ГКУ ЛО «ЦЕНТР ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ
И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ
ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ»
(ГКУ ЛО «ЦЭПЭ ЛО)

МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОСБИЕ ПО РАСЧЕТУ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ

(ДЛЯ РЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ)

Санкт- Петербург
2013 г.

Оглавление

1 Общие положения 3

1.1 Основные понятия 4

1.2 Организация разработки, согласования и утверждения Программы 4

2 Разработка Программы 6

2.1 Алгоритм формирования программы 6

2.2 Структура Программы 10

2.3 Анализ текущего состояния энергосбережения и повышения энергетической эффективности 10

2.4 Примеры расчетов мероприятий по энергосбережению 12

2.5 Целевые показатели эффективности мероприятий 61

2.6 Пример сводной таблицы программы энергосбережения регулирумого предприятия 63

3 Мероприятия по повышению энергоэффективности на промышленных предприятиях 65

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящее пособие по расчету энергосберегающих мероприятий определяет рекомендуемые структуру и порядок разработки программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Ленинградской области в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности (далее - Программы), а также включает расчеты показателей эффективности мероприятий по повышению энергетической эффективности и энергосбережению.

Настоящее пособие разработано в соответствии с:

- Федеральным законом от 23 ноября 2009 года №261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (далее – Федеральный закон №261-ФЗ);
- Постановлением Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 года № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;

— Приказом комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области от 28 декабря 2012 г. № 239-п «Об утверждении требований по разработке программ энергосбережения организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Ленинградской области;
— нормативными правовыми актами Ленинградской области в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

1.1 Основные понятия

Основные понятия, используемые в настоящих Методических рекомендациях, применяются в определениях, приведенных в Федеральном законе №261-ФЗ, Федеральном законе от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и Федеральном законе от 27 июля 2010 года №190-ФЗ «О теплоснабжении».

Базовый год – *крайний* полный календарный год деятельности организации.

1.2 Организация разработки, согласования и утверждения Программы

Предприятие разрабатывает Программу самостоятельно или

же может привлечь специализированные научно-исследовательские и консалтинговые организации, имеющие опыт разработки программ или ведущие исследования по заданной тематике. Желательным является привлечение специализированных компаний, состоящих в СРО в области энергетических обследований, а также имеющих опыт работы, в том числе в Ленинградской области.

Сформированная Программа организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности на территории Ленинградской области (далее – Организации) направляется в орган ГКУ ЛО «Центр энергосбережения и повышения энергетической эффективности Ленинградской области» в 4-х экземплярах для рассмотрения и согласования в сброшюрованном виде и подписанную руководителем, заверенную печатью Организации, а также согласованную с главой администрации органа местного самоуправления, на территории которого осуществляет регулируемый вид деятельности.

Согласование с органами местного самоуправления организаций, осуществляющих производство и передачу электрической энергии - не требуется.

2 РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ

2.1 Алгоритм формирования программы

Процесс разработки Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности можно представить в виде четырех основных этапов.

1этап. В случае если энергетическое обследование не было проведено, то для разработки Программы необходимо самостоятельно собрать следующую базовую информацию об объекте обследования:

1) общие аналитические материалы:

– стратегия, программа, прогноз развития Организации (плановое производство энергетических ресурсов с учетом перспективной застройки муниципальных образований и т.д.);

– калькуляции расчета тарифов, утвержденных органом исполнительной власти по регулированию тарифов;

– технические паспорта зданий, сооружений, находящиеся на балансе или в аренде;

– копия договоров на электроснабжение, теплоснабжение, водоснабжение и водоотведение (при наличии).

2) исходные (базовые) статистические данные Организации:

– основные характеристики состояния и параметров зданий, строений, сооружений Учреждения;

– объем потребления энергетических ресурсов (по каждому виду) за последние 3 года;

– существующее состояние инженерных коммуникаций (тепло-, газо-, электро-, водоснабжение и водоотведение);

– оснащенность приборами учета энергетических ресурсов;

– сведения о наличии собственных (автономных) источников энергоснабжения, их технические характеристики и состояние;

– сведения об энергопотребляющем оборудовании.

2 этап. В рамках целевых показателей составляется баланс выработки и потребления топливно – энергетических ресурсов (далее – ТЭР) за базовый год работы организации в соответствии с калькуляцией тарифов, утвержденных органом государственной власти по регулированию тарифов, а также за предыдущие годы.

По результатам составленного баланса рассчитываются удельные расходы ТЭР (кг.у.т/Гкал, кВтч/Гкал, $м^3$/Гкал и т.д.), которые сопоставляются с наилучшими (высокими) показателями работы оборудования какой – либо другой организации с аналогичным профилем деятельности.

Далее производится оценка резервов экономии различных видов ТЭР, сложившихся очагов нерационального расходования

ТЭР, в том числе в технологических процессах, на производственных участках и в звеньях, в которых имеют место повышенные удельные расходы и потери энергоресурсов.

Затем в Программе указываются необходимые мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, реализация которых позволит достичь желаемые показатели энергоэффективности и экономию.

3 этап. Рассчитываются сроки окупаемости энергосберегающих мероприятий (см. раздел 6).

4 этап. Выполняется корректировка программы с учётом полученных результатов энергетического обследования. Производится расчет удельных показателей потребления энергетических ресурсов, свод данных планируемых капитальных вложений, потенциальной экономии по всем запланированным мероприятиям, расчёт эффективности от реализации Программы по всем мероприятиям.

Корректировка программы осуществляется по инициативе ЛенРТК, Комитета по топливно-энергетическому комплексу, ГКУ ЛО "ЦЭПЭ ЛО" или регулируемой организации, с периодичностью не более одного раза в год.

Корректировка программ энергосбережения осуществляется на основании соответствующего решения (заявки) Организации до 1 апреля года, следующего за отчетным годом.

К заявке должна быть приложена пояснительная записка с обоснованием причины необходимости корректировки программы энергосбережения с кратким анализом выполнения мероприятий программы энергосбережения и достижения показателей энергоэффективности за истекший период.

Если имущество регулируемой организации, отнесенное к регулируемому виду (видам) деятельности, находится на балансе муниципального образования, намерение о корректировке Программы необходимо согласовать с органами местного самоуправления, о чем должно быть указано в пояснительной записке.

Порядок разработки программ энергосбережения с учетом внесения корректировок в действующую программу энергосбережения регулируемой организации, осуществляется в соответствии с установленными требованиями приказа комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области от 28 декабря 2011 года № 239-п "Об утверждении требований по разработке программ энергосбережения организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Ленинградской области".

2.2 Структура Программы

Рекомендуемая структура Программы состоит из следующих разделов:

- паспорт программы;
- анализ текущего состояния энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- мероприятия, направленные на энергосбережение и повышение энергетической эффективности Организации;
- целевые показатели Программы;
- таблица показателей энергоэффективности Программы.

2.3 Анализ текущего состояния энергосбережения и повышения энергетической эффективности

В разделе должно быть описание регулируемых видов деятельности организации на территории Ленинградской области перспективы её развития, перечень объектов находящихся на балансе или в аренде с указанием основных характеристик для:

организаций в сфере теплоснабжения

- количество, тип и марка котлов;
- производительность котлов;
- средний КПД (факт);
- год ввода в эксплуатацию;
- наличие химводоподготовки;

- перечень приборов учета ТЭР;
- тип и марка насосного оборудования;
- наличие режимных карт котлоагрегатов;
- характеристика сетей теплоснабжения (год прокладки, тип прокладки, тип системы теплоснабжения);
- характеристика системы освещения на предприятии.

организации в сфере водоснабжения и водоотведения

- тип и марка насосного оборудования;
- наличие и тип системы отопления;
- характеристика ограждающих конструкций;
- перечень приборов учета энергетических ресурсов;
- характеристика системы освещения на предприятии.

организации в сфере передачи электроэнергии

- степень оснащенности точками учета электрической энергии;
- перечень установленных силовых трансформаторов с их характеристиками (установленная мощность, степень загрузки, потери на нагрузку и х.х.);
- характеристика системы освещения на предприятии;
- наличие и тип системы отопления производственных зданий;
- рассмотрение вопроса компенсации реактивной мощности (см. приложение 2)

Далее предлагаются мероприятия по повышению энергоэффективности и энергосбережению различных видов ТЭР, исключение сложившихся очагов нерационального расходования ТЭР Организацией.

Оценка резервов экономии (определение мероприятий по повышению энергосбережения и повышению энергоэффективности) осуществляется путем сравнения наилучшего (успешного) опыта эксплуатации более эффективных технологий на подобных объектах с опытом эксплуатации на рассматриваемом предприятии.

2.4 Примеры расчетов мероприятий по энергосбережению

В состав раздела должны входить организационные и технические, в том числе инвестиционные (то есть требующие вложений капитального характера), мероприятия по энергосбережению с кратким описанием их сущности, стоимости, этапов реализации, источников финансирования, достигаемых показателей эффективности использования ресурсов (целевых показателей) и экономического эффекта от реализации мероприятий.

Сравнительно малозатратные организационные и технические мероприятия, не требующие вложений капитального

характера, можно объединять в раздел "Организационно-технические мероприятия".

Каждое мероприятие должно иметь адресную характеристику: наименование объекта или группы объектов, вид оборудования, филиал организации, на которых мероприятие будет реализовываться.

Источниками финансирования мероприятий Программы, в т. ч. откорректированной Программы могут быть внебюджетные источники (амортизация, чистая прибыль, заемные средства кредитных организаций, средства инвесторов), а также бюджетные источники (федеральный, региональный и местный бюджеты).

Объемы бюджетных средств должны быть согласованы с их распорядителями, которые, в свою очередь, учитывают (взаимоувязывают) данные мероприятия в своих муниципальных (региональных) программах энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

2.4.1 Ранжирование энергосберегающих мероприятий

В условиях дефицита денежных средств, выделяемых на энергоснабжение, необходимо правильно определить затраты и сбережения от внедрения энергосберегающих мероприятий и проектов, т.е. проводить их технико-экономическую оценку.

В процессе технико-экономической оценки определяются следующие основные показатели:

1) капитальные затраты, тыс.руб.;
2) годовое сбережение от внедрения мероприятий, тыс.руб./год;
3) срок окупаемости мероприятия, лет;

Инвестиции (I_0) включают все затраты, связанные с общими вложениями на внедрение энергосберегающего мероприятия. Они включают затраты на стоимость оборудования, стоимость материалов, монтаж, наладку и другие затраты.

Годовое сбережение (*B*) – ежегодные сбережения, получаемые после внедрения энергосберегающего мероприятия:

$B = S \cdot E,$

где *S* – сбереженная за год энергия;

E – стоимость единицы энергии.

Срок окупаемости (*PB*) – время, которое необходимо, чтобы инвестиции окупились, лет:

$PB = I_0/B$

2.4.2 Организационные мероприятия

1. Назначение ответственного за организацию и проведение мероприятий по энергосбережению, доведение до назначенного лица единого плана действий по организации энергосбережения на предприятии.

2. Периодическая организация энергетических обследований с созданием и внесением изменений в энергетический паспорт, а также корректировкой плана по энергосбережению.

3. Оптимизация работы системы освещения, исключение нерационального использования, регулярное проведение очистки и регулировки светильников.

4. Своевременная проверка и корректировка договоров с энергоснабжающими организациями.

5. Проведение агитационной работы среди персонала, возможно введение системы поощрений за высокие результаты в энергосбережении.

6. Для повышения информированности применять информационные плакаты, таблички.

7. Повышение общего уровня технической культуры, нацеленной на энергосбережение.

2.4.3 Мероприятия по экономии электрической энергии

Пример расчета мероприятия по замене ламп накаливания, люминесцентных ламп, ламп ДРЛ на более эффективные

Расчеты, представленные в таблицах 1, произведены в соответствии с приближенной величиной потребления

электроэнергии на освещение данными видами ламп в базовом году и среднему тарифу за этот же год, без учета его роста в последующие годы. В расчете учтены затраты на заменяемые лампы (лампы в светильниках), отработавшие свой срок за период окупаемости заменяющих ламп (светильников).

В таблицах 1, 2, 3 представлены характеристики и расчет экономии при замене ламп накаливания 60, 75, 250 Вт на светодиодные лампы ПТ-884/6-Е27, рисунок 1.

В таблице 2 представлены характеристики и расчет экономии при замене люминесцентных ламп в светильниках с лампами мощностью 36 Вт и цоколем G13, на светодиодные лампы Т8 с цоколем G13, рисунок 54.

В таблице 3 представлены характеристики и расчет экономии при замене светильников с лампами ДРЛ-250 на светодиодные светильники LL-ДКУ-02-090-0300-65Д, рисунок 1.

Ежегодная экономия в стоимостном выражении определяется по формуле:

$$Э = (S_1 - S_2) + \sum_i (З_i^{ЛН} - З_i^{ЭЛ}), \quad \text{руб./год,}$$

где:

Э — ежегодная экономия от реализации мероприятия, руб./год;

S_1 — расходы на оплату ЭЭ при использовании ламп накаливания, руб./год;

S_2 — расходы на оплату ЭЭ при использовании энергосберегающих ламп, руб./год;

$З^{ЛН}$ — средние ежегодные затраты на замену, ремонт и т.п. (включая стоимость расходных материалов) при эксплуатации ламп накаливания за период реализации программы;

$З^{ЭЛ}$ — средние ежегодные затраты на замену, ремонт и т.п. (включая стоимость расходных материалов) при эксплуатации энергосберегающих ламп за период реализации Программы.

Рисунок 1- Светодиодные лампы (слева на право: ПТ-884/6-Е27, Т8 с цоколем G13, LL-ДКУ-02-090-0300-65Д)

Таблица 1. Расчет экономии при замене ламп накаливания 60 Вт на светодиодные лампы ПТ-884/6-Е27

Тип лампы	N, кВт	n, шт	ΣN, кВт	T,ч	W, кВтч	t, тариф руб/кВтч	Оплата, руб	Годовая экономия		Стоимость ламп, руб.		Кол-во замен	Затраты с заменой
								кВтч	руб.	Стоимость одной лампы, руб/шт	Суммарная стоимость	шт/год	руб. в год
ЛН 60 Вт	0,06	32	1,92	3300	6336	4,06	25724	5069	22163	30	960	105,6	3168
Энергосберегающие лампы	0,012	32	0,38	3300	1267	4,06	5145			150	4800	10,6	1584

Таблица 2. Расчет экономии при замене ламп накаливания 75 Вт на светодиодные лампы ПТ-884/6-Е27

Тип лампы	N, кВт	n, шт	ΣN, кВт	T,ч	W, кВтч	t, тариф руб/кВтч	Оплата, руб	Годовая экономия		Стоимость ламп, руб.		Кол-во замен	Затраты с заменой
								кВтч	руб.	Стоимость одной лампы, руб/шт	Суммарная стоимость	шт/год	руб. в год
ЛН 75 Вт	0,075	33	2,48	3300	8168	4,06	33160	6534	27944	30	990	108,9	3267
Энергосберегающие лампы	0,015	33	0,50	3300	1634	4,06	6632			170	5610	10,9	1851

Таблица 3. Расчет экономии при замене светильников с лампами ДРЛ-250 на светодиодные светильники LL-ДКУ-02-090-0300-65Д

Тип лампы	N, кВт	n, шт	ΣN, кВт	T,ч	W, кВтч	t, тариф руб/кВтч	Оплата, руб	Годовая экономия		Стоимость ламп, руб.		Кол-во замен	Затраты с заменой
								кВтч	руб.	Стоимость одной лампы, руб/шт	Суммарная стоимость	шт/год	руб. в год
ДРЛ 250 Вт	0,25	25	6,25	3300	20625	4,06	83738	14025	18167	30	750	82,5	2475
Энергосберегающие лампы	0,08	25	2,00	3300	6600	4,06	26796			5000	125000	8,3	41250

Установка электронных пускорегулирующих аппаратов (ЭПРА)

Электронные ПРА, или ЭПРА, предназначены для бесстартерных схем подключения люминесцентных ламп. Данный способ обеспечивает более высокую надежность и долговечность работы ламп. Также при использовании ЭПРА, в системе отсутствует гул и мерцание, часто встречающиеся при стартерных схемах подключения. Еще одним преимуществом использования электронных балластов являются их небольшой вес и габаритные размеры. Но наряду с явными техническими преимуществами электронные балласты для люминесцентных ламп уступают по цене электромагнитным.

Электронные ПРА являются более дорогими по сравнению с электромагнитным ПРА устройствами, однако начальные затраты компенсируются их высокой экономичностью, которая характеризуется:

— уменьшенным на 30 % энергопотреблением (при сохранении светового потока) за счет повышения светоотдачи лампы на повышенной частоте и более высокого КПД;
— увеличенным на 50% сроком службы ламп благодаря щадящему режиму работы и пуска;

— снижением эксплуатационных расходов за счёт сокращения числа заменяемых ламп и отсутствия необходимости замены стартеров;
— дополнительным энергосбережением до 80% при работе в системах управления светом;
— возможностью создания систем управления светом.

В связи с повышающимися тарифами на электроэнергию использование ЭПРА для люминесцентных ламп становится все более и более целесообразным. Даже при нынешних ценах на ЭПРА, которые в 5 — 10 раз выше, чем на электромагнитный ПРА и стартёр, ЭПРА окупается за счёт экономии электроэнергии и увеличения срока службы ламп. Специалисты крупнейших светотехнических фирм (Osram, Philips, Motorola и др.) посчитали, что при нынешнем уровне цен электроэнергии и аппаратов срок окупаемости ЭПРА составляет от 1 до 2,5 лет в зависимости от времени работы ламп.

В настоящее время ЭПРА, представленные на рынках России, можно разделить на две группы по ценовому признаку: простые ЭПРА сопоставимые по цене с магнитными балластами (70-80 руб. за ЭПРА 2×40 Вт) и высококачественные ЭПРА по цене намного превосходящие магнитные (350-600 руб. за ЭПРА 2×40 Вт). Сегмент высококачественных ЭПРА на российском рынке представлен ведущим европейским производителем

пускорегулирующей аппаратуры ELT (Испания). Продукцию ELT отличают высокие технические характеристики и надежность в работе, которые обеспечиваются:

- предварительным подогревом катодов для обеспечения длительного работы лампы без вспышек и мерцания;
- самозажимными клеммными колодками;
- возможностью работы до 4 люминесцентных светильников от одного ЭПРА;
- небольшими размерами и весом ЭПРА, что позволяет его установку рядом со светильником;
- бесшумный режим работы;
- гарантийным сроком 3 года на всю продукцию.

Для расчета экономии от внедрения мероприятия, принимаем уменьшение потребления электрической энергии на нужды освещения ЛЛ на 10%:

ЭЭ =149458*0,1=77569 (кВтч);

ЭЭ =14945,8*2,85=42600 (руб.).

Затраты на проведение мероприятия:

Принимаем среднюю стоимость ЭПРА – 150 руб./шт. Из расчета 1 ЭПРА на 1 светильник (4 лампы) получаем следующие затраты:

$I_0 = 150 \cdot 472 = 70800$ руб.

Срок окупаемости, год:

$$T = \frac{I0}{ЭЭ} = 1{,}6$$

Установка инфракрасных датчиков движения и присутствия

Обнаружение человека по изменению потока теплового (инфракрасного) излучения на приемной площадке чувствительного элемента датчика, связанного с движением, или резким изменением температуры находящихся в поле зрения датчика объектов.

Датчики, способные обнаруживать только большие движения (идущих людей), называются датчиками движения.

Датчики, обнаруживающие мелкие движения людей, в том числе сидящих или стоящих, называются датчиками присутствия.

Большинство инфракрасных датчиков могут работать и в том, и в другом режиме – в зависимости от времени задержки отключения света после последнего зарегистрированного движения.

Существуют датчики с функцией мониторинга естественной освещенности – датчик постоянно измеряет освещенность естественным светом и не включает (или отключает – для датчиков присутствия) светильники, если естественная

освещенность превышает заданное пороговое значение, даже если в поле зрения датчика находятся люди.

Экономический эффект.

По данным сайта http://energosovet.ru в помещениях с постоянным пребыванием людей экономия электроэнергии от потребления на цели освещения составляет от 50 %, в местах без постоянного пребывания людей достигает 85 %.

В проходных помещениях с большим потоком людей – до 60 %.

Система состоит из двух основных элементов - датчика движения и исполнительного блока, соединенных между собой слаботочным проводом. Датчик, «увидев» человека посылает сигнал на блок, который включает линию на заданный временной интервал.

Датчики необходимо установить в холле и коридоре второго этажа.

Датчики ИКД-1-1 оснащены режимом блокировки срабатывания при дневном свете, что может реализовать дополнительные энергосберегающие возможности.

В случае больших холлов (20 м^2 и более) необходимо один-два датчика присутствия. Датчик (датчики) должны просматривать практически все пространство холла без крупных «мертвых зон», но также важно исключить возможность

попадания в поле зрения данных датчиков других областей здания (например прилегающего коридора).

Стоимость энергосберегающего оборудования:

- Датчики движения ИКД-1-1 (350 руб./шт.)

- Исполнительные блоки СБЗ-С-ВР (650 руб./шт.)

На оборудование предоставляется гарантия 2 года с момента продажи.

Принимаем значение экономии в размере 3 % от потребления электрической энергии на цели освещения. С учетом среднего тарифа на электрическую энергию 2,85 руб./кВт*ч получаем экономию:

ЭЭ =775 692*0,03=23 271 (кВтч);

ЭЭ =23 271*2,85=66 320 (руб.).

Предлагается установить 30 датчиков движения. Затраты на проведение мероприятия составят:

I_0 = 1000*30 = 30000 руб.

Срок окупаемости, год:

$$T = \frac{I0}{ЭЭ} = 0{,}45$$

Замена силовых трансформаторов

На объекте установлены трансформаторы общей мощностью 2,71 МВА. В ходе инструментального обследования было определено, что средний коэффициент мощности объекта имеет значение порядка 0,85.

Таким образом, установленная активная мощность, преобразуемая силовыми трансформаторами имеет величину порядка 2,3 МВт.

Учитывая установленную мощность объекта 1,95 МВт, а разрешенную заявленную – 1,5 МВт, рекомендуется заменить силовые трансформаторы тока на более соответствующие заявленным нагрузкам. Это позволит снизить потери холостого хода в трансформаторах. А с 1974 года (год установки существующих трансформаторов), были разработаны трансформаторы с меньшим значением потерь холостого хода, того же номинала.

Расчет потерь в трансформаторах.

$\Delta \mathbf{W_т = \Delta W_{xx} + (\Delta W_н^1 \times W_т/100)}$, кВт*час, где

$\Delta W_{xx} = \Delta P_{xx} \times To \times (U_i / U_{ном})^2$ - потери холостого хода силового трансформатора, кВт*час;

$\Delta W_н^1 = (\Delta W_н / W_т) \times 100\%$ - относительные нагрузочные потери силового трансформатора, %;

$\Delta W_н = К_к \times \Delta P_{ср} \times Тр \times К_ф^2$ - нагрузочные потери силового тр-ра,

кВт*час;

$К_ф^2$ = (1+2Кз)/3Кз — квадрат коэффициента формы графика за расчетный период, у.е.;

Кз = [Wт / (Sн x Тр x cosφ)] x 10^{-3} - коэффициент загрузки тр-ра (заполнения графика), у.е.;

$\Delta P_{ср} = 3 \times I^2_{ср} \times R \times 10^{-3}$ - потери мощности в силовом тр-ре, кВт;

$I_{ср}=W_т /(\sqrt{3} \times U_{ср} \times Тр \times \cos \varphi)$ – средняя нагрузка за расчетный период, А;

$R = (\Delta P_{кз} \times U^2_{ном} /S^2_{ном}) \times 10^{-3}$ - активное сопротивление силового тр-ра, Ом;

$К_к$ — коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (справочная величина, принимается равным 0,99), у.е.

Таблица 4. Характеристики трансформаторов ТМ

		ТП4	ТП 4	ТП1	ТП2	ТП 3	ТП5
Sнт	номинальная мощность трансформатора, МВА;	0,4	0,4	0,4	0,25	0,63	0,63
Uном	номинальное напряжение, кВ	10	10	10	10	10	10
Wт	потребленная активная электроэнергия за месяц, кВт*час	709000	1778000	705200	762200	1057700	698700

ΔРхх	потери мощности холостого хода трансформатора, кВт;	0,95	0,9	0,74	0,74	1,31	1,25
ΔРкз	потери мощности короткого замыкания, кВт;	5,5	5,5	3,7	3,7	7,6	7,6
Тр	число часов работы трансформатора под нагрузкой за расчетный период, час;	720	720	720	720	720	720
То	время присоединения трансформатора за расчетный период к сети, час;	720	720	720	720	720	720
Кк	коэффициент различия конфигураций;	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
cosφ	средневзвешенный коэффициент мощности для трансформатора.	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
ΔWт	Потери в трансформаторах, кВт*ч	15532,91	85128,7	25453,59	29405,74	54437,43	10463,29

Предлагается заменить существующие трансформаторы серии ТМ на трансформаторы серии ТМГМШ.

Рисунок 2. Трансформатор

Трансформаторы ТМГМШ предназначены для потребителей с повышенными требованиями к уровню шума и к уровню потерь холостого хода.

Номинальная частота 50 Гц. Регулирование напряжения осуществляется в диапазоне до ± 5 % на полностью отключенном трансформаторе (ПБВ) переключением ответвлений обмотки ВН ступенями по 2,5 %.

Трансформаторы ТМГМШ герметичного исполнения, без маслорасширителей. Температурные изменения объема масла компенсируются изменением объема гофров бака за счет пластичной их деформации.

Для контроля уровня масла в трансформаторах предусмотрен маслоуказатель поплавкового типа.

Для недопущения избыточного давления в баке сверх допустимого в трансформаторах мощностью от 25 до 63 кВ.А устанавливается предохранительный клапан.

Для контроля внутреннего давления в баке и сигнализации в случае превышения им допустимой величины в трансформаторах ТМГМШ мощностью 630 и 1000 кВА, размещаемых в помещении, предусматривается по заказу потребителя установка электроконтактного мановакуумметра.

Для измерения температуры верхних слоев масла на крышке трансформаторов ТМГМШ предусмотрена гильза для установки жидкостного термометра.

Для измерения температуры верхних слоев масла и управления внешними электрическими цепями трансформаторы ТМГМШ мощностью от 630 до 1000 кВА по заказу потребителя комплектуются манометрическим сигнализирующим термометром.

Трансформаторы ТМГМШ мощностью от 160 до 630 кВ.А по заказу потребителя комплектуются транспортными роликами для перемещения трансформатора в продольном и поперечном направлениях.

Таблица 5. Характеристики трансформаторов ТМГМШ

		ТП4	ТП4	ТП1	ТП2	ТП3	ТП 5
Sнт	номинальная мощность трансформатора, МВА;	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,25
Uном	номинальное напряжение, кВ	10	10	10	10	10	10
Wт	потребленная активная электроэнергия за месяц, кВт*час	709000	1778000	705200	762200	1057700	698700
ΔPхх	потери мощности холостого хода трансформатора, кВт;	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,45
ΔPкз	потери мощности короткого замыкания, кВт;	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	3,7
Тр	число часов работы трансформатора под нагрузкой за расчетный период, час;	720	720	720	720	720	720
То	время присоединения трансформатора за расчетный период к сети, час;	720	720	720	720	720	720
Кк	коэффициент различия конфигураций;	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
cos φ	среднезвешенный коэффициент мощности для трансформатора.	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
ΔWт	Потери в трансформаторах,	9588,195	52548,47	15712,1	18151,65	33603,28	6458,8

	кВт*ч						07

Общая экономия по потерям в трансформаторах составит 84,359 кВт*ч в год.

Экономия в денежном выражении составит 297,8 тыс. руб.

Затраты на оборудование и монтаж составят 1,1 млн.руб.

Прямой срок окупаемости составит 9,2 года.

Мероприятия по снижению энергопотребления насосным оборудованием

Наибольшую мощность электроприемников установленных в котельных имеет насосное оборудование и, как следствие, значительная часть электропотребление приходится именно на него.

Вопросы эффективной работы насосно-силового оборудования в последние годы становятся все более актуальными в связи с ростом тарифов на электрическую энергию, расходы на которую в общей структуре затрат могут быть очень значительными.

Поэтому вопрос снижения затрат на электроэнергию для предприятий заключается, прежде всего, в эффективном использовании насосного оборудования.

Главные причины неэффективного использования насосного оборудования следующие:

1. Переразмеривание насосов, т.е. установка насосов с параметрами подачи и напора большими, чем требуется для обеспечения работы насосной системы.

2. Регулирование режима работы насоса при помощи задвижек.

Основные причины, которые приводят к переразмериванию насосов следующие:

1. На стадии проектирования закладывается насосное оборудование с запасом, на случай непредвиденных пиковых нагрузок или с учетом перспективного развития микрорайона, производства и т.д. Нередки случаи, когда подобный коэффициент запаса может достигать 50%.

2. Изменение параметров сети – отступления от проектной документации при строительстве, коррозия труб во время эксплуатации, замена участков трубопроводов при ремонте и т.п.

Все эти факторы приводят к тому, что параметры насосов не соответствуют требованиям системы. Для обеспечения требуемых параметров по подаче, напору в системе эксплуатирующие организации прибегают к регулированию потока при помощи задвижек, что приводит к значительному

увеличению потребляемой мощности как из-за работы насоса в зоне низкого к.п.д., так и за счет потерь при дросселировании.

Обосновывая применение зарубежного оборудования, представители иностранных компаний в качестве исходных данных для проведения сравнительного анализа берут значения энергопотребления насосов при реальных условиях эксплуатации и сравнивают их с данными каталогов зарубежных производителей. Результатом такого анализа становится вывод о, якобы, быстрой окупаемости зарубежного оборудования, которое по стоимости превышает стоимость отечественного в несколько раз, в течение одного-двух лет. Основной причиной значительного сокращения энергопотребления при замене одних насосов на другие является не техническое превосходство вновь установленных насосов, а соответствие их параметров требованиям системы.

Это достигается правильным подбором насоса в соответствии с реальными характеристиками системы. Поэтому сведения, которые появляются в открытых источниках, рекламных материалах о том, что замена насосов российского производства на насосы зарубежного производства приводит к снижению энергопотребления на 20-30%, являются некорректными. В тех системах теплоснабжения, где параметры сети меняются во времени в зависимости от изменения суточного или сезонного теплопотребления подобрать насос, для которого диапазон

изменения параметров сети находился бы в пределах рабочего диапазона насоса, бывает невозможно. В этом случае значительную экономию может принести применение систем управления насосами в зависимости от меняющихся параметров сети. В подобных системах регулирование параметров насосов осуществляется при помощи частотного и каскадного регулирования.

По данным Гидравлического института США и Европейской ассоциации производителей насосов основные мероприятия, которые приводят к снижению энергопотребления и его размеры приведены в таблице.

Эффективность методов снижения энергопотребления в насосных системах

Методы снижения энергопотребления в насосных системах	**Размер снижения энергопотребления**
Замена регулирования подачи задвижкой на регулирование частотным преобразователем	10 – 60%
Снижение частоты вращения	5 – 40%
Каскадное регулирование при помощи параллельной установки насосов	10 – 30%
Подрезка рабочего колеса, замена рабочего колеса	10 – 20%
Замена электродвигателей на более эффективные	1 – 3%
Замена насосов на более эффективные	1 – 2%

Необходимо обратить внимание на то, что снижение энергопотребления за счет замены насосов на аналогичные может принести максимум 2% экономии. Основной потенциал по энергосбережению заключается в замене регулирования подачи насоса задвижкой на частотное или каскадное регулирование, т.е. применении систем способных адаптировать параметры насоса под требования системы.

При принятии решения о применении того или иного способа регулирования необходимо учитывать, что каждый из этих способов регулирования также следует применять, отталкиваясь от параметров сети, на которую работает насос.

Таблица 6. Экономия электрической энергии от установки частотно-регулируемых приводов

№ п/п	Объект	Годовая экономия энергетических ресурсов			Затраты, тыс. руб.	Средний срок окупаемости лет
		в натуральном выражении тыс.кВтч		в стоим. выр. тыс. руб.		
1	Котельная Установка преобразователя частоты (2013 год)	1030,75	20 % от общего потребления	361,67	423,00	0,41

2	Котельная Установка преобразователя частоты (2013 год)	12072,68	20 % от общего потребления	4236,03	1676,00	0,14
3	КНС Установка преобразователя частоты (2013 год)	1289,25	20 % от общего потребления	452,37	230,00	0,18
4	ГКНС Установка преобразователя частоты (2013 год)	3842,73	20 % от общего потребления	1348,33	230,00	0,06
5	**Итого**	**18235,41**	**20 %**	**6398,39**	**2559,00**	**0,14**

2.4.4 Мероприятия по экономии топлива

Автоматизация котельной

Оптимизация процессов горения в различных котлах осуществляется посредством внедрения автоматической системы управления. Процесс работы котла контролируется компьютером, посредством ввода оператором исходных параметров. Уменьшается время работы человека с котельным оборудованием, отсутствует влияние человеческого фактора.

Автоматизация процессов горения (подержание оптимального соотношения топливо-воздух), что приведёт к

снижению ПДВ, снимается проблема перерасхода топлива, повышается безопасность процесса выработки тепловой энергии.

На котельной необходимо выполнить полную автоматизация процесса выработки тепловой энергии, включая насосное и вспомогательное оборудование (АСУ ТП).

Всё управление технологическими процессами на котельной будет происходить автоматически при помощи программируемого устройства контроллера (нижний уровень АСУ ТП), контроль над технологическим процессом осуществляется обслуживающим персоналом с пульта управления через персональный компьютер с мнемосхемой управления процессом (верхний уровень АСУ ТП). Обслуживающий персонал только даёт команды на «пуск» или «стоп» того или иного оборудования или вносит свои корректировки в технологический процесс работы источника тепловой энергии. Также используются автоматические корректирующие газоанализаторы.

Оптимизация процессов горения может осуществляться в котельных на любом виде топлива, но наиболее эффективна при новом строительстве или модернизации котельной. Большинство современных котлов выпускается с системами автоматического управления. При использовании нескольких котлов в котельной,

для выбора оптимальной загрузки котлоагрегатов требуется выполнять проект по автоматизации.

АСУ ТП позволяет решать следующие задачи:

- автоматическая подготовка котлоагрегата к розжигу;
- автоматический розжиг горелок котла с переходом в режим минимальной мощности;
- управление нагрузкой и оптимизация соотношения топливо-воздух каждой из горелок котла;
- управление тепловым режимом котла;
- регулирование температуры сетевой воды на выходе из котельной в зависимости от температуры наружного воздуха;
- защита, сигнализация и блокировка работы котла при неисправностях;
- управление с операторских станций технологическим оборудованием (дымосос, вентиляторы, задвижки);
- обеспечение оперативно-технологического персонала информацией о параметрах теплового режима и состоянии технологического оборудования;

— регистрация в режиме реального времени параметров технологического процесса и действий оперативного персонала;

— протоколирование и архивирование информации;

— представление архивной информации и результатов расчетов.

Согласно журналу «Энергосовет», а также сайту www.energosovet.ru автоматизация котельной может привести к:

— уменьшению расхода топлива на 3-5%, соответственно, к уменьшению себестоимости тепловой энергии;

— повышению безопасности процесса выработки тепловой энергии: уменьшению аварийных остановов котлов на 80%:

— для муниципального образования - улучшение качества и надежности теплоснабжения, снижение тарифов для потребителей, снижение вредных выбросов в атмосферу.

Экономический расчет.

Примем экономический эффект от реализации мероприятия 3 %.

Расход топлива на котельной составляет 85,08 тыс. куб.м.

Экономия в натуральном выражении составляет:

Энат= 85,08*0,03=2,55 тыс. куб. м.

Таким образом, годовая экономия топлива может составить в стоимостном выражении с учетом экономии на заработной плате постоянно обслуживающего персонала (средняя стоимость газа 3602 руб/тыс.куб.м.):

Эден=2,55*3602+300= 309,2 тыс. руб.

Срок окупаемости равен:

$$\text{Тс} = \frac{\text{И}}{\text{Э}} = \frac{3350}{309{,}2} = 10{,}8 \text{ лет}$$

Перевод котельной на газ

Оборудование котельной морально и физически изношено. Угольные котлы работают с чрезвычайно низким КПД, и как следствие, с высокими удельными расходами топлива. Для снижения затрат на топливо, предполагается перевод котельной на газ. Существующий удельный расход условного топлива на котельной составляет 204,4 кг.у.т./Гкал.

$B = Q_{\text{выр}} * b * 10^{-3}$ т.у.т.,

где:

В - годовой расход условного топлива, т. у.т.;

$Q_{\text{выр.}}$ - суммарная выработка теплоты котельной, 201 Гкал;

$\eta_{\text{ка}}$ – КПД котельной %

Удельный расход условного топлива вычисляется:

$$b = \frac{142{,}86}{\eta_{ка}} * 100$$, кг.у.т./Гкал,

В усл = В нат * Э , т.е.

где:

$В_{нат}$ - годовой расход натурального топлива, $м^3$;

Э – калорийный эквивалент для перевода натурального топлива в условное, 0,796.

Удельный расход условного топлива после замены котлов и суммарный расход топлива составляет:

$$b = \frac{142{,}86}{0{,}95} * 100 = 150{,}3$$, кг.у.т./Гкал

$$B = Q_{выр} * b * 10^{-3} = 201 * 150{,}3 * 10^{-3} = 30{,}16$$ т.у.т.

Расход топлива до замены котлов составляет 41 т.у.т .

В натуральном выражении расход топлива:

$В_{нат.газ}$=30,16*1,154=26,13 тыс. куб. м.

$В_{нат.уг}$= 73,62 т.

Таким образом, годовая экономия топлива может составить в стоимостном выражении:

Э=73,62*4000-26,13*3600-=200,4 тыс. руб.

Затраты на реализацию мероприятия составят 2500 руб.

Срок окупаемости равен:

$$Тс = \frac{И}{Э} = \frac{2500}{200{,}4} = 12{,}5 \text{ года},$$

Установка системы водоподготовки на котельных

Водоподготовка котельных является необходимым атрибутом любой котельной. Основная задача системы водоподготовки для котельных - предотвратить образование минеральных отложений на внутренней поверхности водогрейных котлов, теплообменников и трубопроводов тепловых станций. Эти отложения приводят к значительным потерям мощности водогрейных котлов, а в некоторых случаях могут полностью заблокировать работу котельной из-за закупоривания внутренней конструкции водогрейного оборудования или образования очаговой коррозии.

Примерная схема водоподготовки для водогрейных котлов приведена на рисунке ниже.

В том случае, когда водоподготовка котлов отсутствует, могут возникнуть определенные проблемы. Прежде всего, это перерасход топлива, увеличение потребляемой электроэнергии и рост затрат на кислотную промывку теплообменников и котлов.

Все это вызвано накипью, которая образуется вследствие использования необработанной питательной жидкости.

Рисунок 33 Примерная схема водоподготовки для водогрейных котлов

Также, весьма ощутимыми становятся затраты на постоянный преждевременный ремонт трубопроводов и оборудования, вызванный коррозией. И все это ведет к снижению КПД котлов и систем. Если не удалять имеющиеся уже отложения, то это неизбежно станет причиной роста КПД, что в свою очередь может вызвать значительное перегревание поверхностей и привести даже к взрыву котла. Но если внимательно отнестись к вопросу, как рассчитать водоподготовку для котла, то можно повысить КПД устройств без лишних проблем.

Образование отложений на греющих и теплопередающих поверхностях может вызвать:

— перегрев отдельных участков и, как следствие, образование трещин;

— снижение теплопередачи и теплопроизводительности;

— уменьшение рабочего сечения труб, ведущее к повышению сопротивления потока;

— появление посторонних шумов.

Каждый 1ºdH карбонатной жесткости при прохождении 1м^{3}неумягченной воды увеличивает известковые отложения на 18 грамм.

Около 80% теплопередачи приходится приблизительно на 20% греющей поверхности. Средняя расчетная толщина слоя накипи составляет 0,1 мм, а в зоне пламени горелки — 0,5 мм. Отложение толщиной 0,5 мм (рыхлое отложение, преимущественно, карбонаты) приводит к потери энергии 9–10%.

По данным производителей (www.bwt.ru) вычислено, что при объеме системы 1–3 м^{3}и подпитке водой с жесткостью 10–20 °dH, потери энергии составляют 7–11%.Шлам, образующийся при окислении растворенного железа и марганца, а также попадания механических частиц уменьшает размер рабочего сечения труб.

Рисунок 2 Отложения в котле и нагревательной системе

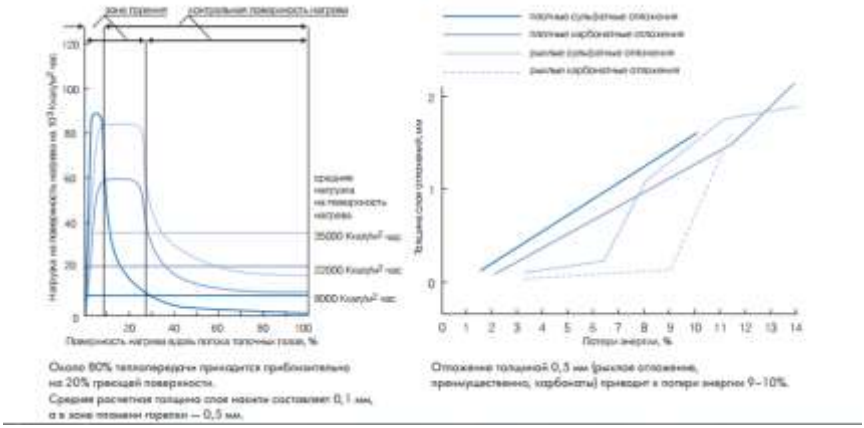

Рисунок 3 Графики зависимостей потерь энергии от толщины слоя накипи

Расчет экономического эффекта

Примем, что установка системы водоподготовки на котельных позволит сократить потери тепловой энергии на 5 %. Экономический эффект по объектам приведен в следующей таблице.

Таблица 7. Экономия котельно-печного топлива от установки системы химводоочистки

№ п/п	Объект	Годовая экономия энергетических ресурсов			Затраты, тыс. руб.	Средний срок окупаемости лет
		в натуральном выражении Гкал	в натуральном выражении топлива	в стоимостном выражении тыс. руб.		
1	Котельная №3	532,21	975,39	147,73	600,00	1,13

Реконструкция изоляции надземных и подвальных тепловых сетей

Предлагается провести замену минераловатной изоляции тепловых сетей на пенополиуретановые (ППУ) скорлупы.

Скорлупы ППУ используются для теплоизоляции труб горячего и холодного водоснабжения. Быстрый и удобный монтаж скорлуп позволяет производить работы в максимально сжатые сроки, на трубопроводах с отрицательными температурами не требуется применение пароизоляционного слоя. Срок эксплуатации трубопроводов при использовании скорлуп ППУ увеличивается.

Пенополиуретановые скорлупы - это жесткая неплавкая термоактивная пластмасса с сильно сетчатой структурой.

Основные преимущества теплоизоляции ППУ скорлупами:

- низкая трудоемкость монтажа;
- возможность многоразового использования;
- быстрый доступ к поврежденным участкам труб;
- большой срок эксплуатации.

Преимущества использования пенополиуретановых скорлуп:

- продолжительный срок службы;
- возможность круглогодичного монтажа;
- быстрый монтаж (за 1 рабочий день двое рабочих изолируют не менее 300 п.м. трубопровода), который может быть осуществлен при любых температурных условиях окружающего воздуха;
- отсутствие эффекта зимнего «парения» (снег на трубопропроводе, изолированном пенополиуретановыми скорлупами не тает, в отличие от трубопровода, изолированного минеральной ватой);

— повышенная механическая прочность и стойкость к вандализму.

Скорлупы из жесткого пенополиуретана толщиной 40мм соответствуют по своим теплоизолирующим показателям скорлупам из минеральной ваты толщиной 100мм. При этом, в отличие от минватных, пенополиуретановые скорлупы не изменяют своих теплофизических показателей в течение длительного промежутка времени.

Монтаж скорлуп из жесткого ППУ на трубопроводе производят:

— путем крепления на трубе стяжками, скобами;

— путем предварительного нанесения клея на стыки и на внутренние поверхности скорлуп с последующим креплением на теле трубы стяжками, скобами.

Физико-механические характеристики ППУ скорлуп

Кажущаяся плотность, кг/м³	не менее	45
Разрушающее напряжение при сжатии, кПа	не менее	250
Разрушающее напряжение при изгибе, кПа	не менее	300
Водопоглощение, %	не более	2
Температура размягчения по Вика, при	не менее	130

нагрузке 10Н, °С	
Теплопроводность, Вт/(м·К)	не более 0,028

Согласно данным предприятия, необходимо провести замену изоляции тепловых сетей от котельной № 6 (от УТ-1 до ПТУ-56 по 4 линии). Общая протяженность тепловой сети от котельной № 6 в двухтрубном исполнении составляет 33219 м.

Пример:

Необходимо провести замену изоляции тепловых сетей от котельной. Общая протяженность тепловой сети от котельной в двухтрубном исполнении составляет 3200 м.

— утвержденные потери (определяются расчетным способом, согласно правил учета тепловой энергии и теплоносителя, утв. Минторэнерго ВК-4936) составляют 22394 Гкал/год и 1316 Гкал соответственно (8%);

— расчетно-нормативные потери тепловой энергии (расчет представлен в главе 4) при её передаче по сетям составляют 24110 Гкал/год (8,61 %) и 2440 (14,83%);

Разница между утвержденными и расчетными потерями составляет 1938 Гкал/год и 1123 Гкал соответственно, что в денежном выражении, при стоимости 1198 руб./Гкал составляет

7179,237 тыс. руб./год и 1345 тыс. руб./ год. Для более точной оценки величины тепловых потерь необходимо установить приборы учета тепловой энергии на всех источниках теплоты и у потребителей.

Ожидается сокращение тепловых потерь до 8%.

Экономия тепловой энергии – 2839 Гкал

В стоимостном выражении: 3401 тыс. руб.

Экономия топлива:

Природного газа – 396 т. $м^3$

Стоимость 1 $м^3$ природного газа составляет 3,602 руб.

Эден=396*3,602=1425 (тыс. руб./год)

Срок окупаемости, лет

$$Тс = \frac{И}{Э} = \frac{5900}{1425} = 4{,}14 \text{ лет}$$

2.4.5 Мероприятия по экономии воды

Замена старых водопроводов на ПНД

В настоящее время в системе водоснабжение в основном используются старые трубы, находящиеся в изношенном состоянии, в связи с чем, планируется его замена на трубы ПНД.

Трубы ПНД из полиэтилена имеют неоспоримые преимущества перед металлическими:

— вода, замерзшая внутри трубы ПНД, не повредит ее;
— просадка дома, к которому подведен трубопровод, вызовет разрушение металлической трубы, в то время как труба ПНД способна растягиваться до 7% без потери своих качеств;
— трубы ПНД токсикологически и бактериологически безопасны;
— просты в обслуживании (трубы ПНД легко заменяются);
— трубы ПНД не относятся к категории опасных грузов;
— цвет труб ПНД - черный, однородный;
— наружный диаметр выпускаемых труб - от 20 до 1200 мм.

Трубы, выпускаемые в прямых отрезках (от 6 до 12 м по согласованию с потребителем), связываются в пакеты.

Трубы, диаметром не более 110 мм изготавливаются в бухтах от 100 до 2000м.

Предлагается заменить следующие участки водопроводов, указанные в таблице 9.

Таблица 8. Экономия котельно-печного топлива от установки системы химводоочистки

№ п/п	Д, мм	Годовая экономия энергетических ресурсов		Затраты, тыс. руб.	Средний срок окупаемости лет
		в стоимостном выражении тыс.руб.	в натуральном выражении тыс.куб.м		
1	Замена Д=159 мм на ПНД Д=160 мм	26778,36	867,17	4773,00	0,18
2	Замена Д=400 мм на ПНД Д=500 мм			20762,00	
3	Замена Д=150 мм на ПНД Д=160 мм			3764,00	
4	Замена Д=221 мм на ПНД Д=225 мм			6902,00	
5	Замена Д=221 мм на ПНД Д=225 мм			7740,00	
6	Замена Д=150 мм на ПНД Д=160 мм			2707,00	

№ п/п	Д, мм	Годовая экономия энергетических ресурсов		Затраты, тыс. руб.	Средний срок окупаемости лет
		в стоимостном выражении тыс.руб.	в натуральном выражении тыс.куб.м		
7		26778,36	867,17	46648,00	1,74

2.4.6 Мероприятия по экономии моторного топлива

Мероприятия по замещению природным газом бензина

Преимущества перевода автомобилей на газ:

— на сегодняшний день стоимость газа составляет 16,5-17 руб./л (среднестатистическая окупаемость эксплуатации автомобиля составляет 2-5 месяцев, что составляет ежедневную экономию в размере от 66 до 514 рублей);

— нефтяной газ представляет собой смесь пропана, бутана и незначительного количества (около 1%) непредельных углеводов. Фактически на автомобильные газонаполнительные станции поступают две марки газа, регламентируемые

соответствующими ГОСТами: зимняя (85-95% пропана) и летняя (45-55% пропана). Такое сочетание учитывает свойства СНГ в зависимости от температуры окружающего воздуха и позволяет круглый год эксплуатировать автомобиль на газе;

— антидетонационная стойкость: октановое число нефтяного газа 103-105, что практически исключает самопроизвольную детонацию. Это достоинство газа может быть особенно актуально для двигателей с высокой степенью сжатия, потребляющих высокооктановый (и дорогой) бензин;

— отсутствие катализаторов разрушения металлов: газ не содержит вредных примесей (свинец, сера), которые на химическом уровне разрушают детали камеры сгорания, каталитический нейтрализатор;

— диффузия: газ легко смешивается с воздухом и равномерней заполняет цилиндры однородной смесью, поэтому двигатель работает ровнее и тише. Газовая смесь сгорает почти полностью, поэтому не образуется нагар на поршнях, клапанах и свечах зажигания;

— стабильность агрегатного состояния: газ поступает в двигатель в паровой фазе, поэтому он не смывает масляную пленку со стенок и не разбавляет масло в картере;

— скорость сгорания смеси: газ сгорает несколько медленнее, чем бензин, что снижает нагрузки на поршневую группу и коленчатый вал, вследствие чего двигатель работает «мягче»;

— экологичность: содержание вредных веществ в выхлопе снижается в несколько раз и соответствуют стандартам, принятым по нормам ЕВРО2 и ЕВРО3.

В сумме все эти факторы дают двойную (и более) экономию средств на топливе, продлевают срок службы двигателя на 30-40%, масла и свечей в два раза, и, как следствие, значительно снижают не только эксплуатационные, но и ремонтные затраты.

Эффективность данного мероприятия обеспечивается экономией эксплуатационных затрат за счет низкой стоимости одного кубометра газа (энергетический эквивалент одного литра нефтяного топлива), которая определена Постановлением Правительства Российской Федерации за № 31 от 15.01.93г. в размере не более 50% стоимости одного литра бензина А-76.

Пример.

Всего в организации 17 транспортных средств, работающих на бензине. За 2012 г. транспортными средствами было израсходовано 111,146 тыс. л бензина. Предлагается перевести с бензина на газ 8 автомобилей

Таблица 9. Экономия бензина от перевода ТС на газ

Показатели	Бензин	Компримированный природный газ	Примечания
Годовое потребление топлива	43,38 тыс. л	43,38*1,2=52,05 $м^3$	Средняя стоимость бензина АИ-80-АИ-92 принята 28,64 руб./л, газа – 16,5 руб./ $нм^3$
Годовые затраты на топливо	1242,27 тыс.руб.	858,84 тыс.руб.	

Экономия составит 383,44 тыс.руб.

Затраты на проведение мероприятия в среднем составят 400 тыс.руб. Срок окупаемости, год:

$$T = \frac{I0}{ЭЭ} = 1 год$$

Применение ревитализанта для дизельных двигателей

Слово «ревитализация» (от латинского «vita» – жизнь) буквально - «возвращение жизни». Открытие явления ревитализации базируется на уникальных физико-химических процессах, которые, при определенных условиях, могут происходить в зоне трения. При работе механизма на парах трения возникают нагрузки. При сверхнагрузках выделяется избыточная энергия, которая идет на разрушение. Если же внести в зону

трения уникальный строительный материал – ревитализант, то в перегруженной зоне создаются такие условия, при которых энергетически более выгодно строить новое, а не разрушать старое, т.е. знак меняется с «минуса» на «плюс».

Эффективность и работоспособность двигателя во многом зависит не только от состояния самого двигателя, но и от многих других факторов, процессов и механизмов, сопутствующих, участвующих и влияющих на его работу. Например, большой расход масла может быть следствием не только значительного износа деталей двигателя, но и негерметичности прокладок, износа сальников, залегания колец в цилиндре. Поэтому, принимая решение обработать двигатель, в первую очередь необходимо обратить внимание, как на характерные признаки износа, так и на симптомы общего характера.

Своевременной и эффективной является обработка нормально работающих и новых двигателей. Накопленный опыт применения ревитализантов свидетельствует о необходимости как можно более ранней профилактической обработки таких двигателей. При этом новые детали прирабатываются, а незначительно изношенные быстро восстанавливаются. За счет аномально низкого коэффициента трения, образующегося защитного покрытия снижаются внутренние нагрузки на детали двигателя, что значительно продлевает срок его службы. И тогда, в

случае каких-либо неполадок, причины их следует искать на "поверхности": карбюратор, система зажигания, качество топлива.

Основные результаты обработки:

— восстановление и защита от износа трущихся деталей;

— восстановление геометрии деталей;

— экономия топлива на холостом ходу до 30 %;

— повышение давления масла;

— выравнивание и увеличение компрессии по цилиндрам;

— доведение мощности двигателя до 100%;

— снижение шума и вибрации в 10 раз;

— возможность эксплуатации двигателя при аварийной утечке масла до 300 км;

— снижение содержания в выхлопах газах CO и CH в 2-10 раз;

— Основные достоинства обработки:

— не требуется разборка двигателя;

— улучшение работы двигателя уже через 50-100 км.

Для обработки двигателя с объемом масляной системы 3-10 л необходимо 3 тюбика (баллона) ревитализанта.

Стоимость 1 тюбика (баллона) ревитализанта - 1200 руб.

Затраты на проведения одной замены:

$I_0^{\ 1} = 3 \times 1200 = 3600$ руб.

Необходимо провести 100 замен. Затраты составят 360 000 руб.

Ожидаемая экономия по энергоресурсам с учетом действующих цен:

Расход диз. топлива у неарендованных автомобилей – 13,44 тыс.л.

Стоимость 1 л ДТ – 21,58 руб.

Принимаем экономию ДТ 20%.

В натуральном выражении:

$В_{дт}$= 13,44*0,2= 2,69 (тыс. л/год).

В стоимостном выражении:

$В_{руб}$=2,69*21,58=58,02 (тыс. руб./год)

Срок окупаемости, год:

$$T = \frac{I0}{ЭЭ} = 6{,}2 года$$

2.5 Целевые показатели эффективности мероприятий

Целевые показатели указываются раздельно по видам регулируемой деятельности Организаций и видам ТЭР.

Целевые показатели должны быть приведены к сопоставимым условиям, где в том числе должны учитываться прогнозные изменения структуры организации и связанных с этим изменения объемов и норм потребления топливно-энергетических ресурсов.

Регулируемые организации, в зависимости от специфических индивидуальных условий своей регулируемой деятельности, могут указывать в Программах дополнительные или иные целевые показатели и сопутствующие им мероприятия при наличии в них энергосберегающего эффекта.

Объемы выработки энергетических ресурсов на период регулирования и далее составляется с учетом данных перспективной застройки муниципальных образований и т.д.

В случае отсутствия указанной информации, планируемые значения объемов производства энергетических ресурсов возможно оставить такими же по сравнению с базовым годом.

Таблица 10. Целевые показатели энергетической эффективности Программы

Целевые показатели	Ед. изм.	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Теплоснабжение								
расход условного топлива на производство и отпуск 1 Гкал тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	152,02	153,02	154,02	154,02	154,02	154,02	154,02
расход электрической энергии на отпуск 1 Гкал тепловой энергии	кВтч/Гкал	43,01	33,77	39,64	39,64	31,71	31,71	31,71
расход воды на отпуск 1 Гкал тепловой энергии	м3/Гкал	4,25	3,11	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92
Выработка	Гкал	24206	11567	12339	12339	12339	12339	12339
Покупная ТЭ	Гкал	13580	23478	26445	26445	26445	26445	26445
расход тепловой энергии на собственные производственные	Гкал	398	91,38	76	76	76	76	76
	%	1,64%	0,79%	0,62%	0,62%	0,62%	0,62%	0,62%
Отпуск в сеть	Гкал	37388	34954	38708	38708	38708	38708	38708
Потери тепловой энергии в сети	Гкал	3723	3714	7508	7508	7294	7102	6683
	%	9,96%	10,63%	19,40%	19,40%	18,84%	18,35%	17,27%
Расход ЭЭ на выработку ТЭ	тыс. кВтч	1041	390,63	489,1	489,1	391,28	391,28	391,28
Расход воды на выработку ТЭ	тыс.м^3	102,87	35,97	73,03	73,03	73,03	73,03	73,03
степень оснащенности котельной приборами учета ТЭР	%	50	50	70	100	100	100	100
Водоснабжение и водоотведение								
Подъем воды	тыс. м^3	467,74	459,9	438	438	438	438	438
Подано воды в сеть	тыс. м^3	467,74	459,9	438	438	438	438	438
потери воды при ее передаче и отпуске потребителям в процентах к	тыс. м^3	50,50	46,39	43,80	43,80	43,80	28,80	28,80
	%	10,8%	10,1%	10,0%	10,0%	10,0%	6,6%	6,6%
Отпущено воды всего	тыс. м^3	417,24	413,51	394,20	394,20	394,20	409,20	409,20
удельный расход электроэнергии на транспортировку 1 тонны воды	кВтч/м^3	0,74	0,74	0,75	0,75	0,75	0,60	0,60
Перекачено сточных вод	тыс. м^3	377,43	375,00	355,78	355,78	355,78	355,78	355,78
удельный расход электроэнергии на транспортировку 1 тонны стоков	кВтч/м^3	0,94	0,92	0,93	0,74	0,74	0,74	0,74
расход ээ на техн. нужды (вода)	тыс. кВтч	347,37	341,97	326,8	326,8	326,8	261,5	261,5
расход ээ на всп нужды (вода)	тыс. кВтч	62,56	62,56	62,6	62,6	62,6	62,6	62,6
расход ээ на стоки техн нужды	тыс. кВтч	354,8	345,32	330,83	264,66	264,66	264,66	264,66
расход ээ на стоки вспом нужды	тыс. кВтч	248,11	268,55	271,24	271,24	271,24	271,24	271,24

В разделе 7 настоящего методического пособия приведен пример сводной таблицы программы энергосбережения регулируемой организации по мероприятиям экономии электрической энергии.

2.6 Пример сводной таблицы программы энергосбережения регулирумого предприятия

N п/п	Наименование мероприятия	Наименование целевого показателя энергоэффек-тивности	Выдел. источники финансирования					Освоение ист., тыс. руб., без НДС				Достигаемые числ.значения цп. ээ, в натур. выраж.		Экономический эффект мероприятий		Срок окупаемости затрат, лет
			Всего	в том числе				Все-го	в том числе							
				фед. бюжет	рег. бюжет	мест. бюджет	внбюдет		1-й год	2-й год	3-й	на начало	на конец	в на-тур. вы-раж.	в тыс. руб	
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	16	17	18	19	20
Организационные мероприятия																
1	Инструктаж персонала по основам энергосбережения. Разработка положения о поощрении персонала за экономию ТЭР	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Проведение энергетического обследования	-	800	-	-	-	800	800	800	-	-	-	-	-	-	-
3	Замена ламп накаливания, люминесцентных ламп, ламп ДРЛ на более эффективные	Экономия электрической энергии, тыс. кВтч	3133,6	-	-	-	3133,6	3133,6	3133,6	-	-	0	224,228	224,228	601,188	5,2
4	Установка электронных пускорегулирующих аппаратов (ЭПРА)	Экономия электрической энергии, тыс. кВтч	77,57	-	-	-	77,57	77,57	-	77,57	-	0	70,8	70,8	42,6	1,6

5	Замена силовых трансформаторов	Экономия электрической энергии, тыс. кВтч	1100	-	-	-	1100	1100	-	-	1100	0	84,36	84,36	297,8	9,2
6	Установка частотно-регулируемых приводов	Экономия электрической энергии, тыс. кВтч	2559	-	-	-	2559	2559	-	2559	-	0				
7	**Итого**	**-**	7670,17	7670,17	3933,6	2636,57	1100	0	379,388	379,388	941,588	7670,17	7670,17	3933,6	2636,57	1100

3 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

В данном приложении приведен перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности на промышленных предприятиях

1. Компенсация реактивной мощности

Режим реактивной мощности существенным образом сказывается на потерях в распределительных электросетях предприятия, поскольку нагрузочные потери определяются квадратом полного тока, включающего реактивную составляющую.

Установленные приказом Минпромэнерго РФ № 49 от 22.02.2007 нормативные величины коэффициента мощности составляют – 0,928 (для напряжения 6-20 кВ) с 7 до 23 ч и 1,0 - в остальное время суток.

В отсутствие финансовых и юридических санкций за отклонение от нормативных величин в настоящее время (а эта ситуация может измениться), основным стимулом для приведения cos φ к нормативному уровню должно явиться снижение технологических потерь при передаче электроэнергии по

электросетям предприятия и возможность уменьшения присоединённой полной мощности электрооборудования.

Экономия электроэнергии по сравнению с базовым вариантом может составить 10-30% от технических потерь.

2. Снижение потерь электроэнергии за счёт внедрения электропроводящей смазки для контактов

В условиях реальной эксплуатации через 1,0–1,5 года после сборки у большинства алюминиевых контактов, в результате окисления и «выдавливания», наблюдается 3–5 кратный рост значения переходного электрического сопротивления (ПЭС), что приводит к повышенному нагреву и увеличению потерь электроэнергии.

Рекомендуется для уменьшения потерь в сети произвести обработку алюминиевых контактов соединений подстанций и контактных соединений внутриплощадочных сетей, например смазкой «Суперконт».

Смазка «Суперконт» применяемая в странах СНГ с 1992 года позволяет увеличить эффективную площадь контакта в 5–10 раз. Она содержит медный порошок и активное антикоррозионное связующее, которое является нетоксичным, взрыво,- и

пожаробезопасным, обеспечивает многоступенчатую антикоррозионную защиту при различных рабочих температурах.

При сборке контактов медный порошок смазки заполняет все микро- и макронеровности контактной поверхности и спрессовывается в сплошную губчатую токопроводящую прокладку. Избыток смазки вытесняется на периферию, создавая дополнительную гидро- и кислотоупорную защиту рабочей зоны контакта.

Из опыта применения смазки «Суперконт» в «Иркутскэнерго», «Красноярскэнерго», «Краснодарэнерго» снижение потерь электроэнергии составило 5–10% от общих технических потерь электроэнергии.

3. Замена электрических тепловых завес на водяные

Зачастую на предприятиях установлены энергоёмкие электрические калориферы в приточных камерах, для воздушного отопления производственных корпусов.

Тепловые завесы водяные, нагреваются от общей системы отопления. Такой вид оборудования считается более выгодным и надежным. Достаточно сложный монтаж, с лихвой компенсируется значительной мощностью при невысоких эксплуатационных

расходах. Подобные тепловые завесы хороши для применения в производственных условиях.

Замена электрических калориферов на водяные вполне оправдана при наличии собственной котельной, несмотря на высокую стоимость Гкал тепла. При переводе калориферов на воду, часовая нагрузка на котельную незначительно повлияет на режим работы котельной, так как в котельной имеется запас установленной мощности.

Экономия электроэнергии по сравнению с базовым вариантом может составить до 90%.

4. Снижение затрат на электроэнергию за счет внедрение современных сварочных аппаратов взамен морально устаревших и энергетически затратных

Значительное количество потерь энергии происходит в энергосистемах и в промышленности по причине износа оборудования. Использование оборудования выработавшего свой ресурс снижает надежность системы электроснабжения, требует дополнительных средств на ремонт и эксплуатацию. Энергетические характеристики оборудования, выпущенного более 10 лет назад часто на 20%-30% ниже, чем у современного оборудования. Поэтому, проводя модернизацию, необходимо

стремиться устанавливать наиболее современное оборудование для снижения эксплуатационных затрат.

Предлагается заменить морально устаревшие и энергозатратные сварочные аппараты на современные сварочные инверторы с микропроцессорными схемами управления. Тем самым снизятся потери в питающих линиях и силовых трансформаторах за счет уменьшения потерь от протекания реактивных токов. Это объясняется более высоким коэффициентом мощности сварочных инверторов.

Сварочный инвертор выполняет основные функции:

- Две сварочные функции TIG и MMA в одном аппарате;
- Бесконтактное высокочастотное возбуждение дуги делает процесс сварки очень

легким;

- Цифровой дисплей;
- Функция форсирования дуги;
- Используется для сварки изделий из стали, меди, титана и их сплавов;
- Регулируемая функция продувка газом после сварки от 0–10 секунд;
- Регулируемая функция спад тока от 0–5 секунд;

- Автоматическая защита от перегрузок по току и напряжению;
- Высокая надежность в работе, удобство в эксплуатации и сервисном обслуживании.

Дополнительный эффект от мероприятия, не поддающийся прямому расчету, состоит в повышении качества сварного шва и, соответственно, изделия в целом. Данный эффект достигается за счет высокой стабильности горения дуги. Также, в случае изменения режима сварки, функция предустановки величины сварочного тока с индикацией на цифровом дисплее позволяет сократить время настройки аппарата. Это ведёт к увеличению производительности труда электросварщика, а также дополнительной экономии электроэнергии из-за отсутствия необходимости выполнения пробных сварочных швов при перенастройке (достаточно составить однократно таблицу сварочных токов для различных режимов сварки и в последствии пользоваться этими значениями).

Экономия электроэнергии по сравнению с базовым вариантом может составить до 25%.

5. Повышение эффективности процесса плавки алюминия за счет замены устаревшей печи сопротивления на более современную

Значительное количество потерь энергии происходит в промышленности по причине износа оборудования. Использование оборудования выработавшего свой ресурс снижает надежность системы электроснабжения, требует дополнительных средств на ремонт и эксплуатацию. Энергетические и технологические характеристики оборудования, выпущенного более 10 лет назад часто на 20%-30% ниже, чем у современного оборудования. Поэтому, проводя модернизацию, необходимо стремиться устанавливать наиболее современное оборудование для снижения эксплуатационных затрат.

В настоящее время для плавки алюминия используется печь сопротивления, срок эксплуатации которой превышает десятки лет, а значит можно ожидать ухудшения паспортных характеристик, связанных с процессом плавки, на 20% - 30%. Продолжительность плавки алюминия из холодного состояния печи значительно превышает время плавки из горячего состояния (по данным технологического персонала), что также связано с изношенностью печи. Для того, чтобы печь не остывала, эксплуатирующий персонал оставляет ее в работе на холостом ходу (в том числе и в ночные часы). В процессе эксплуатации

данной печи происходит частый выход из строя нихромовых нагревательных элементов. Замена нагревательных элементов при существующей конструкции печи представляет собой затруднительную задачу, занимающую значительное количество времени, что приводит к простою технологического оборудования.

Для повышения эффективности процесса плавки алюминия рекомендуется заменить устаревшую печь на современную более эффективную и удобную в эксплуатации печь

Основу печи составляет сварной каркас из металлического профиля футерованный легковесными огнеупорными и волокнистыми теплоизоляционными материалами. Нагреватели печи спиральные – расположены вдоль стен печи и обеспечивают равномерный нагрев тигля. Расположение спиралей на керамических трубках позволяет максимально увеличить ресурс нагревателей по сравнению с другими типами размещения и обеспечить беспрепятственное излучение тепла в рабочую камеру печи.

Процесс замены нагревателей и тигля максимально упрощен, для этого вся верхняя рама печи выполнена съемной. Замена на гревателей выполняется без тигля в печи при снятой верхней раме, а выводы электронагревателей расположены под

легко съемным кожухом. В поворотных печах для обеспечения наклона тигля вместо механического применен компактный безотказный гидравлический привод, производства Италия, который позволяет оператору производить точное регулирование угла наклона тигля при разливке. Поворотные печи стандартно оснащаются отечественными тиглями Лужского абразивного завода. По желанию возможна установка тиглей зарубежных производителей. Система контроля и управления печью выполнена на основе современных температурных микроконтроллеров и тиристорных преобразователей. Это значительно повышает удобство работы оператора, снижает расходы на обслуживание оборудования и обеспечивает более точное регулирование температурного режима.

Преимущества:

- Низкая стоимость приобретения, отсутствие необходимости в составлении и согласовании проекта установки печи.
- Большая стойкость тигля в печах сопротивления и отсутствие дополнительных потерь тепла.
- Простота конструкции и управления максимально облегчает установку и обслуживание данных печей персоналом заказчика.

— Наличие разрешения на применение в металлургических цехах.

Экономия электроэнергии по сравнению с базовым вариантом может составить до 30%.

6. Снижение затрат на электроэнергию за счет оптимизации процесса термообработки изделий по загрузке печного оборудования

Одним из важнейших направлений повышения эффективности использования энергетических ресурсов в условиях производства является оптимизация технологического процесса, под которой понимается такое управление режимами производства, при котором некоторый критерий качества управления на заданном интервале времени достигает в условиях заданных ограничений своего экстремального (максимального или минимального) значения. Недостаточная загрузка печей для термообработки изделий приводит к возрастанию удельного электропотребления на единицу продукции. Оптимальная загрузка позволяет снизить данный показатель и одновременно увеличить производительность участка термообработки.

Энерготехнологические характеристики оборудования, срок эксплуатации которого превышает оговоренный

производителем, в большинстве случаев ниже паспортных на 10% - 30%.

Для возможности оптимизации процесса термической обработки по загрузке печей необходимо разнообразить состав установленного оборудования по размерам рабочего пространства. Предлагается установить электрическую печь с выдвижным подом. Установка данной печи позволит вывести из работы печи, выработавшие срок эксплуатации, заданный производителем. Также это позволит более полно загружать печи в зависимости от размеров обрабатываемых изделий, что в конечном итоге приведет к снижению удельных затрат энергии на единицу продукции. Печь с выдвижным подом гораздо удобнее в эксплуатации.

Экономия электроэнергии по сравнению с базовым вариантом может составить 5-15%.

7. Экономия электроэнергии за счет устранения дефектов контактных соединений в электроустановках

Контактные соединения шин, электрических аппаратов, кабелей являются их неотъемлемыми и весьма ответственными частями. В месте плохого контакта выделяется большое количество теплоты, которое приводит к нагреву и даже расплавлению металла соприкасающихся поверхностей.

Электрический ток в цепи нагревает проводники и контакты. Количество теплоты, выделяющееся в контактном соединении, пропорционально квадрату тока и значению переходного сопротивления. Чем больше выделяется теплоты, тем выше температура контакта, тем больше энергии теряется при ее передаче. Поэтому все контакты, в том числе и хорошо выполненные, требуют постоянного наблюдения и ухода.

Для устранения дополнительных потерь электроэнергии на переходных сопротивлениях контактных соединений рекомендуется провести ревизию контактных соединений путём проведения тепловизионного обследования во всех электроустановках и устранить недостатки, приводящие к дополнительному нагреву токоведущих и нетоковедущих частей.

Необходимо дифференцировать состояние контактных соединений по степени дефекта и на основании этого определить срок его устранения.

Экономия электроэнергии по сравнению с базовым вариантом может составить до 3% от технических потерь.

8. Замена выпрямительных агрегатов гальванического участка

Гальванические установки имеют установленную мощность десятки кВт и работают в длительном режиме. Зачастую на предприятиях на участке гальваники для питания электродов ванн эксплуатируются выпрямительные агрегаты выпуска 80-х гг., которые содержат преобразовательные трансформаторы, тиристорные блоки с водяным проточным охлаждением и систему управления.

Режим эксплуатации выпрямителей с недогрузкой преобразовательных трансформаторов и силовых вентилей приводит к тому, что установки находятся в зоне пониженных КПД и коэффициента мощности. Водяное охлаждение тиристоров может быть заменено беззатратным воздушным. Наконец, при малых нагрузках вентили выпрямителя работают в нелинейном режиме прерывистых токов с ухудшением формы выпрямленного напряжения и сверхнормативным искажением гармонического состава питающего напряжения и тока сети. В свою очередь, генерируемые выпрямителями в сеть высшие гармоники приводят к дополнительным потерям у смежных электропотребителей, могут вызывать помехи в работе электронных устройств.

С учётом изложенного рекомендуется осуществить замену основного парка выпрямительных агрегатов на менее мощные с воздушным охлаждением вентилей. При этом для обеспечения длительной и надёжной работы выпрямителей необходимо осуществить уплотнение дверей в электропомещение для исключения проникновения агрессивных газов из соседнего помещения с ваннами, а также обеспечить эффективную вытяжную вентиляцию. Экономия электроэнергии по сравнению с базовым вариантом может составить 5-10%.

9. Внедрение мониторинга работы вентсистем и осуществление технического осмотра электропривода

Рекомендуется наладить на предприятии мониторинг работы вентсистем и осуществлять технический осмотр электропривода на регулярной основе. Данное мероприятие позиционируется, как беззатратное, поскольку не требует капитальных вложений и может быть реализовано собственными силами Предприятия.

При регулярном осмотре и техническом обслуживании вентиляторов улучшится эффективность теплообмена и возрастёт коэффициент нагрузки электродвигателей, что приведёт

кснижению непроизводительно расходуемой электроэнергии в первом приближении – на 3%:

10. Внедрение установок высокотемпературного нагрева шихты

Улучшить удельные показатели расхода электроэнергии на выплавку тонны металла можно посредством использования специализированного оборудования для подготовки шихты к плавке, к которому относятся установки для предварительного нагрева шихты перед загрузкой в плавильные печи.

В плавильных, в том числе и индукционных, печах процесс плавки разделяют на несколько основных этапов, это – нагрев, расплавление, доводка и восстановление. На нагрев металлозавалки в плавильной печи расходуется ориентировочно 25□30% электроэнергии, на расплавление металла затрачивается примерно 40□45% энергии и на доводку и восстановление жидкого металла ~ 25□30%.

Среди различных способов сокращения удельных энергозатрат особый интерес для действующего производства представляет нагрев металлической шихты до температуры 500-6000С перед подачей в печь. Этот способ не требует значительных

капиталовложений, производственных площадей или изменения технологии и может быть освоен силами Предприятия.

Для нагрева кускового материала наиболее эффективным способом является продувка высокотемпературными газами (фильтрация) при конвективном теплообмене. Такой режим, существующий, например, в шахтных печах, обеспечивает при нагреве термический КПД до 65□75%. При скоростях продувки 15□25 м/с коэффициент объёмного теплообмена достигает 1,2□1,8 МВт/м3.

Наиболее надёжным и наименее дорогостоящим способом предварительного нагрева шихты при электроплавке является подогрев вне печи на автономной установке, использующей природный газ или жидкое топливо. Экономический эффект при этом обуславливается двумя факторами: во-первых, стоимость единицы тепловой энергии, полученной от сжигания природного газа, меньше, чем стоимость электроэнергии, преобразованной в тепло; во-вторых – в установках предварительного нагрева шихты термический КПД составляет 65□75% против 20□25% при нагреве металла в самих электропечах.

Дополнительно при нагреве шихты происходят удаление влаги, выжигание масел, смазочно-охлаждающих жидкостей (СОЖ) и др. загрязнений, частичное удаление пыли за счет

продувки нагреваемого слоя металла. Более чистая шихта и сокращение времени пребывания в печи способствуют повышению качества жидкого металла за счет уменьшения количества неметаллических включений и газонасыщенности.

В качестве примера, рекомендуется одноступенчатая установка предварительного нагрева шихты, разработанная и внедрённая в промышленную эксплуатацию УП «Технолит» БНТУ совместно с кафедрой «МиТЛП» ГГТУ им. П. О. Сухого. Экономия электроэнергии по сравнению с базовым вариантом может составить до 30%.

11. Внедрение пакетировочных и брикетировочных прессовых станков

Пакетировочные и брикетировочные прессы для различных видов шихтового материала (профильный, листовой металл, стружка и т. п.) используются для уменьшения габаритных размеров и увеличения удельного веса металла, благодаря чему сокращается количество подвалок при плавлении, а следовательно – количество пусков/остановов печей, сопровождаемых потерей энергии. Уменьшение количества подвалок позволяет сократить полное время плавки металла и тем самым снизить удельный

расход электроэнергии на выплавку 1 т годного литья (в зависимости от качества поставляемой шихты) на 1□3%.

12. Замена вентиляторов на более экономичные с энергоэффективными двигателями

Замена старых вентиляторов, исчерпавших назначенный срок службы, на новые, имеющие лучшие значения КПД, позволит сократить расход электроэнергии, а замена вентиляторов с избыточной номинальной производительностью на вентиляторы меньшей производительности – снизить установленную мощность вентсистемы и улучшить энергетические показатели двигателей вентиляторов (КПД, коэффициент мощности).

Сопоставление аэродинамических характеристик новых вентиляторов, например серии ВР со старыми серии Ц указывает на то, что КПД в рабочей зоне характеристик для современного вентилятора изменяется в диапазоне от 74% до 82%, а для старого – от 55% до 64%. Разница КПД, определяющая удельный показатель потребления электроэнергии вентилятором, обусловлена улучшением конструкции, в т. ч. формы лопастей, и использованием более лёгких конструкционных материалов. По соотношению КПД потребление электроэнергии устаревшими вентиляторами завышено на 18%.

Наряду с современными вентиляторами рекомендуется использовать энергоэффективные двигатели, имеющие более высокий коэффициент полезного действия, по сравнению с традиционными. Большинство устаревших моделей асинхронных двигателей серий А, АО и др. номинальной мощностью от 5,5 до 75 кВт имеют КПД приблизительно равный 80-85%, в то время как энероэффективные двигатели того же диапазона мощностей имеют КПД на уровне 90%: энергосберегающий эффект достигается за счёт снижения сопротивления обмоток, путём увеличения сечения проводника, как следствие – повышенная, ориентировочно в 1,2 раза, цена современных двигателей. Таким образом, потенциал энергосбережения при использовании энергоэффективных двигателей оценивается в 5-10%.

13. Внедрение установки осушки сжатого воздуха на компрессорной станции

Компрессорная станция работает без влагоотделения и осушки воздуха, а трубопроводы наружной прокладки не теплоизолированы, в результате чего в зимнее время вынужденно практикуются продувки участков труб для удаления конденсата, что приводит к непроизводительному расходованию воздуха и, соответственно, электроэнергии. Во избежание замерзания

конденсата в трубах в зимний период в ночное время и нерабочие дни 1 компрессор постоянно работает на заполнение и продувку системы, потребляя непроизводительно электроэнергию. Внедрение системы осушки сжатого воздуха позволит снизить эксплуатационные затраты на препятствие образования замершего конденсата.Экономия электроэнергии по сравнению с базовым вариантом может составить 15-45%.

14. Экономия электроэнергии за счет регулирования температуры печей сопротивления (АСУ ТП)

Электротермические процессы характеризуются тепловым воздействием на материалы. Нагрев происходит в специальных печах и агрегатах за счет преобразования электроэнергии. Нагрев сопротивлением происходит с выделением теплоты в материалах включенных непосредственно в электрическую цепь, при протекании по ним электрического тока. Если печь не загружена, то не обязательно поддерживать постоянную температуру в ней. Однако, при отключении печи нагревательные элементы охлаждаются и их повторный нагрев может занимать значительный промежуток времени. Поэтому более целесообразным является снижение температуры на время холостого хода печи. Это позволяет уменьшить время разогрева

печи до требуемой температуры и более эффективно использовать электроэнергию на термические нужды. Также необходимо поддерживать оптимальную температуру для правильного протекания технологического процесса.

Для плавного регулирования температуры печей рекомендуется внедрение автоматизированной системы управления (АСУ). Проектное решение по применению АСУ ТП позволяет повысить качество продукции, уменьшить количество брака, снизить расход сырья, увеличить объем выпуска продукции, сократить поломки и простои оборудования, а также улучшить условия труда обслуживающего персонала. Общая цель проекта заключается в том, чтобы с помощью системы автоматического управления электропечи исключить погрешность регулирования температуры, снизить затраты на ремонт и обслуживание оборудования, получить экономический эффект от рационального использования энергоресурсов вследствие оптимального управления технологическим процессом. Экономия электроэнергии по сравнению с базовым вариантом может составить 5-15%[1].

[1] При разработке данного методического пособия специалистами ГКУ ЛО «ЦЭПЭ ЛО» использованы материалы СРО России в области энергетических обследований