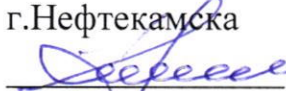


СОГЛАСОВАНО

Зам.главы администрации по
жизнеобеспечению ГО
г.Нефтекамска


З.Т. Габдуллин
2017г.

УТВЕРЖДАЮ

Директор МУП "НМПЭС"


Ш.Ф. Хайруллин

2017г.



ПРОГРАММА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

и повышения энергетической эффективности МУП "Нефтекамское межрайонное предприятие электрических сетей" г.Нефтекамск РБ.

Содержание

1. Паспорт программы
2. Общие сведения о предприятии
3. Целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в результате реализации программы
4. Расчет эффективности реализуемых мероприятий
 - 4.1 Расчет экономической эффективности замены отработавшего нормативный срок службы основного электротехнического оборудования
 - 4.2. Расчет экономической эффективности установки приборов учета АИИСКУЭ
 - 4.3 Расчет экономической эффективности замены ламп накаливания на светодиодные
5. Заключение

1. Паспорт программы

Наименование программы	Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности МУП "Нефтекамское межрайонное предприятие электрических сетей" г.Нефтекамск РБ
Основание для разработки программы	Федеральный закон от 23.11.09г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»
Разработчик программы	МУП «Нефтекамское межрайонное предприятие электрических сетей»
Сроки реализации программы	2017-2021 г.г.
Цель программы	Реализация организационных, экономических, технологических и правовых условий по обеспечению роста энергоэффективности производственной деятельности МУП «НМПЭС» за счет реализации потенциала энергосбережения

Задачи программы	<ul style="list-style-type: none"> • реализация положений Федерального закона «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» на территории г.Нефтекамска. • снижение потерь в сетях электроснабжения при транспортировке эл.энергии, • организация учета и контроля всех потребляемых энергоресурсов • снижение материальных затрат при транспортировке эл.энергии без ущерба для надежности, • соблюдение энерго-экономичных технологических режимов работы, • повышение эффективности учета электрической энергии, • внедрение новых энергосберегающих технологий, оборудования и материалов, • снижение техногенного воздействия на окружающую среду
Основные мероприятия программы	<p>Организационные мероприятия - это мероприятия, связанные с оптимизацией режимов работы электрических сетей, организационно-штатные мероприятия, а также обязательные мероприятия, в соответствии с федеральным законом от 23.11.09г. №261-ФЗ, Постановление Правительства РФ от 15.05.2010 г. №340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».</p>
Сроки реализации программы	2017-2021 гг.
Затраты на программу	53 млн.руб.
Источники финансирования программы	Инвестиционная программа МУП «НМПЭС»
Ожидаемый результат выполнения программы	Снижение потерь электроэнергии до 14,36% к 2021 году.

Энергосбережение – реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования.

Энергетическая эффективность – характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

Энергетическая эффективность МУП "Нефтекамское межрайонное предприятие электрических сетей" определяется основным видом деятельности – процессом передачи электрической энергии и характеризуется процентом потерь в системе передачи электрической энергии, что определено ГОСТ 31532-2012 «Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения» (Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 ноября 2012 г. N 1106-ст введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 января 2015 г.).

М. Ибрагимов ИСЭПМНЭХ Бардугалиев И.И.

2. Общие сведения о предприятии

МУП «Нефтекамское межрайонное предприятие электрических сетей» является территориальной сетевой организацией, осуществляющей бесперебойное и качественное электроснабжение промышленных и бытовых потребителей г.Нефтекамска, с.Никола-Березовка, п.Амзя.

Основными источниками питания являются ПС «Касево» 35/6 кВ (1,38 МВА), а также подстанции ООО "Башкирэнерго", максимальная потребляемая мощность которых составляет 53,1 МВА:

- ПС Амзя 110/6 кВ – 1,98 МВА;
- ПС Зенит 35/6кВ – 5,45 МВА;
- ПС Искож 110/6кВ – 10,95 МВА;
- ПС Михайловка 110/35/6 кВ – 16,17 МВА;
- ПС Монтажная 110/6 кВ – 9,58 МВА;
- ПС Нефтекамск 110/35/6 кВ – 4,29 МВА;
- ПС Ташкиново 110/6 кВ – 0,14 МВА;
- ПС Уразаево 110/35/6 кВ – 4,59 МВА.

Передача электроэнергии осуществляется по воздушным и кабельным линиям, общая протяженность которых составляет 979,8 км:

- воздушные ЛЭП 6 кВ – 142,2 км;
- кабельные ЛЭП 6 кВ – 186,0 км;
- воздушные ЛЭП 0,4 кВ – 468,3 км;
- кабельные ЛЭП 0,4 кВ – 183,3 км.

На балансе предприятия 260 трансформаторных подстанций ТП-6/0,4 кВ общей мощностью 150724 кВА. Сторонних организаций подключенных к сетям МУП «НМПЭС» 256шт ТП, КТП. Общей мощностью 87692 кВА.



Генеральный директор МУП «НМПЭС» Габдуллин С.И.

3. Целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в результате реализации программы

Энергосбережение для электросетевой организации МУП "Нефтекамское межрайонное предприятие электрических сетей" заключается, прежде всего, в сокращении расходов электроэнергии на ее транспортировку (сокращении потерь электроэнергии). На предприятии ведется постоянная планомерная работа, повышающая эффективность передачи и распределения электроэнергии.

Технические мероприятия наиболее энергоэффективны, но требуют значительных затрат, при этом срок окупаемости этих затрат находится в пределах 5–10 лет и более. В соответствии с этим, для организации работ по снижению уровня фактических потерь в сетях МУП "Нефтекамское межрайонное предприятие электрических сетей" и дальнейшего сокращения издержек предприятия была разработана программа энергосбережения (*Приложение 1*).

Так, утвержденный норматив технологических потерь МУП «НМПЭС» на 2016 год составляет 15,51% или 44,25 млн.кВт*ч. Показатели прогнозного баланса за каждый год приведены в *Приложении 2*.

Планируемое снижение потерь электроэнергии за счет запланированных мероприятий за период 2017-2021гг. составит 710,0 тыс.кВт*ч или 0,25%, из них:

- технические мероприятия – 135,0 тыс.кВт*ч или 0,05%
- мероприятия по совершенствованию учета электроэнергии - 575 тыс.кВт*ч или 0,20%

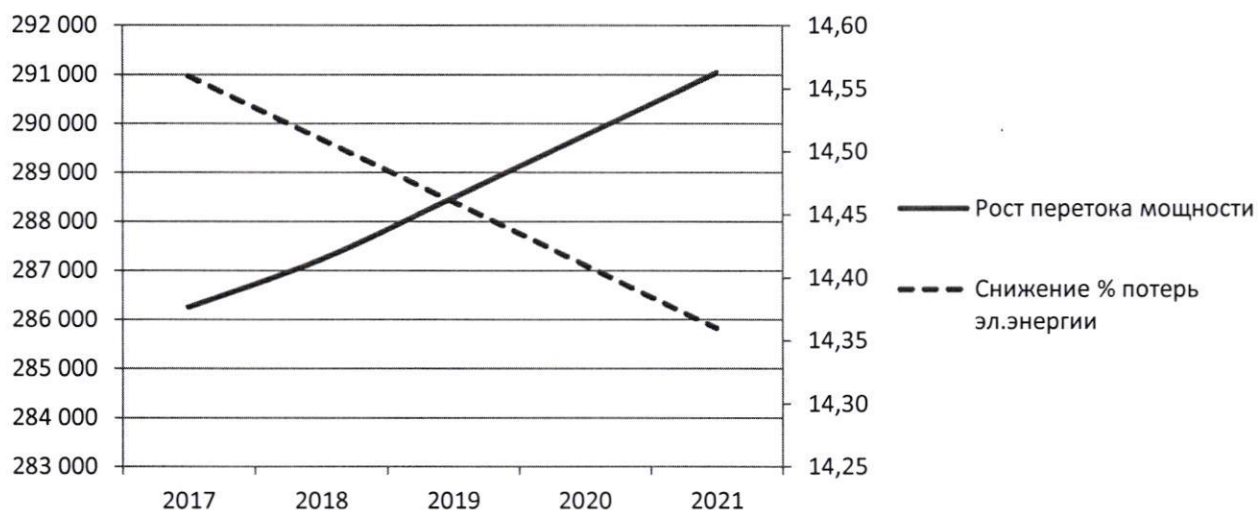


Рисунок 1 – Динамика снижения потерь при росте объемов передачи эл.энергии

Дополнительно с основными осуществляются мероприятия по сокращению удельного расхода горюче-смазочных материалов (*Приложение 4*) и электрической энергии на собственные нужды (*Приложение 5*).

Целевые показатели по мероприятиям за каждый год приведены в *Приложении 3*.



Гл. инженер МУП «НМПЭС» Сарыгулина И.И. [Подпись]

4. Расчет эффективности реализуемых мероприятий

4.1 Расчет экономической эффективности замены отработавшего нормативный срок службы основного электротехнического оборудования.

Экономическая эффективность замены устаревших, изношенных и аварийных силовых трансформаторов заключается в долгосрочной перспективе следующих потенциальных затрат по его содержанию:

- снижение технических потерь при передаче эл.энергии в связи с физическим износом и накоплением дефектов у узлах трансформатора (магнитопроводе, сердечнике, корпусе, изоляторах и т.п.),
- снижение технических потерь при передаче эл.энергии в связи с моральным износом оборудования, т.к. оборудование 60-70 годов изначально имело более низкие технико-экономические показатели по сравнению с современными аналогами,
- риск недоотпуска потребителям электроэнергии в связи выходом из строя трансформатора, как следствие снижения прибыли предприятия за отпуск мощности потребителям,
- риск привлечения к административной ответственности за перерыв электроснабжения потребителей по вине вышедшего из строя трансформатора,
- риск непредвиденных расходов в связи с необходимостью аварийного ремонта вышедшего из строя трансформатора.

Расчет финансового эффекта:

$$C = W \cdot t + T + K + S$$

где W – планируемая величина снижения фактических потерь электроэнергии за год, тыс. кВт*ч.

$t=1,9792$ – среднегодовой тариф на оплату фактических потерь для МУП «НМПЭС», руб./кВтч. с НДС

T – затраты на аварийный ремонт, тыс.руб. с НДС

K – коммерческие потери по недоотпуску электроэнергии, тыс.руб. с НДС

S – административные штрафы за перерыв электроснабжения (нарушение нормативов обеспечения населения коммунальными услугами)

Затраты на аварийный ремонт (T) складываются из средней стоимости электромонтажных работ по каждому аварийному случаю (работа техники, сверхурочная работа персонала, демонтаж отказавшего трансформатора, демонтаж и монтаж на аварийном участке резервного трансформатора, ремонт отказавшего трансформатора, высоковольтные испытания отремонтированного трансформатора и т.п., итого в среднем до 192,426 тыс.руб, с НДС), вероятности возникновения аварийной ситуации за год (в среднем для трансформаторов со сроком службы на

Г.И. Иванова МУП НМПЭС



[Handwritten signature]

основании имеющейся статистики эта вероятность доходит до 16,6%), а также количества аварийных трансформаторов (всего по проекту планируется 92шт.):

$$T = 192,426 \cdot 92 \cdot 0,166 = 2938,73 \text{ тыс. руб.}$$

Коммерческие потери по недоотпуску (K) рассчитываются в зависимости от номинальной мощности трансформатора (в среднем для аварийных это 160кВА), количества часов устранения аварии (до 8 часов), тарифа на передачу эл.энергии для МУП «НМПЭС» (0,35168 руб/кВт*ч), коэффициента загрузки (в среднем до 70%), вероятности аварии (16,6%), а также количества аварийных трансформаторов (всего по проекту планируется 92шт.):

$$K = 160 \cdot 8 \cdot 0,35 \cdot 0,7 \cdot 0,166 \cdot 92 = 4,8 \text{ тыс. руб.}$$

Административные штрафы за перерыв электроснабжения (S) рассчитываются исходя из величины самого штрафа (от 5 до 10т.р., принимаем 7,5т.р.), вероятности аварии (16,6%) и количества аварийных трансформаторов (всего по проекту планируется 92шт.):

$$S = 7,5 \cdot 0,166 \cdot 92 = 114,5 \text{ тыс. руб.}$$

Итого финансовый эффект от замены трансформаторов с учетом ожидаемой величины снижения фактических потерь электроэнергии за пять лет в размере 135,0 тыс. кВт*ч (*Приложение 2*) получаем:

$$C = 135,0 \cdot 1,9792 + 2938,73 + 4,8 + 114,5 = 3325,22 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, при общих затратах на реализацию данного проекта в размере 21 090 тыс.руб. с НДС (*Приложение 1*) срок окупаемости составит:

$$N = \frac{Z}{C} = \frac{21090}{3325,22} = 6,34 \text{ года}$$

Дисконтированный срок окупаемости составит чуть больше 6,75 года.



г. директор МУП НМПЭС Гурьянов С. С. 

4.2 Расчет экономической эффективности установки приборов учета АИИСКУЭ.

Экономическая эффективность достигается за счет установки приборов учета с АИИСКУЭ на границе балансовой принадлежности сетей с потребителями для исключения возможности несанкционированного потребления электроэнергии и снижения затрат на посещение потребителей для контрольных снятий показаний и проверки приборов учета. Расчет и учет натурального, финансового эффекта производится путем сравнения среднемесячных фактических потерь по узлам сети за год, предыдущий году установки АСКУЭ, с потерями за месяц после установки АСКУЭ.

Расчет финансового эффекта:

$$N = \frac{Z}{C} = \frac{Z}{W \cdot t + T \cdot n}$$

где: С – стоимость снижения фактических потерь и экономии от сокращения контрольных снятий показаний с выездом персонала за год, тыс. руб. с НДС;

W – планируемая величина снижения фактических потерь электроэнергии, тыс. кВтч. Соствит 575 тыс.кВт*ч. (*Приложение 2*).

T = 0,475 – среднегодовые затраты на снятие показаний по 1 потребителю, которому внедряется АСКУЭ, включая транспортные расходы (периодичность снятия 4 раза в год), оплату труда водителя и контролера, оплату труда инженера по заполнению электронных таблиц, а также повторные обходы при отсутствии абонентов дома, тыс.руб.

t = 1,9792 – среднегодовой тариф на оплату фактических потерь для МУП «НМПЭС», руб./кВтч. с НДС.

n - плановое количество устанавливаемых приборов учета с АИИСКУЭ, принимаем 671 шт. в соответствии с инвестиционной программой.

N - рассчитываемый срок окупаемости, лет;

Z – затраты на оборудование и материалы, тыс. руб. с НДС (*Приложение 1*).

п – количество устанавливаемых ПУ, шт.	W – величина снижения потерь, тыс.кВт*ч	С – финансовый результат, тыс.руб.
671	575	1456,77

$$N = \frac{8770}{575 \cdot 1,9792 + 0,475 \cdot 671} = 6,02 \text{ года}$$

Дисконтированный срок окупаемости составит 6,58 года



Handwritten signature and stamp of the organization.

4.3 Расчет экономической эффективности внедрения светодиодных ламп

Объем работ по данному мероприятию приведен в *Приложении №5*.

	Лампа накаливания	Светодиодная лампа на примере Gauss LED A60 E27 10W
Потребляемая мощность	75 Вт	10 Вт
Заявленный срок службы	1.000 часов.	25.000 часов.
Время работы за год (в среднем 2 часа каждый рабочий день в течение года)	500 часов в год	500 часов в год
Стоимость электроэнергии	3,48руб. за 1кВт*ч	3,48руб. за 1кВт*ч
Затраты на электроэнергию за год	$0,075 \times 500 \times 3,48 = 130,5$ руб. в год	$0,010 \times 500 \times 3,48 = 17,4$ руб. в год
Стоимость 1 лампы со световым потоком как у лампы накаливания 75Вт и цоколем E27.	В среднем 15 руб.	В среднем 100 руб.
Экономия годовых затрат на эл.энергию за каждый дополнительно инвестированный рубль	0	$(130,5-17,4) / (100-15) = 1,33$ руб. Или 0,38 кВт*ч в год на 1 руб. инвестиций.
Суммарные затраты за 1 год эксплуатации	$15 + 130,5 = 145,5$ руб.	$100 + 17,4 = 117,4$ руб.
Суммарные затраты за 2 года эксплуатации	$145,5 + 130,5 = 276$ руб.	$117,4 + 17,4 = 134,8$ руб.

Затраты на эксплуатацию 1 лампы, руб.

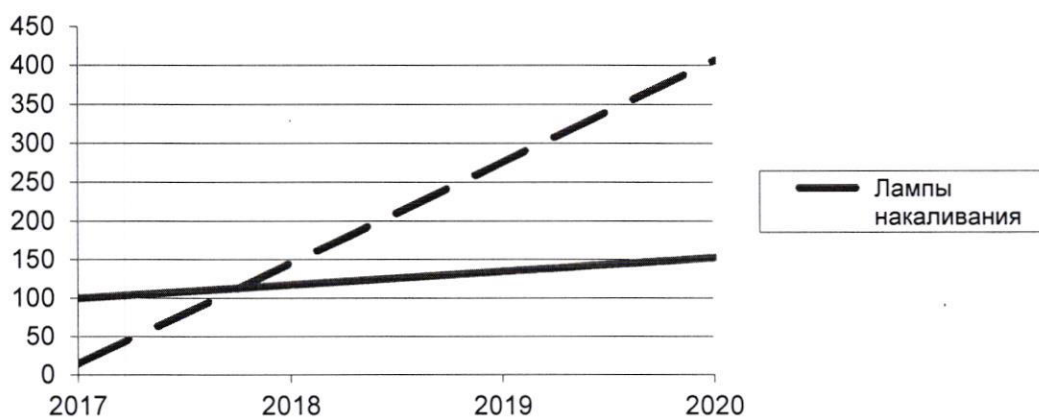


Рисунок 2 – Затраты на покупку и дальнейшую эксплуатацию различных ламп

Таким образом, при замене ламп накаливания срок окупаемости светодиодных ламп составляет около 1 года.



И. Ибрагимов МУП «ЭС» Республика Ч.Ч. 1999

	Потолочный люминесцентный светильник	Потолочная светодиодная панель на примере VKL Electric VLP1-40-6500
Потребляемая мощность	4*18 = 72 Вт	40 Вт
Заявленный срок службы	20.000 часов.	25.000 часов.
Время работы за год (в среднем 2 часа каждый рабочий день в течение года)	500 часов в год	500 часов в год
Стоимость электроэнергии	3,48руб. за 1кВт*ч	3,48руб. за 1кВт*ч
Затраты на электроэнергию за год	0,072 x 500 x 3,48 = 125,28 руб. в год	0,040 x 500 x 3,48 = 69,6 руб. в год
Стоимость 1 потолочного светильника со световым потоком как у 4х люминесцентных ламп по 18 Вт.	В среднем 1.000 руб.	В среднем 1.400 руб.
Экономия годовых затрат на эл.энергию за каждый дополнительно инвестированный рубль	0	(125,28-69,6) / (1400-1000) = 0,14 руб. Или 0,04 кВт*ч в год на 1 руб. инвестиций.
Суммарные затраты за 8 лет эксплуатации	1000 + (125,28 x 8) = 2002,24 руб.	1400 + (69,6 x 8) = 1956,8 руб.

Затраты на эксплуатацию 1 светильника, руб

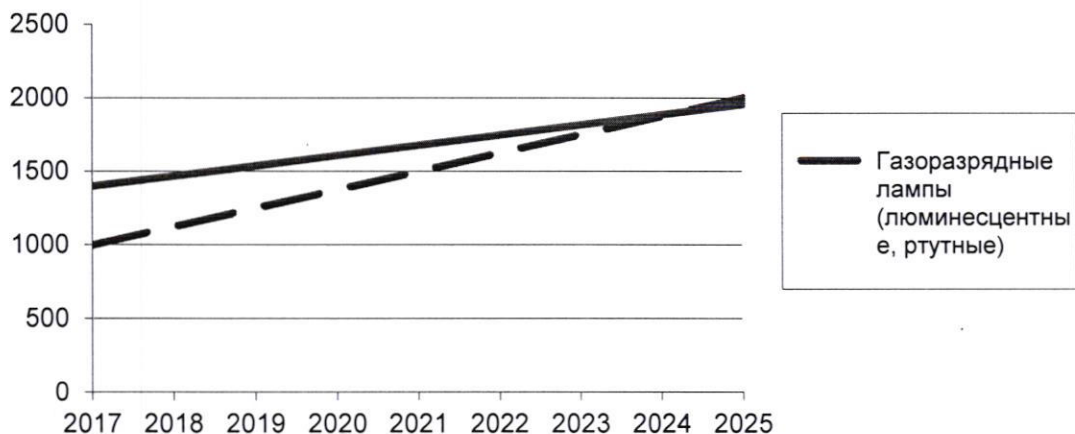


Рисунок 3 – Затраты на покупку и дальнейшую эксплуатацию различных ламп

Таким образом, при замене люминесцентных ламп срок окупаемости светодиодных панелей составляет около 7-8 лет.



И. В. Мухоморов МУП ИИИЭЭС Говитурална И.И. А.И.В.

	Светильник РКУ-250Вт с лампой ДРЛ	Светодиодный светильник уличный/промышленный LTN PRM/STR 540*94*51 60вт
Потребляемая мощность	250 Вт	60 Вт
Заявленный срок службы	20.000 часов.	50.000 часов.
Время работы за год (в среднем 2 часа каждый рабочий день в течение года)	500 часов в год	500 часов в год
Стоимость электроэнергии	3,48руб. за 1кВт*ч	3,48руб. за 1кВт*ч
Затраты на электроэнергию за год	$0,250 \times 500 \times 3,48 = 435$ руб. в год	$0,060 \times 500 \times 3,48 = 104$ руб. в год
Стоимость 1 светильника	В среднем 1.500 руб.	В среднем 4.500 руб.
Экономия годовых затрат на эл.энергию за каждый дополнительно инвестированный рубль	0	$(435 - 104) / (4500 - 1500) = 0,11$ руб. Или 0,032 кВт*ч в год на 1 руб. инвестиций.
Суммарные затраты за 10 лет эксплуатации	$1500 + (435 \times 10) = 5850$ руб.	$4500 + (104 \times 10) = 5540$ руб.

Затраты на эксплуатацию 1 светильника, руб

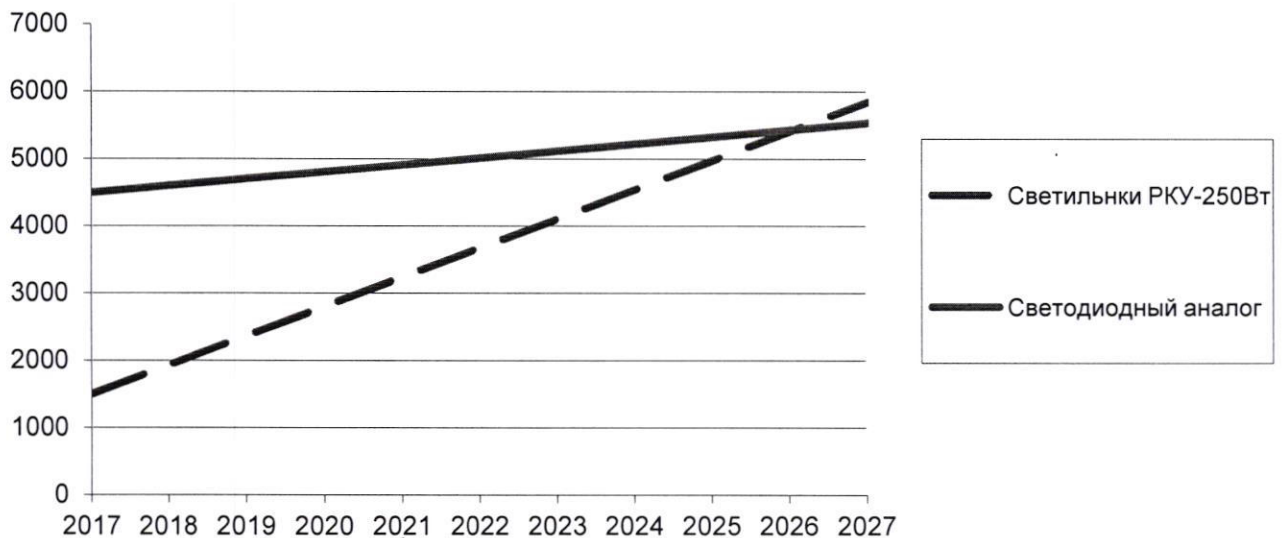


Рисунок 3 – Затраты на покупку и дальнейшую эксплуатацию различных ламп

Таким образом, при замене ртутных газоразрядных светильников РКУ-250 срок окупаемости светодиодных аналогов составляет около 9-10 лет.

Общий дисконтированный срок окупаемости от внедрения светодиодных ламп составит 8,62 года



Handwritten signature in blue ink: М.И. Мухоморов

5 Заключение

Данная программа разработана с целью развития энергосбережения и призвана стать основным документом для организации и проведения в жизнь энергетической политики предприятия при одновременном решении проблемы рационального использования энергетических ресурсов. Высвободившиеся за счет реализации энергосберегающих проектов средства могут быть направлены на повышение надежности и качества электроснабжения потребителей.

Гл. инженер

Начальник ПТО

Вед.экономист



Гарифуллин И.И.

Мусин С.Р.

Гафарова Н.Р.



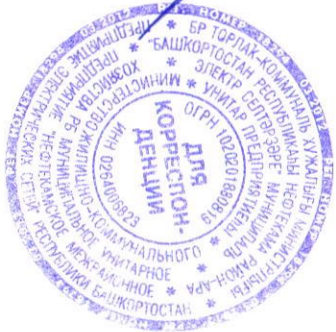
с НДС

Сводный план мероприятий увеличения энергетической эффективности по МУП "НМПЭС" и затраты необходимые для выполнения данных

№ п/п	Наименование показателя/наименование мероприятия		2017	2018	2019	2020	2021
			млн.руб	млн.руб	млн.руб	млн.руб	млн.руб
ВСЕГО			10,650	8,755	11,205	11,259	11,100
1	Снижение фактического процента технологического расхода электрической энергии при её передачи по электрическим сетям		6,360	3,700	6,600	6,600	6,600
1.1	<i>Технические мероприятия</i>		4,730	2,050	4,770	4,770	4,770
1.1.1	г.Нефтекамск	Замена отработавших нормативный срок службы трансформаторов (выпуска до 1990гг.)	4,730	2,050	4,770	4,770	4,770
1.2	<i>Мероприятия по совершенствованию учета электроэнергии</i>		1,630	1,650	1,830	1,830	1,830
1.2.1	Районы малоэтажной застройки г.Нефтекамска	Установка электросчетчиков повышенных классов точности. Установка выносных приборов учета на границу балансовой принадлежности. Установка автоматизированных систем учета электроэнергии.	1,630	1,650	1,830	1,830	1,830
2	Сокращение удельного расхода горюче - смазочных материалов		4,290	5,000	4,550	4,590	4,500
2.1	МУП НМПЭС	Модернизация автотранспорта. Автомобиль УАЗ	1,310				1,110
2.2	МУП НМПЭС	Модернизация автотранспорта. Замена автовышки АГП-18 на базе ГАЗ.	2,980		3,250		3,390
2.3	МУП НМПЭС	Модернизация автотранспорта. Замена автомобиля КАМАЗ 102 с КМУ.				4,590	
2.4	МУП НМПЭС	Модернизация автотранспорта. Замена бары на базе МТЗ.		2,500			
2.5	МУП НМПЭС	Модернизация автотранспорта. Замена бура на базе МТЗ.		2,500			
2.6	МУП НМПЭС	Модернизация автотранспорта. Автобус ПАЗ-32053.			1,300		
3	Сокращение расхода электрической энергии на собственные нужды		0,000	0,055	0,055	0,069	0,000
3.1	МУП НМПЭС	Замена ламп на светодиодные. Доведение до 10% по предприятию.	0,000				
3.1	МУП НМПЭС	Замена ламп на светодиодные. Доведение до 30% по предприятию.		0,055			
3.1	МУП НМПЭС	Замена ламп на светодиодные. Доведение до 50% по предприятию.			0,055		
3.1	МУП НМПЭС	Замена ламп на светодиодные. Доведение до 75% по предприятию.				0,069	

Главный инженер

И.И.Гарифуллин



Приложение 2 к Программе энергосбережения
и энергетической эффективности МУП
"НМПЭС" на 2017-2021гг.

Прогнозный баланс электрической энергии и снижения потерь по сетям МУП "НМПЭС" на 2017-2021гг.

№ пп	Наименование	Ед.изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1	Поступление в сеть	тыс.кВтч	281 048	282 074	283 070	284 020	285 010	286 000
2	Отпуск из сети	тыс.кВтч	239 978	241 004	242 000	242 950	243 940	244 930
3	Потери в эл.сети	тыс.кВтч	41 070	41 070	41 070	41 070	41 070	41 070
		%	14,61	14,56	14,51	14,46	14,41	14,36
4	Снижение потерь	тыс.кВтч		141,0	282,5	424,5	567,0	710,0
		%		0,05	0,10	0,15	0,20	0,25
4.1	Снижение технических потерь	тыс.кВтч		26,0	52,5	79,5	107,0	135,0
		%		0,01	0,02	0,03	0,04	0,05
4.2	Снижение потерь путем совершенствования учета электроэнергии	тыс.кВтч		115,0	230,0	345,0	460,0	575,0
		%		0,04	0,08	0,12	0,16	0,20

Примечание: Расчет снижения потерь электроэнергии за каждый год произведен с нарастающим итогом к базовому 2016 году

Главный инженер

И.И.Гарифуллин



Приложение 3 к Программе
энергосбережения и энергетической
эффективности МУП "НМПЭС" на 2017-
2021 гг.

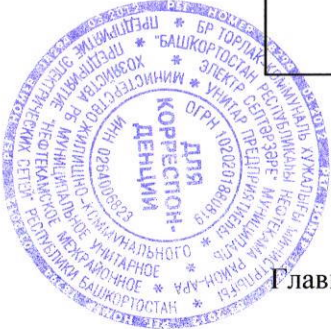
**Целевые показатели программы энергосбережения и энергетической эффективности МУП "НМПЭС" на
2017-2021 гг**

№ пп	Наименование	Ед.изм.	2017	2018	2019	2020	2021
1	Потери в электроэнергии в сетях МУП "НМПЭС" (фактические на каждый год)	%	14,56	14,51	14,46	14,41	14,36
1.1.	снижение процента технологического расхода электрической энергии при её передачи по электрическим сетям (по отношению к базовому году).	%	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25
2	Оснащенность зданий, стоений, сооружение приборами учета	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
2.1.	электрической энергии	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
2.2.	тепловой энергии	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
2.3.	холодной и горячей воды	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
3	Сокращение удельного расхода горюче - смазочных материалов (по отношению к базовому периоду).	%	0,52	0,74	1,28	1,61	2,17
4	Сокращение удельного расхода электрической энергии на собственные нужды административно-производственного участка (по отношению к базовому периоду).	%	0,00	1,10	2,20	3,58	3,58

Примечание: Расчет снижения потерь и сокращение удельных расходов за каждый год произведен с нарастающим итогом к базовому 2016 году

Главный инженер

И.И.Гарифуллин



Приложение 4 к Программе энергосбережения и энергетической эффективности МУП "НМПЭС" на 2017-2021 гг.

№ п.п.	Наименование мероприятий	Год выполнения	Средний расход на 100км по всему парку	Средний расход топлива на 100км на списываемый транспорт	Средний расход топлива по паспорту на 100км на вновь приобретенный транспорт по новым экологическим стандартами	% снижения расхода топлива	% снижения расхода топлива в целом по предприятию
1	Модернизация автотранспорта. Автомобиль УАЗ	2017	24,00	18	16	11,1111	0,2083
2	Модернизация автотранспорта. Замена автовышки АГП-18 на базе ГАЗ.	2017	23,79	29	26	10,3448	0,3152
3	Модернизация автотранспорта. Замена бары на базе МТЗ.	2018	23,48	11	10	9,0909	0,1065
4	Модернизация автотранспорта. Замена бура на базе МТЗ.	2018	23,37	11	10	9,0909	0,1070
5	Модернизация автотранспорта. Автобус ПАЗ-32053.	2019	23,26	26	24	7,6923	0,2149
7	Модернизация автотранспорта. Замена автовышки АГП-18 на базе ГАЗ.	2019	23,05	29	26	10,3448	0,3254
8	Модернизация автотранспорта. Замена автомобиля КАМАЗ 102 с КМУ.	2020	22,72	29	26	10,3448	0,3301
9	Модернизация автотранспорта. Автомобиль УАЗ	2021	22,39	18	16	11,1111	0,2233
10	Модернизация автотранспорта. Замена автовышки АГП-18 на базе ГАЗ.	2021	22,17	29	26	10,3448	0,3383

Главный инженер

И.И.Гарифуллин



План мероприятий по сокращению удельного расхода электрической энергии на собственные нужды

№ п/п	Наименование мероприятия	Год ввода	Всего плановые затраты, (тыс. руб.)	Прогноз экономии к году, тыс. кВт*ч (*)	Тариф за 1 кВт*ч	Прогноз экономического эффекта к году, тыс. руб.	Срок окупаемости мероприятий (лет)
1	Замена ламп на светодиодные. Доведение до 10% по предприятию.	2017	0 **	0,000	3,48	0,000	-
2	Замена ламп на светодиодные. Доведение до 30% по предприятию.	2018	55340	2170	3,48	7552	7,3
3	Замена ламп на светодиодные. Доведение до 50% по предприятию.	2019	55340	2170	3,48	7552	7,3
4	Замена ламп на светодиодные. Доведение до 75% по предприятию.	2020	69175	2713	3,48	9440	7,3
			179855	7053		24544	

(*) При экономии 0,044 кВт*ч в год за каждый инвестированный рубль:

0,38 кВт*ч для ламп накаливания (2% инвестиций)

0,04 кВт*ч для люминесцентных (71% инвестиций)

0,03 кВт*ч для ДРЛ (27% инвестиций)

(**) Финансирование не требуется, т.к. данный показатель уже достигнут в 2014 году.

Главный инженер

И.И.Гарифуллин



Целевые и прочие показатели программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности

№ п/п	Целевые и прочие показатели	Ед. из м.	Средние показатели по отрасли	Лучшие мировые показатели по отрасли	базовый год *	Плановые значения целевых показателей по годам**				
						2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Снижение технологического расхода электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям									
1.1	Ожидаемый объем поступления электрической энергии в распределительную сеть	кВт.ч			282 070 000	283 050 000	283 070 000	284 020 000	285 010 000	286 000 000
1.2	Ожидаемый объем потерь электрической энергии при ее передаче	кВт.ч			41 070 000	41 070 000	41 070 000	41 070 000	41 070 000	41 070 000
1.3	Относительный фактический объем потерь электрической энергии при ее передаче от объема поступления электрической энергии в распределительную сеть	%			14,61	14,56	14,56	14,51	14,46	14,41
1.4	Ожидаемый относительный объем потерь электрической энергии при ее передаче от объема поступления электрической энергии в распределительную сеть	%			14,56	14,51	14,51	14,46	14,41	14,36
1.5	Снижение или превышение ожидаемого относительного объема потерь электрической энергии по отношению к относительному фактическому объему потерь	%			0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
1.6	Суммарный технологический эффект	кВт.ч			141035	141525	141535	142010	142505	143000
1.7	Суммарный экономический эффект	руб.			279 136,47	280 106,28	280 126,07	281 066,19	282 045,90	283 025,60
2. Оснащенность зданий, строений, сооружений, находящихся в собственности регулируемой организации, приборами учета энергоресурсов										
2.1	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется холодная вода	шт.			6	6	6	6	6	6



И. И. Ибрагимов *д.т.н., к.и.н., доцент* *Государственный комитет по тарифам РБ*

2.2	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется холодная вода, оснащенных приборами учета	шт.			6	6	6	6	6	6	6
2.3	Оснащенность зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, приборами учета холодной воды	%			100	100	100	100	100	100	100
2.4	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется горячая вода	шт.			0	0	0	0	0	0	0
2.5	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется горячая вода, оснащенных приборами учета	шт.			0	0	0	0	0	0	0
2.6	Оснащенность зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, приборами учета горячей воды	%			0	0	0	0	0	0	0
2.7	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется природный газ	шт.			0	0	0	0	0	0	0
2.8	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется природный газ, оснащенных приборами учета	шт.			0	0	0	0	0	0	0
2.9	Оснащенность зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, приборами учета природного газа	%			0	0	0	0	0	0	0
2.10	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется тепловая энергия	шт.			2	2	2	2	2	2	2



И.И. Козлов

11.07.2014

Сергей Владимирович Козлов

2.11	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется тепловая энергия, оснащенных приборами учета	шт.					2		2						2				2
2.12	Оснащенность зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, приборами учета тепловой энергии	%					100		100						100				100
2.13	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется электрическая энергия	шт.					2		2						2				2
2.14	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется электрическая энергия, оснащенных приборами учета	шт.					2		2						2				2
2.15	Оснащенность зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, приборами учета электрической энергии	%					100		100						100				100
3																			
3.1	Общий объем зданий, строений, сооружений, при эксплуатации которых используется Холодная вода	м3				10101	10101	10101	10101	10101	10101	10101	10101	10101	10101	10101	10101	10101	10101
3.2	Фактический годовой расход холодной воды при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3				836	836	836	830	824	818	812	806	806	812	818	812	812	806
3.3	Ожидаемый годовой расход холодной воды при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3				836	836	830	824	818	812	806	806	812	818	812	812	812	806
3.4	Фактический удельный расход холодной воды при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3/м3				0,083	0,083	0,083	0,082	0,082	0,081	0,080	0,080	0,080	0,081	0,081	0,081	0,081	0,080
3.5	Ожидаемый удельный расход холодной воды при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3/м3				0,083	0,083	0,082	0,082	0,081	0,080	0,080	0,080	0,080	0,081	0,081	0,081	0,081	0,080





3.6	Снижение или превышение ожидаемого удельного расхода холодной воды по отношению к фактическому	м3/м3					0,000	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
3.7	Суммарный технологический эффект	м3					0	6	6	6	6	6	6
3.8	Суммарный экономический эффект	руб.					0	93,3	93,3	93,3	93,3	93,3	93,3
3.9	Общий объем зданий, строений, сооружений, при эксплуатации которых используется горячая вода	м3					0	0	0	0	0	0	0
3.10	Фактический годовой расход горячей воды при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3					0	0	0	0	0	0	0
3.11	Ожидаемый годовой расход горячей воды при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3					0	0	0	0	0	0	0
3.12	Фактический удельный расход горячей воды при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3/м3					0	0	0	0	0	0	0
3.13	Ожидаемый удельный расход горячей воды при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3/м3					0	0	0	0	0	0	0
3.14	Снижение или превышение ожидаемого удельного расхода горячей воды по отношению к фактическому	м3/м3					0	0	0	0	0	0	0
3.15	Суммарный технологический эффект	м3					0	0	0	0	0	0	0
3.16	Суммарный экономический эффект	руб.					0	0	0	0	0	0	0
3.17	Общий объем зданий, строений, сооружений, при эксплуатации которых используется природный газ	м3					0	0	0	0	0	0	0
3.18	Фактический годовой расход природного газа при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3					0	0	0	0	0	0	0
3.19	Ожидаемый годовой расход природного газа при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3					0	0	0	0	0	0	0
3.20	Фактический удельный расход природного газа при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3/м3					0	0	0	0	0	0	0
3.21	Ожидаемый удельный расход природного газа при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3/м3					0	0	0	0	0	0	0
3.22	Снижение или превышение ожидаемого удельного расхода природного газа по отношению к фактическому	м3/м3					0	0	0	0	0	0	0
3.23	Суммарный технологический эффект	м3					0	0	0	0	0	0	0

3.19 * Б. 19 * КОМПЕТЕНТНЫЙ ЦЕНТР ПО ТЕХНОЛОГИИ И ЭКОНОМИКЕ ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
 3.20 * Б. 20 * КОМПЕТЕНТНЫЙ ЦЕНТР ПО ТЕХНОЛОГИИ И ЭКОНОМИКЕ ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
 3.21 * Б. 21 * КОМПЕТЕНТНЫЙ ЦЕНТР ПО ТЕХНОЛОГИИ И ЭКОНОМИКЕ ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
 3.22 * Б. 22 * КОМПЕТЕНТНЫЙ ЦЕНТР ПО ТЕХНОЛОГИИ И ЭКОНОМИКЕ ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА

М. Шаталов
 МУП И-МНЭС Газсервис-СВ
 (подпись)

3.24	Суммарный экономический эффект	руб.			0	0	0	0	0	0
3.25	Общий объем зданий, строений, сооружений, при эксплуатации которых используется тепловая энергия	м3			17399,7	17399,7	17399,7	17399,7	17399,7	17399,7
3.26	Фактический годовой расхода тепловой энергии при эксплуатации зданий, строений и сооружений	Гкал			1177,031	1177,031	1171,146	1165,261	1159,376	1153,491
3.27	Ожидаемый годовой расход тепловой энергии при эксплуатации зданий, строений и сооружений	Гкал			1177,031	1171,146	1165,261	1159,376	1153,491	1147,606
3.28	Фактический удельный расход тепловой энергии при эксплуатации зданий, строений и сооружений	Гкал /м3			0,06765	0,06765	0,06731	0,06697	0,06663	0,06629
3.29	Ожидаемый удельный расход тепловой энергии при эксплуатации зданий, строений и сооружений	Гкал /м3			0,06765	0,06731	0,06697	0,06663	0,06629	0,06596
3.30	Снижение или превышение ожидаемого удельного расхода тепловой энергии по отношению к фактическому	Гкал /м3			0	0,00034	0,00034	0,00034	0,00034	0,00034
3.31	Суммарный технологический эффект	Гкал			0	5,885	5,885	5,885	5,885	5,885
3.32	Суммарный экономический эффект	руб.			0	8078,86	8078,86	8078,86	8078,86	8078,86
3.33	Общий объем зданий, строений, сооружений, при эксплуатации которых используется электрическая энергия	м2			21690	21690	21690	21690	21690	21690
3.34	Фактический годовой расход электрической энергии при эксплуатации зданий, строений и сооружений	кВт.ч			197195	197195	194691	192187	189683	187179
3.35	Ожидаемый годовой расход электрической энергии при эксплуатации зданий, строений и сооружений	кВт.ч			197195	194691	192187	189683	187179	184675
3.36	Фактический удельный расход электрической энергии при эксплуатации зданий, строений и сооружений	кВт.ч/м2			9,0915	9,0915	8,9761	8,8606	8,7452	8,6297
3.37	Ожидаемый удельный расход электрической энергии при эксплуатации зданий, строений и сооружений	кВт.ч/м2			9,0915	8,9761	8,8606	8,7452	8,6297	8,5143
3.38	Снижение или превышение ожидаемого удельного расхода электрической энергии по отношению к фактическому	кВт.ч/м2			0,00	0,1154	0,1154	0,1154	0,1154	0,1154



М. Уматер МЭР и МТРС Голубинский С.И. 2017

3.39	Суммарный технологический эффект	кВт.ч			0,00	2504,00	2504,00	2504,00	2504,00	2504,00
3.40	Количество осветительных устройств	шт.			279	279	279	279	279	279
3.41	Количество осветительных устройств с использованием светодиодов	шт.			57	57	84	140	209	237
3.42	Доля использования осветительных устройств с использованием светодиодов в общем объеме используемых осветительных устройств***	%			20	20	30	50	75	85
3.43	Суммарный экономический эффект	руб.			0	8714	8714	8714	8714	8714

<*> Базовый год - предшествующий год году начала действия программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

<***> Плановые значения целевых показателей по годам определяются в соответствии со сроком действия инвестиционной программы.

<****> Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности должны обеспечивать доведение использования регулирующими организациями осветительных устройств с использованием светодиодов до уровня:

в 2017 году - не менее 10 процентов общего объема используемых осветительных устройств;

в 2018 году - не менее 30 процентов общего объема используемых осветительных устройств;

в 2019 году - не менее 50 процентов общего объема используемых осветительных устройств;

в 2020 году - не менее 75 процентов общего объема используемых осветительных устройств.

Директор



Ш.Ф. Хайруллин



Перечень мероприятий, основной целью которых является энергосбережение и (или) повышение энергетической эффективности

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемы выполнения (млн) с разбивкой по годам реализации мероприятия					Сред. аморт. лет	Показатели экономической эффективности				Средств затрат	Источники финансирования																												
		всего	в годах					Сред. аморт. лет	индекс затрат, %	индекс затрат, руб.	индекс затрат, руб.			индекс затрат, руб.																											
			2017	2018	2019	2020									2021																										
1	Ремонтные и модернизационные работы, модернизация оборудования, внедрение энергосберегающих технологий, в том числе замена оборудования с более высокой энергоэффективностью, внедрение автоматизированных систем управления технологическими процессами и технологиями																																								
1.1	Выпуск оборудования трансформаторов (выпуска до 1990гг.)	шт. 92	20	12	20	20	тыс. кВт*ч	127,91	26,01	8,96	0,05	24,34	8,38	0,05	24,41	8,55	0,05	24,77	8,53	0,05	27,97	9,64	0,06	42,7	19,87	4,04	4,04	4,04	4,04	Средства учтенные в тарифе на обслуживание сетей	1. Инвестиционная составляющая тарифа										
2	Создание условий для энергетической модернизации объектов жилищно-коммунального хозяйства и объектов жилищно-коммунального хозяйства																																								
2.1	Выпуск ламп накаливания до 75Вт	шт. 152	0	27	56	69	0	тыс. кВт*ч	7,05	0,00	0,00	2,17	0,75	0,01	2,17	0,75	0,01	2,71	0,95	0,01	0,00	0,00	0,00	0,031	4,1	0,05	0,05	0,06	0	0	0	0	0	0	0	0	Средства учтенные в тарифе на обслуживание сетей	1. Инвестиционная составляющая тарифа			
3	Организация действующего и аварийного электроснабжения объектов жилищно-коммунального хозяйства																																								
3.1	Установка электрических устройств повышения класса точности учета на границе балансовой принадлежности, установка устройств учета электроэнергии	шт. 671	107	156	156	156	156	тыс. кВт*ч	575	115,00	39,62	0,23	115,00	39,62	0,23	115,00	39,62	0,23	115,00	39,62	0,23	115,00	39,62	0,23	18,29	9,27	1,38	1,40	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	Средства учтенные в тарифе на обслуживание сетей	1. Инвестиционная составляющая тарифа			

* - реализация данных мероприятий возможна только при дополнительном финансировании

Директор Ш.Ф. Хайруллин



Чистый дисконтированный доход (Net Present Value)

Расчет экономического эффекта от замены отработавшего нормативный срок службы основного электротехнического оборудования

Ставка дисконтирования 3%
Средний срок эксплуатации 20

Период, Т (год)	Первоначальные затраты, IC	Денежный доход	Денежный расход	Денежный поток, CF	Дисконтированный денежный поток, DCF
0	4 008 475р.				4 008 475р.
1		1 038 631р.	1 737 288р.	- 698 657р.	- 681 617р.
2		1 760 350р.	4 042 373р.	- 2 282 023р.	- 2 172 062р.
3		2 508 092р.	4 042 373р.	- 1 534 280р.	- 1 424 732р.
4		3 307 338р.	4 042 373р.	- 735 035р.	- 665 905р.
5		3 413 173р.		3 413 173р.	3 016 747р.
6		3 536 047р.		3 536 047р.	3 049 122р.
7		3 659 809р.		3 659 809р.	3 078 870р.
8		3 806 201р.		3 806 201р.	3 123 926р.
9		3 927 999р.		3 927 999р.	3 145 260р.
10		4 089 047р.		4 089 047р.	3 194 357р.
11		4 223 986р.		4 223 986р.	3 219 289р.
12		4 359 153р.		4 359 153р.	3 241 274р.
13		4 494 287р.		4 494 287р.	3 260 247р.
14		4 633 610р.		4 633 610р.	3 279 332р.
15		4 777 252р.		4 777 252р.	3 298 528р.
16		4 925 347р.		4 925 347р.	3 317 836р.
17		5 078 032р.		5 078 032р.	3 337 258р.
18		5 235 451р.		5 235 451р.	3 356 793р.
19		5 397 750р.		5 397 750р.	3 376 443р.
20		5 565 081р.		5 565 081р.	3 396 207р.
				NPV	42 738 699р.
				NPV2	42 738 699р.
				IRR	19,87%
				PI	1066,21%

Директор



Ш.Ф. Хайруллин



Чистый дисконтированный доход (Net Present Value)

Расчет экономического эффекта от внедрения светодиодных ламп

Ставка дисконтирования 3%
Средний срок эксплуатации 10

Период, T (год)	Первоначальные затраты, IC	Денежный доход	Денежный расход	Денежный поток, CF	Дисконтированный денежный поток, DCF
0	48 424р.			-	48 424р.
1		10 393р.	48 424р.	- 38 030р.	37 103р.
2		19 715р.	60 530р.	- 40 815р.	38 848р.
3		20 346р.		20 346р.	18 893р.
4		20 997р.		20 997р.	19 022р.
5		21 752р.		21 752р.	19 226р.
6		22 514р.		22 514р.	19 414р.
7		23 414р.		23 414р.	19 698р.
8		24 164р.		24 164р.	19 832р.
9		25 154р.		25 154р.	20 142р.
10		25 984р.		25 984р.	20 299р.
				NPV	32 150р.
проверка				NPV2	32 150р.
				IRR	4,24%
				PI	66,39%

Директор



Ш.Ф. Хайруллин



Чистый дисконтированный доход (Net Present Value)

Расчет экономической эффективности установки приборов учета АИИСКУЭ

Ставка дисконтирования 3%
Средний срок эксплуатации 15

Период, T (год)	Первоначальные затраты, IC	Денежный доход	Денежный расход	Денежный поток, CF	Дисконтированный денежный поток, DCF
0	1 381 356р.				- 1 381 356р.
1		570 982р.	1 398 305р.	- 827 323р.	- 807 144р.
2		866 243р.	1 550 847р.	- 684 604р.	- 651 616р.
3		1 161 504р.	1 550 847р.	- 389 343р.	- 361 544р.
4		1 456 765р.	1 550 847р.	- 94 082р.	- 85 234р.
5		1 456 765р.		1 456 765р.	1 287 568р.
6		1 456 765р.		1 456 765р.	1 256 164р.
7		1 456 765р.		1 456 765р.	1 225 526р.
8		1 456 765р.		1 456 765р.	1 195 635р.
9		1 456 765р.		1 456 765р.	1 166 473р.
10		1 456 765р.		1 456 765р.	1 138 022р.
11		1 456 765р.		1 456 765р.	1 110 266р.
12		1 456 765р.		1 456 765р.	1 083 186р.
13		1 456 765р.		1 456 765р.	1 056 767р.
14		1 456 765р.		1 456 765р.	1 030 992р.
15		1 456 765р.		1 456 765р.	1 005 846р.
				NPV	9 269 551р.
проверка				NPV2	9 269 551р.
				IRR	18,29%
				PI	671,05%

Директор



Ш.Ф. Хайруллин

