	22 000	3 905	5,6	NPV = 22 432 IRR = 35,5 DPB = 3,8
10	Разработка программы повышения энергоэффективности зданий (утепление строительных конструкций с целью снижения тепловых потерь, ремонт и остекление оконных проемов в соответствии с современными требованиями) на основании проведенной паспортизации зданий	Снижение расхода тепла на отопление и вентиляцию на 50%	После разработки мероприятий	После разработки мероприятий	–	–

Результаты энергоаудита

Технические мероприятия

3. Тепловая энергия

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая чистая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окуп-ти, год.	Прогнозные показатели эф-ти
11	Автоматизация узлов ввода теплоносителя в административные здания с разработкой и внедрением дежурных режимов теплоснабжения	1. Экономия тепловой энергии при автоматизации узлов ввода составляет 15% от теплопотребления административных зданий (или 97,2 Гкал/год на одно здание) 2. Суммарная экономия 155 Гкал/год на одно здание с тепловой нагрузкой 0,26 Гкал/час	2 000	405	4,9	NPV = 2 463 IRR = 39,2 DPB = 3,7
12	Установка регуляторов давления в системах горячего водоснабжения потребителей	Экономия расхода деаэрированной ХОВ воды для ГВС на 25% от потребления ГВС (ХОВ - 64,412тыс.м³/год, тепла-5475 Гкал/год)	11 000	2 126	5,2	NPV = 12 697 IRR = 37,9 DPB = 3,8
13	Разработка программы внедрения частотно-регулируемого привода тягодутьевого и насосного оборудования ТСЦ	Экономия электроэнергии в режиме потребления 40% от потребления оборудования ТСЦ (3 382 тыс.кВт*ч/год)	4 758	3 072	1,5	NPV = 23 897 IRR = 95,8 DPB = 1,4
Всего			3 797 598	687 696	5,52	

Технические мероприятия

4. Система воздухообеспечения

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год	Прогнозные показатели эффективности
1	Модернизация внутрицеховых сетей в соответствии с существующим технологическим оборудованием	Снижение потерь сжатого воздуха до от цехового потребления 10-20%	3 000	7 827	0,4	NPV = 65 429 IRR = 324,2 DPB = 0,4
2	Замена устаревшей внутриводопроводной запорной, регулирующей и распределяющей арматуры на арматуру предназначенную для систем сжатого воздуха	Снижение утечек сжатого воздуха на годового потребления 2% от	600	1 121	0,5	NPV = 7 096 IRR = 242,6 DPB = 0,5
3	Замена существующей запорной арматуры на магистральных сетях, на арматуру шарового типа	Снижение утечек сжатого воздуха на годового потребления 3% от	1 431	1 948	0,7	NPV = 12 177 IRR = 183,7 DPB = 0,7
4	Оптимизация потребления сжатого воздуха	Снижение потерь сжатого воздуха до 30%	-	После разработки проекта модернизации внутрицеховых сетей и разработки норм потребления сжатого воздуха	-	-
4.1	Расчет нормативов потребления сжатого воздуха					
4.2	Внедрение системы внутрицехового учета потребления сжатого воздуха					
4.3	Расчет баланса потребления сжатого воздуха					
4.4	Разработка режимов подачи и потребления сжатого воздуха					
5	Разработка балансовой схемы транспортировки пыли по технологической цепочке(бункеры, силосы, печи, сторонние потребители)	Сокращение потребления сжатого воздуха	-	После разработки баланса	-	-

Технические мероприятия

4. Система воздухообеспечения

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год	Прогнозные показатели эффективности
6	Внедрение системы автоматизированного управления камерными насосами ЦМП-2	1. Эффективное управление режимами работы насосов 2. Оперативное управление внештатными ситуациями	3 780	631	6,0	NPV = 3 033 IRR = 32,9 DPB = 4,3
7	Замена изоляции магистральных воздухопроводов на площадках ЦМП-1,2,3, ДОФ	Снижение расхода воздуха за счет увеличения его температуры у потребителей на 1,5%	6 200	981	6,3	NPV = 7 869 IRR = 31,0 DPB = 5,4
8	Внедрение системы технического учета и диспетчеризации выработки и потребления сжатого воздуха с введением основных параметров (удельное потребление электроэнергии, расход, давление, температура) в систему АСТУЭ	Экономия потребления сжатого воздуха при выполнении мероприятия 3%	4 500	1 578	2,9	NPV = 10 179 IRR = 58,8 DPB = 2,3
9	Внедрение системы автоматического регулирования производительности, плавного пуска и синхронизации центробежных компрессоров с выводом управления на диспетчерский пункт	Сокращение потребления электроэнергии на 3-8%	4 500	1 130	4,0	NPV = 6 619 IRR = 45,3 DPB = 3,1

Технические мероприятия

4. Система воздухообеспечения

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год	Прогнозные показатели эффективности
10	Изменение распределительной системы сжатого воздуха					
10.1	Замена на компрессорной станции №3 устаревшего компрессора 4BM10-100/8 на 2 новых винтовых компрессора Atlas Copco GA 315 VSD общей производительностью 100 м ³ /мин. с воздушной системой охлаждения с установкой осушки воздуха	1. Снижение расхода электроэнергии за счет работы источника в режиме потребления на 15% 2. Сокращение численности обслуживающего персонала (2 чел.) 3. Снижение потерь электроэнергии на 2 240 830 кВтч/год за счет компенсации давления в коллекторе 4. Увеличение надежности локальной системы воздухообеспечения	37 900	5 484	6,9	NPV = 25 920 IRR = 28,3 DPB = 5,4
10.2	Организация локальной системы воздухообеспечения ЦМП-4 (установка новой компрессорной станции)					
10.3	Установка на компрессорной станции № 2 двух дополнительных винтовых компрессоров общей производительностью 100 м ³ /мин. с воздушной системой охлаждения тип Atlas Copco GA 315 VSD					
10.4	Изменение схемы распределения сжатого воздуха (участок сети Ду219 мм и длиной около 1000 м (главный коллектор) от ЦШИП ОГМ (площадка ЦМП-2) до ХВО (площадка ЦМП-3)					

Технические мероприятия

4. Система воздухообеспечения

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год	Прогнозные показатели эффективности
11	Установка осушителя (производительность до 150 м ³ /мин) у компрессорной станции №2 на воздуховоде в направлении ЦМП-3	1. Снижение потерь продукции 2. Увеличение ресурса работы технологического оборудования ЦМП-3 3. Снижение расхода воздуха на транспортировку пыли 4. Снижение простоев	2 000	352	5,7	NPV = 1 085 IRR = 32,2 DPB = 3,6
12	Вывод из эксплуатации морально и физически устаревшего оборудования (компрессоры 5Г-100/8 - 3 шт.)	1. Снижение эксплуатационных затрат. 2. Снижение потребления технической воды на 5% 3. Снижение численности обслуживающего персонала (2 чел.)	150	3 658	0,04	NPV = 3 508 IRR = 2704,8 DPB = 0,04
13	Перекладка трубопровода Ду=200 мм, L=250 м от компрессорной станции №4 до отделения обогащения ДОФ с использованием изоляции по новой трассе	Снижение потребление электроэнергии на 15% от годового потребления	450	788	0,6	NPV = 5 538 IRR = 227,4 DPB = 0,5
14	Поэтапная замена парка поршневых компрессоров с учетом степени изношенности на современные винтовые машины	1. Снижение затрат электроэнергии на 9% 2. Снижение потребления технической воды на 18%	93 500	8 750	10,7	NPV = 67 316 IRR = 33,0 DPB = 6,5
Всего			158 011	34 249	4,61	

Технические мероприятия

5. Система водообеспечения и водоотведения

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год	Прогнозные показатели эффективности
1	Оптимизация системы водоснабжения хозяйственно-питьевой воды	Экономия затрат на покупку хозяйственно-питьевой воды из горводопровода	50	5 563	0,01	NPV = 27 086,0 IRR = 12 829,1 DPB = 0,0
2	Разработка и внедрение системы технического учета и диспетчеризации хозяйственно-питьевой воды на распределительных сетях и у потребителей	1. Оперативный контроль состояния сетей и управление системой 2. Достоверная информация о количестве потребленной питьевой воды 3. Экономия питьевой воды 7% от расхода потребителя	2 760	557	4,95	NPV = 2 531,4 IRR = 36,9 DPB = 3,7
3	Расчет нормативов потребления воды производствами комбината	Выявление непроизводительных утечек питьевой воды	250	После разработки мероприятий	После разработки мероприятий	–
4	Модернизация отработавших свой ресурс основных фондов НФС №3: - насосной станции с водозаборными сооружениями; - насосного оборудования	1. Повышение надежности и санитарно-технических норм 2. Стабильное и качественное водоснабжение питьевой водой цехов комбината, сторонних потребителей и столовых	334	–	–	–

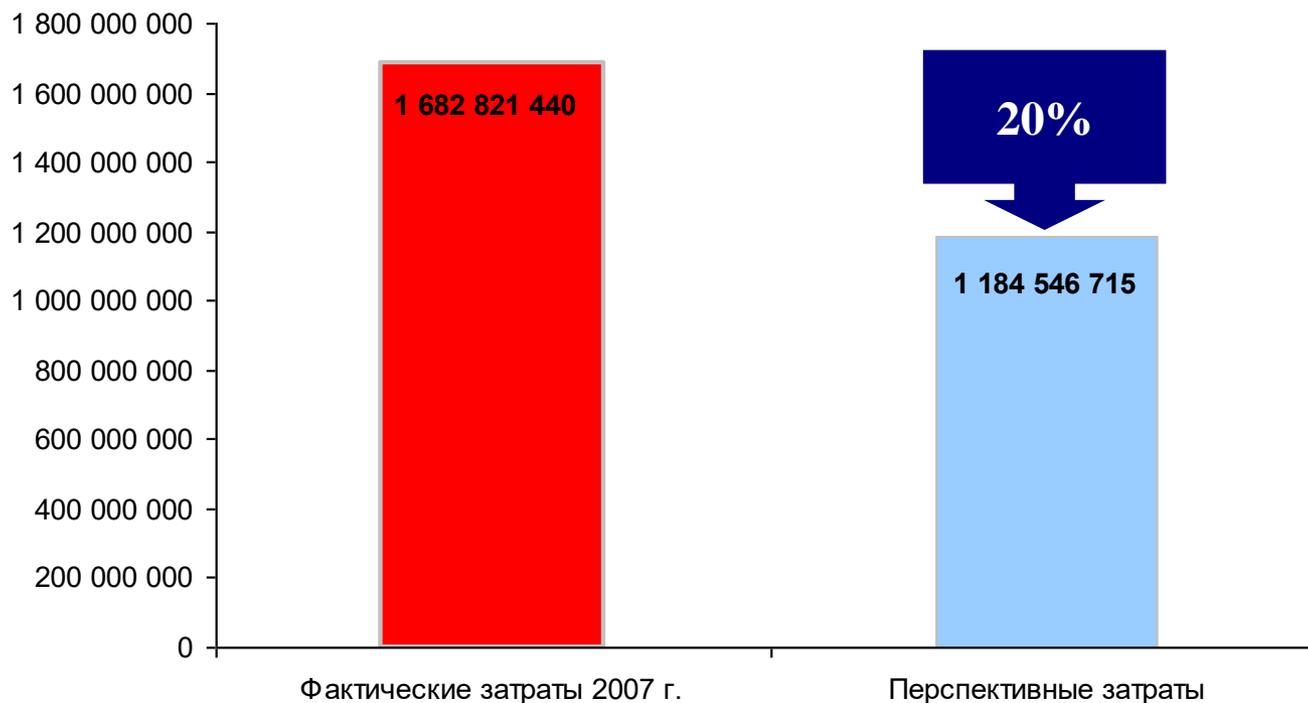
Технические мероприятия

5. Система водообеспечения и водоотведения

№ п/п	Наименования мероприятий	Эффект от мероприятия	Капитальные затраты, тыс.руб.	Планируемая годовая экономия, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, год	Прогнозные показатели эффективности
5	Замена изношенных трубопроводов питьевой воды на современные пластиковые трубопроводы	1. Бесперебойная подача питьевой воды 2. Снижение утечек питьевой воды на 15% от общего потребления питьевой воды 3. Повышение надежности системы водоснабжения 4. Снижение риска аварийных остановов	8 093	1 435	5,6	NPV = 12 183,9 IRR = 33,7 DPB = 4,8
6	Замена изношенных трубопроводов технической воды на современные пластиковые трубопроводы	1. Бесперебойная подача технической воды 2. Снижение утечек технической воды на 15% от общего потребления питьевой воды 3. Повышение надежности системы водоснабжения 4. Снижение риска аварийных остановов	55 014	2 700	–	–
7	Восстановление второго бака питьевой воды V=2000м ³	Резервирование системы хозяйственно-питьевой воды	120	–	–	–
8	Модернизация системы технического водоснабжения	1. Повышение надежности системы технического водоснабжения 2. Сокращение объема промышленных стоков на 45% 3. Экономия забора технической воды на насосной НТВ-3 - 200 м ³ /ч (или 3 644 тыс.руб./год)	150	–	–	–
			66 772	10 255	6,5	

Результаты энергоаудита

Эффект от энергосберегающих мероприятий



Перспективный уровень энергетических затрат комбината с учетом реализации предложенных мероприятий снизится на 20%

Характеристика энергосистемы

Природный газ

Электрическая энергия

Тепловая энергия

Воздух

Вода

Экономический анализ

Программа энергосбережения