

«Согласовано»

«Утверждаю»

Директор  
ЭПК УрФУ

Ректор УрФУ



**ПРОГРАММА В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ  
И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ  
ПО РЕГУЛИРУЕМОМУ ВИДУ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ – ПЕРЕДАЧА И  
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ  
УРАЛЬСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИМ. ПЕРВОГО ПРЕЗИДЕНТА РОССИИ Б.Н. ЕЛЬЦИНА  
НА 2023 – 2025 ГГ.**

2023 год

## **ОГЛАВЛЕНИЕ**

<b>ГЛАВА 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ</b>	<b>3</b>
<b>ГЛАВА 2. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ</b>	<b>10</b>
<b>ГЛАВА 3. ИНФОРМАЦИЯ О ДОСТИГНУТЫХ РЕЗУЛЬТАТАХ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ ЗА ПОСЛЕДНИЕ 5 ЛЕТ</b>	<b>13</b>
<b>ГЛАВА 4. СРАВНЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ С КОМПАНИЯМИ, ДОСТИГШИМИ НАИЛУЧШИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ В АНАЛОГИЧНОЙ СФЕРЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ИЗ ЧИСЛА РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КОМПАНИЙ</b>	<b>14</b>
<b>ГЛАВА 5. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОГРАММЫ ОРГАНИЗАЦИИ</b>	<b>15</b>
<b>ПРИМЕЧАНИЕ: ЗАТРАТЫ ПО КАЖДОМУ МЕРОПРИЯТИЮ РАССЧИТАНЫ С УЧЕТОМ ЦЕНЫ В МАЕ 2022Г. С УДОРОЖАНИЕМ ЕЖЕГОДНО НА 10 % ПО СРАВНЕНИЮ С ЦЕНОЙ ПРЕДЫДУЩЕГО ГОДА.</b>	<b>16</b>
<b>ГЛАВА 6. ИЗМЕНЕНИЕ УРОВНЯ ПОТЕРЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ПРИ ИХ ПЕРЕДАЧЕ ИЛИ ИЗМЕНЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РЕГУЛИРУЕМОГО ВИДА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В НАТУРАЛЬНОМ И ДЕНЕЖНОМ ВЫРАЖЕНИИ ПО ГОДАМ ПЕРИОДА ДЕЙСТВИЯ ПРОГРАММЫ</b>	<b>17</b>
<b>ГЛАВА 7. ИЗМЕНЕНИЕ РАСХОДА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ НА ХОЗЯЙСТВЕННЫЕ НУЖДЫ В НАТУРАЛЬНОМ ВЫРАЖЕНИИ И ДЕНЕЖНОМ ВЫРАЖЕНИИ ПО ГОДАМ ПЕРИОДА ДЕЙСТВИЯ ПРОГРАММЫ</b>	<b>18</b>
<b>ГЛАВА 8. ИЗМЕНЕНИЕ РАСХОДА МОТОРНОГО ТОПЛИВА АВТОТРАНСПОРТОМ И СПЕЦТЕХНИКОЙ В НАТУРАЛЬНОМ ВЫРАЖЕНИИ И ДЕНЕЖНОМ ВЫРАЖЕНИИ, С РАЗБИВКОЙ ПО ГОДАМ ДЕЙСТВИЯ ПРОГРАММЫ</b>	<b>19</b>
<b>ГЛАВА 9. ФАКТИЧЕСКИЕ ЗНАЧЕНИЯ ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОГРАММЫ ПО ГОДАМ ПЕРИОДА ДЕЙСТВИЯ ПРОГРАММЫ</b>	<b>20</b>
<b>ГЛАВА 10. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОГРАММЫ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ В РАЗРЕЗЕ КАЖДОГО ГОДА, ИХ ЦЕЛЕВЫЕ И ФАКТИЧЕСКИЕ ЗНАЧЕНИЯ</b>	<b>27</b>
<b>ГЛАВА 11. СВЕДЕНИЯ ОБ УВЯЗКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ С ВОЗНАГРАЖДЕНИЕМ СОТРУДНИКОВ ОРГАНИЗАЦИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ЧЕРЕЗ МЕХАНИЗМ КЛЮЧЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ (ДАЛЕЕ - КНР) ДЛЯ МЕНЕДЖЕРОВ И СТРУКТУРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ ПО КАЖДОМУ НАПРАВЛЕНИЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ В РАЗРЕЗЕ КАЖДОГО ГОДА, ИХ ЦЕЛЕВЫЕ И ФАКТИЧЕСКИЕ ЗНАЧЕНИЯ</b>	<b>28</b>
<b>ГЛАВА 12. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ТЕХНОЛОГИЙ, ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ОРГАНИЗАЦИИ В ЦЕЛЯХ ДОСТИЖЕНИЯ ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОГРАММЫ</b>	<b>29</b>
<b>ГЛАВА 13. МЕХАНИЗМ МОНИТОРИНГА И КОНТРОЛЯ ЗА ИСПОЛНЕНИЕМ КЛЮЧЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ</b>	<b>41</b>
<b>ГЛАВА 14. МЕХАНИЗМ РЕАЛИЗАЦИИ, СИСТЕМА МОНИТОРИНГА, УПРАВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ ЗА ХОДОМ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОГРАММЫ</b>	<b>42</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ N 1</b>	<b>43</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ N 3</b>	<b>45</b>

## ГЛАВА 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ

- Организационно-правовая форма: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования.
- Наименование предприятия: ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»
- Юридический адрес: 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19.
- Ф.И.О., должность руководителя: Маркин Николай Егорович, директор.
- Банковские реквизиты: Р\с 40102810645370000054 Уральское ГУ БАНКА России/УФК по Свердловской области г. Екатеринбург
- К\с 03214643000000016200
- БИК 016577551
- ИНН 6660003190
- Контактные телефоны: 8 (343) 375-45-35
- Предприятие образовано 29.10.1956г.

### 1.1. Общая характеристика предприятия

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» (далее – учреждение, ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина») создано на базе государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Уральский государственный технический университет – УПИ имени первого президента России Б.Н. Ельцина» 21.10.2009г.

Экспериментально-производственный комбинат УрФУ (далее – комбинат, ЭПК УрФУ) был создан в качестве юридического лица в 1956 г. в соответствии с приказом Министра высшего образования РСФСР. В настоящее время ЭПК УрФУ является обособленным структурным подразделением ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина». В состав ЭПК УрФУ входит два цеха: котлотурбинный цех и электроцех.

Котлотурбинный цех (КТЦ) обеспечивает выработку тепловой и электрической энергии, а также распределение тепловой энергии по микрорайону ВТУЗгородок. Электроцех ЭПК УрФУ обеспечивает передачу и распределение электроэнергии в границах улиц Студенческая, Педагогическая, Мира, Восточная, Гагарина, Блюхера, Академическая, Технологическая. В состав электросетевого хозяйства входит головная подстанция 35/6 кВ и сеть из 45 подстанций 6/0,4 кВ.

Район расположен в восточной части г. Екатеринбурга, зона охвата ПС УПИ 35/6 кВ ограничена:

- с восточной стороны железной дорогой и дублером сибирского тракта
- далее граница идет по ул. Комсомольская
- затем по ул. Педагогическая до ул. Мира
- далее по ул. Мира до пер. Отдельный
- затем по ул. Гагарина до ул. Малышева
- по ул. Малышева до ул. Генеральская
- по ул. Генеральская до ул. Первомайская
- по ул. Первомайская до ул. Гагарина
- по ул. Гагарина вдоль Михайловского кладбища до ул. Блюхера
- по ул. Блюхера до ул. Мира
- по ул. Мира до ул. Академическая
- далее ул. Академическая - ул. Комсомольская - ул. Технологическая до дублера Сибирского тракта.

Площадь охватываемого района составляет 2,9 кв.км. Существующая нагрузка района в зимний период составляет 20 - 23 МВА. Плотность нагрузки по району составляет 11 - 11,3 МВА на кв.км., что соответствует среднегородской плотности нагрузки в г.

Екатеринбурге. Протяженность сетей 35кВ составляет 8,156км, протяженность сетей 6 кВ составляет 39,911 км., протяженность сетей 0,4 кВ составляет 85,525 км. Оснащенность приборами учета составляет 99,00 % (1,00 % - это подключение к электрическим сетям светофоров, модемов и других устройств связи, рекламных щитов и т.п. для которых экономически не целесообразно устанавливать коммерческие узлы учета электрической энергии).

Имущество у предприятия, относящееся к электроцеху: производственная база с находящимися на ней зданием (здание головной подстанции ПС УПИ 35/6 кВ с административными помещениями), ТП6/0,4, воздушные и кабельные линии.

Предприятие в процессе своей деятельности по оперативно-диспетчерскому управлению технологическими процессами в электрических сетях ведет работы по ремонту и модернизации технологического оборудования, монтажу электротехнических установок, пуско-наладочным работам, монтажу внешних и внутренних систем электроснабжения, систем наружного освещения.

Потребителями электрической энергии являются: жилые дома, социальные объекты и промышленные здания и сооружения.

Основные производственные показатели предприятия:

- Общая протяженность линий электропередач и кабельных линий – 133,592 км;
- Общее количество подстанций – 42;
- Совокупная мощность подстанций, относящихся к предприятию – 101,015 МВА;
- Общее количество точек подключения – 1682;
- Клиентская база – 1232 контрагентов (юридических лиц) и 17 контрагентов (физических лиц) предприятия по договорам оказания услуг по передаче и распределению электроэнергии;
- среднесписочная численность персонала электроцеха – 31 человек.

В перспективе планируется: 1) реконструкция трансформаторных подстанций для обеспечения электроэнергией вводимых в эксплуатацию объектов; 2) замена всех имеющихся приборов учета электрической энергии на «умные» счетчики с подключением их в систему АИСКУЭ; 3) замена существующих светильников внутреннего освещения на светодиодные светильники.

На балансе предприятия:

- Подстанция УПИ35/6 кВ – 1 шт.,
- Понижающие трансформаторные подстанции – 41 шт.

Износ оборудования составляет свыше 72,0 %.

Основные виды деятельности ЭПК УрФУ в соответствии с уставом и данными из выписки ЕГРЮЛ:

- Передача электроэнергии и технологическое присоединение к распределительным электросетям;
- Распределение электроэнергии;
- Производство пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными;
- Передача пара и горячей воды (тепловой энергии);
- Обеспечение работоспособности котельных;
- Обеспечение работоспособности тепловых сетей;
- Распределение воды для питьевых и промышленных нужд;
- Сбор и обработка сточных вод;
- Сбор отходов;
- Производство строительных металлических конструкций, изделий и их частей;
- Производство радиаторов и котлов центрального отопления;
- Производство прочих металлических цистерн, резервуаров и емкостей;

- Производство прочих металлических изделий, не включенных в другие группировки;
- Производство аппаратов, применяемых в медицинских целях, основанных на использовании рентгеновского, альфа-, бета- и гамма- излучений;
- Производство гидравлического и пневматического силового оборудования;
- Производство арматуры трубопроводной (арматуры);
- Производство прочих машин и оборудования общего назначения, не включенного в другие группировки;
- Производство металлообрабатывающих станков;
- Производство станков и оборудования для металлургии;
- Производство прочих машин и оборудования специального назначения, не включенных в другие группировки;
- Ремонт машин и оборудования;
- Ремонт электронного и оптического оборудования;
- Строительство жилых и нежилых зданий;
- Разборка и снос зданий;
- Производство электромонтажных работ;
- Производство санитарно-технических работ, монтаж отопительных систем и систем кондиционирования воздуха;
- Производство прочих строительного-монтажных работ;
- Производство штукатурных работ;
- Работы столярные и плотничные;
- Работы по устройству покрытий полов и облицовке стен;
- Производство малярных и стекольных работ;
- Производство прочих отделочных и завершающих работ;
- Производство кровельных работ;
- Работы строительные специализированные прочие, не включенные в другие группировки;
- Работы по сборке и монтажу сборных конструкций;
- Хранение и складирование прочих грузов;
- Покупка и продажа собственного недвижимого имущества;
- Аренда и управление собственным или арендованным жилым недвижимым имуществом;
- Аренда и управление собственным или арендованным нежилым недвижимым имуществом;
- Управление недвижимым имуществом за вознаграждение или на договорной основе;
- Управление эксплуатацией жилого фонда за вознаграждение или на договорной основе;
- Управление эксплуатацией нежилого фонда за вознаграждение или на договорной основе;
- Деятельность в области архитектуры, связанная с созданием архитектурного объекта;
- Деятельность в области инженерных изысканий, инженерно-технического проектирования управления проектами строительства, выполнение строительного контроля и авторского надзора, предоставление технических консультаций в этих областях;
- Эксплуатация взрывопожарных и химически опасных производственных объектов I, II и III класса опасности.

**1.2. Наличие зданий административного и административно-производственного назначения, в том числе сведения об общей площади зданий, общем объеме зданий и отапливаемом объеме зданий**

Таблица 1.1. Перечень зданий

№ п/п	Наименование объекта	Общая площадь, м2	Отапливаемая площадь, м2	Отапливаемый объём, м3
1	Здание головной подстанции УПИ 35/6 кВ	2 257	2 257	13 427
2	ИТОГО	2 257	2 257	13 427

**1.3. Сведения о наличии автотранспорта и спецтехники**

На балансе предприятия (в электроцехе) по виду деятельности «передача и распределение электрической энергии» автотранспорта нет. Спецтехники на балансе предприятия нет.

**1.4. Сведения о количестве точек приема (поставки) электрической энергии, в том числе данные об их оснащении приборами учета, информация о количестве точек приема (поставки), оснащенных автоматизированной информационной измерительной системой, не оснащенных либо оснащенных с нарушением требований нормативной технической документации**

Коммерческий учет электроэнергии осуществляется в точках присоединения питающих линий к центрам питания сетевых организаций.

Таблица 1.4. Перечень точек приема (поставки) электрической энергии, оснащенных узлами учета

№ п/п	Наименование точки приема (поставки) электрической энергии	Количество точек приема (поставки) электрической энергии, шт			
		всего	в т.ч.		
			оснащенных автоматизированной информационной измерительной системой	не оснащенных автоматизированной информационной измерительной системой	оснащенных автоматизированной информационной измерительной системой с нарушением требований
1	Поставка ЭЭ по ВН	104	0	104	0
2	Поставка ЭЭ по СН-1	3	0	3	0
3	Поставка ЭЭ по СН-2	380	9	371	0
4	Поставка ЭЭ по НН	1178	65	1113	0
5	Прием ЭЭ по ВН	5	5	0	0
6	Прием ЭЭ по СН2	11	11	0	0
7	Итого	1681	90	1591	0

**1.5. Сведения о количестве точек поставки энергетических ресурсов на хозяйственные нужды, в том числе с разделением по видам энергетических ресурсов (электроэнергия, тепловая энергия, газ, холодное и горячее водоснабжение), в том числе данные об их оснащении приборами учета**

Таблица 1.5. Перечень точек поставки энергетических ресурсов на хозяйственные нужды

№ п/п	Наименование здания	Тип счетчика	Вид ресурса	Количество точек поставки ТЭР, шт
1	Здание головной подстанции 35/6 кВ	нет	Электрическая энергия	1*
2	Здание головной подстанции 35/6 кВ	ТЭКОН-19	Тепловая энергия	1*
3	Здание головной подстанции 35/6 кВ	ТЭКОН-19	Горячая вода	1*
4	Здание головной подстанции 35/6 кВ	СХВ	Холодная вода	1
	Итого			4

\*поставка собственных ресурсов (тепловая энергия и электрическая энергия, горячая вода) на хозяйственные нужды.

## 1.6. Сведения о потреблении используемых энергетических ресурсов по видам этих энергетических ресурсов

Таблица 1.6. Сведения о потреблении ТЭР в 2022 году

№ п/п	Объем потребления ресурсов	Ед. изм.	2022 год
1	Тепловая энергия*	Гкал	328,013
		Тыс. руб.	-
2	Электрическая энергия*	Тыс. кВт	163,7
		Тыс. руб.	560,184
3	Горячая вода**	Тыс. м3	0,275
		Гкал	16,57
		Тыс. руб.	11,477
4	Холодная вода	Тыс. м3	0,22
		Тыс. руб.	9,182
5	Моторное топливо (бензин)	Тыс. л.	-
		Тыс. руб.	-
6	Моторное топливо (ДТ)	Тыс. л.	-
		Тыс. руб.	-

\*поставка собственных ресурсов (тепловая энергия и подогрев воды) на собственные и хозяйственные нужды;

\*\* затраты в горячей воде - это стоимость холодной воды

## 1.7. Баланс электрической энергии

Таблица 1.7. Сведения о показателях баланса электрической энергии, в том числе отпуск электрической энергии из сети, потребление электрической энергии, отпуск электрической энергии без учета «последней мили» и объема электрической энергии, отпущенной с шин генераторов, отпуск электрической энергии в соответствии с экономическим балансом электрической энергии по уровням напряжения, потери электрической энергии, технологические и нетехнологические потери.

№ п/п	Наименование	Напряжение	Ед.изм.	план 2023г.	
1	Прием ЭЭ в сеть	ВН	кВтч	<b>94 030 180</b>	
		ВН	кВтч	90 350 180	
		СН2	кВтч	3 680 000	
		в т.ч. СН2 от АО "Оборонэнерго"	СН2	кВтч	762 000
		в т.ч. СН2 от ООО "ЦКС-СТ"	СН2	кВтч	0
		в т.ч. СН2 собственная выработка			2 918 000
2	Отпуск из сети ЭЭ всего		кВтч	<b>77 449 100</b>	
		ВН	кВтч	1 203 000	
		СН1	кВтч	3 747 000	
		СН2	кВтч	37 484 030	
		НН	кВтч	35 015 070	
	в т.ч.				
2.1.	ООО "ВГУЗ-Энерго"		кВтч	<b>33 595 100</b>	
		ВН	кВтч	1 203 000	
		СН1	кВтч	7 400	
		СН2	кВтч	19 821 430	

№ п/п	Наименование	Напряжение	Ед.изм.	план 2023г.
		НН	кВтч	12 563 270
2.2.	АО "Екатеринбургэнергосбыт" (без ф.л.)		кВтч	<b>28 572 800</b>
		СН1	кВтч	3 107 600
		СН2	кВтч	3 847 300
		НН	кВтч	21 617 900
2.3.	ООО "МагнитЭнерго"		кВтч	<b>321 400</b>
		СН2	кВтч	21 700
		НН	кВтч	299 700
2.4.	ООО "ЕЭС.Гарант"		кВтч	<b>725 800</b>
		СН2	кВтч	191 600
		НН	кВтч	534 200
2.5.	Передача в смежные организации		кВтч	<b>14 234 000</b>
	в АО "ЕЭСК"	СН2	кВтч	11 447 000
	в АО "Оборонэнерго"	СН2	кВтч	1 923 000
	в ООО "Ветта-Инвест"	СН1	кВтч	632 000
	в ООО "Ветта-Инвест"	СН2	кВтч	232 000
3	Производственные нужды системы (УрФУ)		кВтч	11 022 900
4	Фактические потери		кВтч	5 558 180
5	Фактические потери		%	5,911
6	Нормативные потери		%	5,911056
6.1.	Нормативные потери		кВтч	5 558 180
6.2.	Сверхнормативные потери		кВтч	0

## ГЛАВА 2. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ

В течении всего срока эксплуатации предприятие ежегодно в ходе капитального ремонта и в соответствии с текущими производственными программами производит поэтапную замену изношенных кабельных линий, оборудования трансформаторных подстанций, осветительных устройств и узлов учета электрической энергии.

В настоящее время затраты на энергетические ресурсы составляют существенную часть расходов организации. В условиях увеличения тарифов и цен на энергоносители их расточительное и неэффективное использование недопустимо. Создание условий для повышения эффективности использования энергетических ресурсов становится одной из приоритетных задач развития организации.

Потребление топливно-энергетических ресурсов на производственные нужды головной подстанции УПИ 35/6 кВ в топливном эквиваленте составило в 2022г. – 107,6 т.у.т.

Общая площадь отапливаемых помещений в электроцехе предприятия составляет 2 257,0 кв.м.

Базовый период для расчета значений целевых показателей расхода энергоресурсов – 2022г. С учетом фактических значений предыдущего года объем поступления электрической энергии в сеть 91 508,494 тыс.кВтч, объем потерь электрической энергии при его передаче по электрическим сетям – 5 652,718 тыс.кВтч, что составляет 6,18 % (по данным формы 46-ЭЭ за 2022г.).

Нормативный уровень потерь электрической энергии (технологический расход), рассчитанный в соответствии с положениями приказа Минэнерго России от 26.09.2017г. № 887 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций», составляет 5,911%.

В соответствии с п.40(1) Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», для расчета величины потерь электрической энергии на первый год долгосрочного периода регулирования 2023-2028гг. принимается минимальное значение между нормативом потерь электрической энергии в размере 5,911 % и уровнем фактических потерь электрической энергии за последний истекший год, т.е. 6,18 % (все величины приняты по фактическим данным баланса электрической энергии электроцеха ЭПК УрФУ).

Потери электроэнергии определяются как разница между электроэнергией, поступившей в сеть, и электроэнергией, отпущенной потребителям, определяемой по данным системы учета поступления и полезного отпуска электроэнергии.

С учетом специфики методов определения количественных значений потерь и их физической природы, они могут быть разделены на четыре составляющие:

- технические потери электроэнергии (потери в элементах электрической сети), обусловленные физическими процессами в проводах и электрооборудовании, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям. Они могут изменяться под воздействием нагрузочной составляющей, условно-постоянных затрат и климатических условий;

- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала;

- коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации и контроля за потреблением электрической энергии.

Анализ состояния предприятия: В настоящее время предприятие эксплуатирует одну трансформаторную подстанцию 35/6 кВ, три РП – 6 кВ и 41 понижающую трансформаторную подстанцию на 6/0,4 кВ. Износ оборудования подстанций свыше 72,0 %. На балансе предприятия находятся линии электропередач протяженностью 133,592 км, в том числе ЛЭП 0,4 кВ – 2,525

км, КЛ 35 кВ – 8,156, КЛ 6кВ – 39,911 км и КЛ 0,4кВ – 83,0 км. Доля кабельных линий электропередач составляет 98,11 %.

Значительная часть проводов в ВЛ и КЛ изношены и для бесперебойного обеспечения потребителей электрической энергией требуется их замена. В целом для решения данной задачи у предприятия разработана производственная программа по реконструкции ВЛ.

В эксплуатации у предприятия находится головная подстанция 35/6 кВ. Часть головной подстанции занята помещениями для нужд административного персонала. Система освещения внутри зданий модернизирована, выполнена замена большинства старых светильников на светодиодные.

На трансформаторных подстанциях 6/0,4 кВ используется светодиодное освещение.

Большинство абонентов, подключенных к распределительным электрическим сетям предприятия имеют на границе балансовой ответственности коммерческие узлы учета (электрические счетчики). На предприятии установлена автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АИСКУЭ). В настоящее время к данной системе подключено 5,35% всех абонентов. Ведется плановая работа по подключению абонентов к системе АИСКУЭ.

Основными проблемами, приводящими к нерациональному использованию энергетических ресурсов в организации, являются:

- высокий износ основных фондов организации, в том числе зданий, строений, сооружений, инженерных коммуникаций;
- высокий износ оборудования трансформаторных подстанций, эксплуатация силовых трансформаторов с низким КПД;
- незначительная часть узлов учета, включенных в АИСКУЭ (как следствие возможность значительных хищений электрической энергии абонентами);
- у абонентов в большинстве случаев установлены узлы коммерческого учета электрической энергии с низким классом точности;
- эксплуатация оборудования, не соответствующего современным требованиям, применимым к энергоэффективному оборудованию.

В перспективе на предприятии планируется вывести из эксплуатации морально и физически устаревшие трансформаторы, внедрить цифровые технологии для контроля работы подстанций и электрических сетей, реализовать функции самодиагностики и самовосстановления, а также ввести интеллектуальный учет расхода энергии у всех потребителей электрической энергии с включением новых счетчиков в АИСКУЭ.

Реализация программы энергосбережения и энергоэффективности позволит предприятию:

- обновить основные фонды и модернизировать существующее оборудование;
- снизить потери электрической энергии при ее передаче потребителям;
- увеличить долю приборов учета электрической энергии, обладающих функциями интеллектуального учета («умные» счетчики);
- снизить расходы предприятия на собственные нужды в здании головной подстанции;
- улучшить технико-экономические показатели предприятия.

Цели Программы:

- реализация организационных, экономических и технических мероприятий, обеспечивающих рациональное использование топливно-энергетических ресурсов и снижение технологического расхода электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям предприятия;
- повышение энергетической эффективности электросетевых объектов и оборудования путем реконструкции и технического перевооружения;
- повышение энергоэффективности и надежности системы электроснабжения, обслуживаемой электроцехом ЭПК УрФУ.

#### Задачи Программы:

- реализация требований федерального законодательства об энергосбережении и повышении энергетической эффективности;
- снижение расходов теплоэнергетических ресурсов на собственные нужды предприятия;
- организация учета поставки электрической энергии с учетом инновационных технологий;
- поддержание существующего уровня потерь при передаче электрической энергии в сетях.

#### Основные направления энергосбережения и повышения энергоэффективности:

- замена счетчиков электрической энергии (неисправных, с истекшим сроком поверки и т.д.) у абонентов на новые «умные» счетчики;
- замена существующих светильников внутреннего освещения на светодиодные;
- отключение в режимах малых нагрузок одного из трансформаторов на подстанциях с двумя и более трансформаторами;
- выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ.

#### Описание технологического процесса по регулируемому виду деятельности:

- 1) **передача и распределение электрической энергии:** электрическая энергия по воздушным линиям электропередач поступает на головную подстанцию 35/6 кВ. На головной подстанции электроэнергия напряжением 35 кВ в трансформаторах понижается до напряжения 6 кВ и далее по кабельным и воздушным линиям распределяется на трансформаторные подстанции (ТП) 6/0,4 кВ. На часть ТП 6/0,4 кВ предприятия электрическая энергия поступает от сторонних источников электрической энергии. На трансформаторных подстанциях ТП 6/0,4 кВ электрическая энергия понижается в трансформаторах с напряжения 6 кВ до напряжения 0,4 кВ. Электрическая энергия с трансформаторных подстанций ТП 6/0,4кВ с напряжением 0,4 кВ распределяется по кабельным и воздушным линиям к потребителям.

### ГЛАВА 3. ИНФОРМАЦИЯ О ДОСТИГНУТЫХ РЕЗУЛЬТАТАХ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ ЗА ПОСЛЕДНИЕ 5 ЛЕТ

Организация начала осуществлять свою деятельность в 1956 году. Первая программа энергосбережения была разработана на период 2020-2022гг. Мероприятия по энергосбережению, внедренные за прошедшие 5 лет сведены в таблицу 3.

Таблица 3. Перечень мероприятий, внедренных на предприятии с 2020 по 2022гг.

N п/п	Наименование мероприятия	Размерность	Численные значения экономии			Затраты, тыс. руб. (без НДС)	Год внедрения
			численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т у. т.	численное значение экономии, тыс. руб.		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Составление и анализ балансов электроэнергии по ТП, РП и подстанции 35/6 кВ, устранение небаланса.	тыс.кВт.ч.	20	6,89	113,302	0,00	2020
2	Замена осветительных устройств на светодиодные	тыс.кВт.ч.	13,4	4,616	75,912	144,00	2020
3	Выявление безучётного и бездоговорного потребления электроэнергии	тыс.кВт.ч.	19,2	6,614	48,97	0,00	2022
4	Замена осветительных устройств на светодиодные	тыс.кВт.ч.	2,4	0,827	17,4	72,00	2022
5	Итого		55	18,947	255,584	216,00	

## ГЛАВА 4. СРАВНЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ С КОМПАНИЯМИ, ДОСТИГШИМИ НАИЛУЧШИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ В АНАЛОГИЧНОЙ СФЕРЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ИЗ ЧИСЛА РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КОМПАНИЙ

Таблица 4.1. Анализ ряда показателей энергоснабжающих компаний

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	ЭПК УрФУ (2022г.)	АО «Новоуральские городские электрические сети», г. Новоуральск (2022г.)
1	Нормативное значение потерь электрической энергии	%	5,911	6,5726
2	Фактическое значение потерь электрической энергии	МВт*ч	5 652,62	8 236,60
3	Фактическое значение потерь электрической энергии	%	6,18	4,902**
4	Трансформаторная мощность подстанций	МВА	101,015	151,38
5	Количество точек подключения	шт.	1938	5485
6	Отпуск электрической энергии из сети	тыс.кВт*ч	76 803,905	159 791,000*
7	Длина линий электропередач	км	126,523	315,471
8	Доля кабельных линий электропередач	%	98,11	82,70

Примечание: \*- плановое значение отпуска электрической энергии из сети организации;

\*\* - значение получено расчетным путем с использованием значения планового отпуска электроэнергии в сеть.

Сведения о показателях деятельности зарубежных компаний в аналогичной сфере деятельности отсутствуют в открытом доступе.

## ГЛАВА 5. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОГРАММЫ ОРГАНИЗАЦИИ

### 5.1. Затраты организации на программу в натуральном выражении

Затраты на внедрение мероприятий составят: теплоснабжение – 19,928 млн. руб. с НДС.

Предприятие находится на общей системе налогообложения, все затраты на закупку материалов и оборудования указываются с учетом НДС.

### 5.2. Затраты организации на программу в процентном выражении от инвестиционной программы.

Инвестиционная программа предприятия действует до 2025г. На период с 2026г до 2028г. инвестиционная программа будет разрабатываться новая инвестиционная программа. Поэтому до утверждения инвестиционной программы затраты организации по инвестициям в основные средства (оборудование) составляют 0% от инвестиционной программы. Предприятием на период с 2023 по 2028гг. разработана производственная программа.

### 5.3. Источники финансирования программы как на весь период действия, так и по годам

Расчет объема инвестиций по каждому мероприятию сведены в таблицу 5.1.

Объем инвестиций по каждому мероприятию определяется по формуле:

$$IC = C_m * N, \text{ руб.}$$

где  $C_m$  – стоимость единицы оборудования, руб. с НДС;

$N$  – количество единиц заменяемого (устанавливаемого) оборудования.

Таблица 5.1. Расчет объема финансирования (инвестиций) мероприятий, сроки внедрения мероприятия и информация об источнике финансирования мероприятий

№ п/п	Наименование мероприятия	Ед. изм.	Количество	Цена единицы товара, руб. с НДС	Объем инвестиций, руб. с НДС, ст.6=ст.4*ст.5	Год внедрения	Источник финансирования
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	шт	50	27 500,00	1 375 000,00	2023	собственные средства
2	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	шт	50	30 250,00	1 512 500,00	2024	собственные средства
3	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	шт	50	33 275,00	1 663 750,00	2025	собственные средства
4	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	шт	50	36 602,50	1 830 125,00	2026	собственные средства
5	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	шт	50	40 262,75	2 013 137,50	2027	собственные средства
6	Установка новых "умных" однофазных счетчиков	шт	50	44 289,03	2 214 451,50	2028	собственные средства

№ п/п	Наименование мероприятия	Ед. изм.	Количество	Цена единицы товара, руб. с НДС	Объем инвестиций, руб. с НДС, ст.6=ст.4*ст.5	Год внедрения	Источник финансирования
1	2	3	4	5	6	7	8
	электрической энергии абонентам						
7	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	шт	5	3 960,00	19 800,00	2023	собственные средства
8	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	шт	5	4 356,00	21 780,00	2024	собственные средства
9	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	шт	5	4 791,60	23 958,00	2025	собственные средства
10	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	шт	5	5 270,76	26 353,80	2026	собственные средства
11	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	шт	5	5 797,84	28 989,20	2027	собственные средства
12	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	шт	5	6 377,62	31 888,10	2028	собственные средства
13	Реконструкция ВЛ в СНТ «Машиностроитель»	м.п	2000	594,00	1 188 000,00	2023	собственные средства
14	Реконструкция ВЛ в СНТ «Машиностроитель»	м.п	2000	653,40	1 306 800,00	2024	собственные средства
15	Реконструкция ВЛ в СНТ «Аметист»	м.п	2000	718,74	1 437 480,00	2025	собственные средства
16	Реконструкция ВЛ в СНТ «Ягодка»	м.п	2000	790,61	1 581 220,00	2026	собственные средства
17	Реконструкция ВЛ в СНТ «Радиотехник»	м.п	2000	869,68	1 739 360,00	2027	собственные средства
18	Реконструкция ВЛ в СНТ «Пегматит»	м.п	2000	956,64	1 913 280,00	2028	собственные средства
Всего по мероприятиям					19 927 873,10		

Примечание: затраты по каждому мероприятию рассчитаны с учетом цены в 2022г. с удорожанием ежегодно на 10 % по сравнению с ценой предыдущего года.

**ГЛАВА 6. ИЗМЕНЕНИЕ УРОВНЯ ПОТЕРЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ПРИ ИХ ПЕРЕДАЧЕ ИЛИ ИЗМЕНЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РЕГУЛИРУЕМОГО ВИДА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В НАТУРАЛЬНОМ И ДЕНЕЖНОМ ВЫРАЖЕНИИ ПО ГОДАМ ПЕРИОДА ДЕЙСТВИЯ ПРОГРАММЫ**

Таблица 6.1. Прогноз изменения потребления энергетических ресурсов для целей осуществления регулируемого вида деятельности - передача и распределение электрической энергии

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Базовый год (2022г.)	2023г	2024г	2025г	2026г	2027г	2028г
1	Количество поступившей электрической энергии в сеть	тыс. кВт	94 282,859	82 546,720	82 311,253	82 239,049	82 166,845	82 094,641	82 022,437
2	Количество отпущенной электрической энергии из сети	тыс. кВт	76 803,905	76 803,905	76 803,905	76 803,905	76 803,905	76 803,905	76 803,905
3	Технологические потери электрической энергии при ее передаче по распределительным сетям	тыс. кВт	5 652,718	5 579,552	5 507,348	5 435,144	5 362,940	5 290,736	5 218,532
4	Технологические потери электрической энергии при ее передаче по распределительным сетям	%	6,00	6,76	6,69	6,61	6,53	6,44	6,36
5	Расход электрической энергии на собственные нужды	тыс. кВт	163,700	163,263	162,826	162,389	161,952	161,515	161,078
6	Расход электрической энергии на собственные нужды	%	0,17	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
7	Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	328,013	328	328	328	328	328	328
8	Расход холодной питьевой воды на собственные нужды	тыс. м <sup>3</sup>	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
9	Затраты на оплату технологических потерь при передаче электрической энергии по сети	тыс.руб.	19 343,601	19 695,819	20 101,820	20 599,196	21 129,984	21 639,110	22 126,576
10	Затраты на оплату электрической энергии (собственные нужды)	тыс.руб.	560,181	576,318	594,315	615,454	638,091	660,596	682,971
11	Затраты на оплату тепловой энергии (собственные нужды)*	тыс.руб.	-	-	-	-	-	-	-
12	Затраты на оплату холодной питьевой воды (собственные нужды)	тыс.руб.	9,182	9,64	10,122	10,628	11,161	11,719	12,305

\*Тепловая энергия вырабатывается на предприятии

## **ГЛАВА 7. ИЗМЕНЕНИЕ РАСХОДА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ НА ХОЗЯЙСТВЕННЫЕ НУЖДЫ В НАТУРАЛЬНОМ ВЫРАЖЕНИИ И ДЕНЕЖНОМ ВЫРАЖЕНИИ ПО ГОДАМ ПЕРИОДА ДЕЙСТВИЯ ПРОГРАММЫ**

Изменение потребления энергетических ресурсов на хозяйственные нужды на регулируемый период 2023-2028гг. не существенно, приборами не фиксируется и составляет незначительную часть от расходов топливно-энергетических ресурсов на собственные нужды электроцеха.

## **ГЛАВА 8. ИЗМЕНЕНИЕ РАСХОДА МОТОРНОГО ТОПЛИВА АВТОТРАНСПОРТОМ И СПЕЦТЕХНИКОЙ В НАТУРАЛЬНОМ ВЫРАЖЕНИИ И ДЕНЕЖНОМ ВЫРАЖЕНИИ, С РАЗБИВКОЙ ПО ГОДАМ ДЕЙСТВИЯ ПРОГРАММЫ**

Программа не содержит мероприятий, направленных на экономию моторного топлива. Транспорта на балансе электроцеха нет.

## ГЛАВА 9. ФАКТИЧЕСКИЕ ЗНАЧЕНИЯ ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОГРАММЫ ПО ГОДАМ ПЕРИОДА ДЕЙСТВИЯ ПРОГРАММЫ

Значение доли использования осветительных устройств с использованием светодиодов в общем объеме используемых осветительных устройств определено по формуле:

$$D_{c.o.y.} = N_{c.o.y.} / N_{o.y.} * 100, \%$$

где  $N_{c.o.y.}$  – количество светодиодных осветительных устройств, шт.;

$N_{o.y.}$  – количество всех типов осветительных устройств, шт.

$$D_{c.o.y.} = N_{c.o.y.} / N_{o.y.} * 100 = 468 / 505 * 100 = 92,67 \% (2022г.).$$

$$D_{c.o.y.} = N_{c.o.y.} / N_{o.y.} * 100 = 473 / 505 * 100 = 93,66 \% (2023г.).$$

$$D_{c.o.y.} = N_{c.o.y.} / N_{o.y.} * 100 = 478 / 505 * 100 = 94,65 \% (2024г.).$$

$$D_{c.o.y.} = N_{c.o.y.} / N_{o.y.} * 100 = 483 / 505 * 100 = 95,64 \% (2025г.).$$

$$D_{c.o.y.} = N_{c.o.y.} / N_{o.y.} * 100 = 488 / 505 * 100 = 96,63 \% (2026г.).$$

$$D_{c.o.y.} = N_{c.o.y.} / N_{o.y.} * 100 = 493 / 505 * 100 = 97,62 \% (2027г.).$$

$$D_{c.o.y.} = N_{c.o.y.} / N_{o.y.} * 100 = 498 / 505 * 100 = 98,61 \% (2028г.).$$

В электроцехе предприятия нет собственной генерации тепловой и электрической энергии. Генерация тепловой и электрической энергии возможна при сжигании топлива (в частности – природного газа). Поэтому для определения количества выбросов в атмосферу учитывается тепловая и электрическая энергия, затраченные на собственные нужды электроцеха предприятия. Так же учитываются потери электрической энергии при передаче и распределении электрической энергии потребителям. Таким образом при внедрении мероприятий по энергосбережению происходит экономия топливно-энергетических ресурсов (тепловой и электрической энергии) и снижение выбросов в атмосферу.

Теплоэнергетические ресурсы пересчитывается в условное топливо.

Перевод тепловой энергии из Гкал в т.у.т. выполнен по формуле:

$$V_{тут}^T = Q_{сн} * K_T,$$

где:

$Q_{сн}$  – тепловая энергия, израсходованная на собственные нужды электроцеха, Гкал;

$K_T$  – коэффициент пересчета в условное топливо по угольному эквиваленту, т.у.т /Гкал (равен 0,1486 в соответствии с Приказом Министерства экономического развития РФ № 425 от 13.07.2020г. «Об утверждении методических рекомендаций...»).

Перевод электрической энергии из тыс.кВт\*ч в т.у.т. выполнен по формуле:

$$V_{\text{тут}}^3 = W_3 * K_3,$$

где:

$W_3$  – расход электрической энергии на собственные нужды электроцеха и потери электрической энергии при ее передаче и распределении, тыс.кВт\*ч;

$K_3$  – коэффициент пересчета в условное топливо по угольному эквиваленту, т.у.т./ тыс.кВт\*ч (равен 0,3445 в соответствии с Приказом Министерства экономического развития РФ № 425 от 13.07.2020г. «Об утверждении методических рекомендаций...»).

Перевод условного топлива из т.у.т. в натуральное топливо (природный газ) выполнен по формуле, тыс.м3:

$$V_p = (V_{\text{тут}}^3 + V_{\text{тут}}^T) / K_r,$$

где:

$K_r$  – коэффициент пересчета в условное топливо по угольному эквиваленту, т.у.т./тыс.м3 (равен 1,154 в соответствии с Приказом Министерства экономического развития РФ № 425 от 13.07.2020г. «Об утверждении методических рекомендаций...»).

Результат расчета сведен в таблицу 9.1.

Таблица 9.1. Результаты расчета количества газа, которое необходимо сжечь для получения ТЭР, расходуемых предприятием.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Базовый год (2022)	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Расход электроэнергии на собственные нужды и потери электроэнергии при ее передаче и распределении	тыс.кВтч	5 816,42	5 742,82	5670,174	5597,533	5524,892	5452,251	5379,61
2	Коэффициент пересчета в условное топливо по угольному эквиваленту электроэнергии	т.у.т./тыс.кВтч	0,3445	0,3445	0,3445	0,3445	0,3445	0,3445	0,3445
3	Расход электроэнергии на собственные нужды и потери электроэнергии при ее передаче и распределении в т.у.т стр.3 = стр.1*стр.2	т.у.т.	2 003,756	1 978,4	1 953,375	1 928,35	1 903,325	1 878,3	1 853,276
4	Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	0	0	0	0	0	0	0
5	Коэффициент пересчета в условное топливо по угольному эквиваленту из ЭЭ в т.у.т.	т.у.т./Гкал	0,1486	0,1486	0,1486	0,1486	0,1486	0,1486	0,1486
6	Расход тепловой энергии на собственные нужды в т.у.т. стр.6 = стр.4*стр.5	т.у.т.	0	0	0	0	0	0	0
7	Общий расход тер в т.у.т. стр.7 = стр.3+стр.6	т.у.т.	2 003,756	1 978,4	1 953,375	1 928,35	1 903,325	1 878,3	1 853,276
8	Коэффициент пересчета т.у.т. в газ природный (горючий)	т.у.т./тыс.м3	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154
9	Расход газа стр.9=стр.7/стр.8	тыс.м3	1 736,357	1 714,385	1 692,699	1 671,014	1 649,328	1 627,643	1 605,958

Количество выбросов вредных веществ (оксид азота) в атмосферу источниками теплоснабжения определяется по формуле:

$$M(\text{No}_x) = V_p * Q_i * K * \beta_k * \beta_t * \beta_\alpha * (1 - \beta_r) * (1 - \beta_b) * K_p$$

где:  
 $V_p$  - расчетный расход топлива, м<sup>3</sup>/сек (тыс.м<sup>3</sup>/год);  
 $Q_i$  - низшая теплота сгорания топлива, Мдж/м<sup>3</sup>;  
 $K$  - удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, (г/МДж): для водогрейных котла определяется по формуле:  
 $K = 0,0113 * \sqrt{Q_T} + 0,03$ ;

где  $Q_T$  - фактическая тепловая мощность котла по введенному в топку теплу, (МВт):

определяется по формуле:  $Q_T = V_p * Q_i$ ;

$\beta_k$  - безразмерный коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки, для типа горелки, установленной в котлах  $\beta_k = 1,0$

$\beta_t$  - безразмерный коэффициент, учитывающий температуру воздуха, подаваемого для горения,  $\beta_t = 1$ ;

$\beta_\alpha$  - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота:  $\beta_\alpha = 1,225$ ;

$\beta_r$  - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота, определяется по формуле:  $\beta_r = 0,16 * \sqrt{r}$ , в данном случае равен нулю;

$\beta_b$  - безразмерный коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру, определяется по формуле:  $\beta_b = 0,022 * \delta$ , в данном случае равен нулю;

$K_p$  - коэффициент пересчета: при расчете выбросов в г/сек  $K_p = 1$ , при расчете выбросов в т/год  $K_p = 0,001$ .

Результаты расчета количества выбросов оксида азота сведены в таблицу 9.2.

Таблица 9.2. Динамика выбросов оксида азота в течении срока действия программы энергосбережения.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Базовый год (2022)	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Суммарное количество выбросов оксида азота $\text{No}_x$ в пересчете на $\text{NO}_2$	т/год	3,366	3,251	3,21	3,169	3,128	3,086	3,045
2	Расчетный расход топлива	тыс.нм <sup>3</sup> /год	1 736,36	1 714,39	1 692,70	1 671,01	1 649,33	1 627,64	1 605,96
3	Низшая теплота сгорания топлива	МДж/нм <sup>3</sup>	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4
4	Удельный выброс оксидов азота при сжигании газа	г/МДж	0,046	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
5	Фактическая тепловая мощность котла по введенному в топку теплу	МВт	1,89	1,87	1,85	1,82	1,8	1,78	1,75
6	Коэффициент, учитывающий конструкцию горелки $\beta_k$	-	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
7	Коэффициент, учитывающий подогрев воздуха, подаваемого для горения	-	1	1	1	1	1	1	1

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Базовый год (2022)	2023	2024	2025	2026	2027	2028
8	Коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксида углерода	-	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225
9	Коэффициент пересчета выбросов в тоннах	-	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
10	Коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки	-	0	0	0	0	0	0	0
11	Коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха, подаваемого в горелку	-	0	0	0	0	0	0	0
12	Время работы котла за год	час	8 760	8 760	8 760	8 760	8 760	8 760	8 760

Примечание: низшая теплота сгорания топлива принята согласно данным паспорта на природный газ (для г. Екатеринбург)

Количество выбросов вредных веществ (оксид серы) в атмосферу источниками теплоснабжения определяется по формуле:

$$M(\text{SO}_2) = 0,02 * V_p * (S^r + 0,94 * \text{H}_2\text{S}) * (1 - \varphi_{\text{SO}_2}^1) * (1 - \varphi_{\text{SO}_2}^2)$$

где  $S^r$  - содержание серы в топливе на рабочую массу, %;

$\text{H}_2\text{S}$  - содержание сероводорода в топливе на рабочую массу, %;

$\varphi_{\text{SO}_2}^1$  – доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле, для котлов, сжигающих природный газ равна нулю;

$\varphi_{\text{SO}_2}^2$  – доля оксидов серы, улавливаемых в мокром золоуловителе попутно с улавливанием твердых частиц, для котлов, сжигающих природный газ равна нулю;

Результаты расчета количества выбросов оксида серы сведены в таблицу 9.3.

Таблица 9.3. Динамика выбросов оксида серы в течении срока действия программы энергосбережения.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Базовый год (2022)	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Выбросы диоксида серы	т/год	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
2	Расчетный расход топлива	тыс.нм3/год	1 736,36	1 714,39	1 692,70	1 671,01	1 649,33	1 627,64	1 605,96
3	Содержание серы на рабочую массу	%	0,00014	0,00014	0,00014	0,00014	0,00014	0,00014	0,00014
4	Содержание сероводорода на рабочую массу	%	0,00014	0,00014	0,00014	0,00014	0,00014	0,00014	0,00014
5	Доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле	-	0	0	0	0	0	0	0
6	Доля оксидов серы, улавливаемых в мокром золоуловителе попутно с улавливанием твердых частиц	-	0	0	0	0	0	0	0
7	Плотность природного газа	кг/м3	0,7017	0,7017	0,7017	0,7017	0,7017	0,7017	0,7017

Примечание: плотность природного газа, значение содержания серы и сероводорода на рабочую массу определены согласно данным паспорта на природный газ (для г. Екатеринбург)

Количество выбросов вредных веществ (оксид углерода) в атмосферу источниками теплоснабжения определяется по формуле:

$$M(\text{CO}_2) = 0,001 * V_p * C_{\text{CO}} * (1 - q_4 / 100)$$

где  $q_4$  - потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива, %, для природного газа ноль;

$C_{\text{CO}}$  – выход оксида углерода при сжигании топлива, г/кг (г/нм<sup>3</sup>) или кг/т (кг/тыс.нм<sup>3</sup>), определяется по формуле:

$$C_{\text{CO}} = q_3 * R * Q_i, \text{ где}$$

$q_3$  - потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, %, для природного газа 0,2%;

$R$  – коэффициент, учитывающий долю потери тепла, вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в топливе оксида углерода, для природного газа составляет 0,5;

Результаты расчета количества выбросов оксида серы сведены в таблицу 9.3.

Таблица 9.3. Динамика выбросов оксида углерода в течении срока действия программы энергосбережения.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Базовый год (2022)	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Выбросы оксида углерода	т/год	5,973	5,897	5,823	5,748	5,674	5,599	5,524
2	Расчетный расход топлива	тыс.нм <sup>3</sup> /год	1 736,36	1 714,39	1 692,70	1 671,01	1 649,33	1 627,64	1 605,96
3	Выход оксида углерода при сжигании топлива	кг/тыс.нм <sup>3</sup>	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440
4	Низшая теплота сгорания топлива	МДж/нм <sup>3</sup>	34,400	34,400	34,400	34,400	34,400	34,400	34,400
5	Потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива	%	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
7	Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в топливе оксида углерода	-	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Количество выбросов вредных веществ в атмосферу источниками теплоснабжения определяется по формуле:

$$M(\text{общ}) = M(\text{Nox}) + M(\text{SO}_2) + M(\text{CO}_2)$$

Результаты расчета количества выбросов вредных веществ в атмосферу и их сокращение в течении действия программы сведены в таблицу 9.4.

Таблица 9.4. Динамика выбросов вредных веществ в атмосферу и их сокращения в течении срока действия программы энергосбережения.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Базовый год (2022)	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Суммарное количество выбросов оксида азота $\text{N}_{\text{ox}}$ в пересчете на $\text{NO}_2$	т/год	3,366	3,251	3,21	3,169	3,128	3,086	3,045
2	Выбросы диоксида серы	т/год	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
3	Выбросы оксида углерода	т/год	5,973	5,897	5,823	5,748	5,674	5,599	5,524
4	Всего выбросов	т/год	9,349	9,158	9,043	8,927	8,812	8,695	8,579
5	Сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу	т/год	-	0,191	0,115	0,116	0,115	0,117	0,116

Расчет выбросов парниковых газов ( $\text{CO}_2$  эквивалента) выполняется по формуле:

$$E = FC * EF * OF,$$

где FC – расход топлива в ТДж, определяется по формуле:

$$FC = V_p * Q_i;$$

EF – коэффициент выбросов  $\text{CO}_2$  от сжигания топлива,  $\text{тCO}_2/\text{ед.}$ ;

OF – коэффициент окисления топлива, доля.

Результаты расчета количества выбросов парниковых газов ( $\text{CO}_2$  эквивалента) и их сокращение в течении действия программы сведены в таблицу 9.5.

Таблица 9.5. Динамика выбросов вредных парниковых газов ( $\text{CO}_2$  эквивалента) и их сокращения в течении срока действия программы энергосбережения.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Базовый год (2022)	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Годовой выброс $\text{CO}_2$ в весовых единицах	т $\text{CO}_2$ /год	3 249,366	3 208,240	3 167,658	3 127,075	3 086,493	3 045,910	3 005,328
2	Расход газа	тыс.м <sup>3</sup>	1 736,357	1 714,385	1 692,699	1 671,014	1 649,328	1 627,643	1 605,958
3	Низшая теплота сгорания топлива	МДж/нм <sup>3</sup>	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4
4	Расход топлива в энергетическом эквиваленте за период	ТДж	59,731	58,975	58,229	57,483	56,737	55,991	55,245
5	Коэффициент окисления топлива		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
6	Коэффициент выбросов $\text{CO}$ от сжигания топлива	т $\text{CO}_2$ /ТДж	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4
7	Сокращение выбросов парниковых газов	т $\text{CO}_2$ /год	-	41,126	40,582	40,583	40,582	40,583	40,582

Таблица 9.6. Целевые и прочие показатели программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности на период 2023-2028 гг.

№ п/п	Целевые и прочие показатели	Ед. изм.	Средние показатели по отрасли*	Лучшие мировые показатели по отрасли**	Базовый год (2022г.)	Плановые значения целевых показателей по годам					
						2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	<i>Целевые показатели</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.1.	Экономия электрической энергии	тыс. кВт	-	-	0	73,611	74,573	74,573	74,573	74,573	74,573
2	<i>Прочие показатели</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.1.	Динамика величины потерь электрической энергии при ее передаче (% к отпуску в сеть)	кВтч/Гкал	-	-	6	6,76	6,69	6,61	6,53	6,44	6,36
2.2.	Доля потребления энергии на собственные нужды (%)	кг у.т./Гкал	-	-	0,17	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
2.3.	Доля использования осветительных устройств с использованием светодиодов в общем объеме используемых осветительных устройств	%	-	-	92,67	93,66	94,65	95,64	96,63	97,62	98,61
2.4.	Величина потерь электрической энергии при ее передаче	Гкал	-	-	5652,718	5564,62*	5492,42	5420,21	5348,01	5275,80	5203,60
2.5.	Расход электрической энергии на собственные нужды	%	-	-	163,7	163,263	162,826	162,389	161,952	161,515	161,078
2.6.	Сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу	т	-	-	-	0,195	0,073	0,083	0,07	0,036	0,024
2.7.	Сокращение выбросов парниковых газов (т CO <sub>2</sub> эквивалента)	т	-	-	-	54,509	20,345	23,12	19,856	10,01	6,746

\*-средние показатели по отрасли в настоящее время не размещаются на публичных интернет-ресурсах;

\*\*-лучшие мировые показатели по отрасли отличаются от принятых в Российской Федерации, являются коммерческой тайной и не размещаются на публичных интернет-ресурсах.

**ГЛАВА 10. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОГРАММЫ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ В РАЗРЕЗЕ КАЖДОГО ГОДА, ИХ ЦЕЛЕВЫЕ И ФАКТИЧЕСКИЕ ЗНАЧЕНИЯ**

Таблица 10.1. Целевые и прочие показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности по направлению –передача и распределение электрической энергии

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измерения	Значение базового (2022) года	Значения целевых показателей					
				2023г	2024г	2025г	2026г	2027г	2028г
1	<i>Целевые показатели</i>		-	-	-	-	-	-	-
1.1.	Экономия электрической энергии	тыс. кВт	-	73,611	74,573	74,573	74,573	74,573	74,573
2.	<i>Прочие показатели</i>		-	-	-	-	-	-	-
2.1.	Динамика величины потерь электрической энергии при ее передаче (% к отпуску в сеть)	%	6,00	6,76	6,69	6,61	6,53	6,44	6,36
2.2.	Доля потребления энергии на собственные нужды (%)	%	0,17	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
2.3.	Доля использования осветительных устройств с использованием светодиодов в общем объеме используемых осветительных устройств	%	92,67	93,66	94,65	95,64	96,63	97,62	98,61
2.4.	Величина потерь электрической энергии при ее передаче	тыс. кВт	5 652,72	5 564,62*	5 492,42	5 420,21	5 348,01	5 275,80	5 203,60
2.5.	Расход электрической энергии на собственные нужды	тыс. кВт	163,70	163,26	162,83	162,39	161,95	161,52	161,08
2.6.	Сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу	т	-	0,195	0,073	0,083	0,07	0,036	0,024
2.7.	Сокращение выбросов парниковых газов (т CO <sub>2</sub> эквивалента)	т	-	54,509	20,345	23,120	19,856	10,010	6,746

\*в балансе на 2023г. потери 5 558,180 тыс.кВт. В данной таблице учитывается значение потерь в 2023г. = потери нормативные 2023г. (5 558,180 тыс.кВт) + потери сверхнормативные 2022г. (79,605 тыс.кВт) – экономия ЭЭ при внедрении мероприятий по энергосбережению.

**ГЛАВА 11. СВЕДЕНИЯ ОБ УВЯЗКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ С ВОЗНАГРАЖДЕНИЕМ СОТРУДНИКОВ ОРГАНИЗАЦИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ЧЕРЕЗ МЕХАНИЗМ КЛЮЧЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ (ДАЛЕЕ - КИР) ДЛЯ МЕНЕДЖЕРОВ И СТРУКТУРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ ПО КАЖДОМУ НАПРАВЛЕНИЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ В РАЗРЕЗЕ КАЖДОГО ГОДА, ИХ ЦЕЛЕВЫЕ И ФАКТИЧЕСКИЕ ЗНАЧЕНИЯ**

В части премирования персонала действует положение коллективного договора. Ежеквартально подводятся итоги достижения показателей в сфере энергосбережения и при достижении целевых значений сотрудники получают квартальную премию.

## ГЛАВА 12. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ТЕХНОЛОГИЙ, ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ОРГАНИЗАЦИИ В ЦЕЛЯХ ДОСТИЖЕНИЯ ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОГРАММЫ

Определение годового изменения потребления энергетических ресурсов в денежном выражении расчет - экономии денежных средств на соответствующий вид энергетических ресурсов рассчитывается по формулам:

1. Экономия денежных средств при экономии электрической энергии  $\Delta W_э = C_э * \Delta W_э$ , где  $C_э$  – цена электрической энергии на дату (год) внедрения мероприятия;  $\Delta W_э$  – экономия электрической энергии, полученная в результате внедрения мероприятия.

Расчет планируемой экономии электрической энергии при внедрении мероприятия выполняется по формуле, тыс.кВт:

$$\Delta W_э = W_{\text{год1}} - W_{\text{год2}}$$

где:

$W_{\text{год1}}$  – годовой расход электрической энергии до внедрения энергосберегающего мероприятия, тыс.кВт (потери электрической энергии и собственные нужды электроцеха);

$W_{\text{год2}}$  – годовой расход электрической энергии после внедрения энергосберегающего мероприятия, тыс.кВт (потери электрической энергии и собственные нужды электроцеха).

Цена энергетического ресурса на каждый год действия программы определена с учетом рекомендаций роста цен Министерства энергетики РФ (Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030г.) и сведена в таблицу 12.1.

Таблица 12.1. Динамика роста цен на энергетические ресурсы с учетом индекса роста цен на энергоносители в соответствии с данными Министерства энергетики РФ.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Базовый год (2022г.)	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Цена за электрическую энергию собственные нужды	руб/кВт	3,422	3,53	3,65	3,79	3,94	4,09	4,24
2	Индекс роста цен на электрическую энергию	%		3,26	3,32	3,70	3,96	3,81	3,67
3	Цена за электрическую энергию (технологические потери)	руб/кВт	3,422	3,53	3,65	3,79	3,94	4,09	4,24
4	Индекс роста цен на электрическую энергию	%		3,26	3,32	3,70	3,96	3,81	3,67
5	Цена за тепловую энергию	руб/Гкал	1436,61	5613,53	5894,2	6129,97	6313,87	6503,29	6698,39
6	Индекс роста цен на тепловую энергию	%		5,00	5,00	4,00	3,00	3,00	3,00
7	Цена за питьевую холодную воду	руб/м3	41,735	43,82	46,01	48,31	50,73	53,27	55,93
8	Индекс роста цен на питьевую холодную воду	%		5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00

## 12.1. Расчет снижения потерь электрической энергии при ее передаче за счет внедрения «умных» счетчиков.

Мероприятие по внедрению «умных» счетчиков относится к мероприятиям по внедрению инновационных технологий и в то же время является мероприятием по организации учета поставляемой электрической энергии. Расчет снижения потерь электрической энергии при ее передаче за счет внедрения «умных» счетчиков электрической энергии у абонентов выполняется для сценария, когда у абонента внутри помещения установлен однофазный счетчик электрической энергии. Данное мероприятие позволяет решать целый комплекс задач: обеспечение контроля за расходом электрической энергии у потребителя, дистанционная передача данных счетчика специалистам предприятия, удаленный контроль наличия или отсутствия напряжения у абонента, включение данных счетчиков в АИСКУЭ предприятия, исключение несанкционированного использования электроэнергии.

По состоянию на октябрь 2022г. у ряда предприятий РФ, в частности в «Россети Юг» имеются статистические данные по численным значениям экономии электроэнергии при установке «умных» счетчиков. Согласно данным, приведенным в СМИ представителями «Россети Юг» среднее значение полученной экономии электрической энергии в месяц при установке одного «умного» счетчика составляет 121,95 кВт/мес. (для однофазных счетчиков).

Расчет годового снижения потерь электрической энергии при ее передаче выполняется по формуле, кВт:

$$\Delta W_{\text{пот.э.}} = \Delta W_{\text{ср.пот.сч}} * N_{\text{сч}} * T,$$

где:

$\Delta W_{\text{ср.пот.сч}}$  - среднее значение экономии электрической энергии при установке одного «умного» счетчика, кВт/мес.;

$N_{\text{сч}}$  – количество устанавливаемых «умных» счетчиков, шт.;

$T$  – количество месяцев в расчетном периоде, мес.

Результаты расчета сведены в таблицу 12.2.

Таблица 12.2. Расчет экономии электрической энергии при установке однофазных «умных» счетчиков.

№ п/п	Наименование мероприятия	Экономия электрической энергии при замене одного счетчика, кВт/мес	Количество устанавливаемых «умных» счетчиков, шт	Расчетный период, мес	Экономия электрической энергии после установки «умных» счетчиков, кВт/год, ст.6=ст.3*ст.4*ст.5	Год внедрения мероприятия
1	2	3	4	5	6	7
1	Установка новых «умных» однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	121,95	50	12	73 170,00	2023
2	Установка новых «умных» однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	121,95	50	12	73 170,00	2024

№ п/п	Наименование мероприятия	Экономия электрической энергии при замене одного счетчика, кВт/мес	Количество устанавливаемых "умных" счетчиков, шт	Расчетный период, мес	Экономия электрической энергии после установки "умных" счетчиков, кВт/год, ст.6=ст.3*ст.4*ст.5	Год внедрения мероприятия
1	2	3	4	5	6	7
3	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	121,95	50	12	73 170,00	2025
4	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	121,95	50	12	73 170,00	2026
5	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	121,95	50	12	73 170,00	2027
6	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	121,95	50	12	73 170,00	2028

## 12.2. Расчет снижения расхода электрической энергии на нужды освещения.

Расчет расхода электрической энергии на освещение выполнен для сценария, когда существующие на данный момент светильники внутреннего освещения «Армстронг» с лампами ЛБ-18 (4 шт. в светильнике) будут заменены на светодиодные светильники. Все светильники внутреннего освещения не управляются датчиками освещенности, движения и т.п. Поэтому расчет будет выполнен в сопоставимых условиях работы системы внутреннего освещения.

Расчет получаемой при внедрении данного мероприятия экономии сведен в таблицы 12.3. (снижение расхода электрической энергии на собственные нужды предприятия) и 12.4-12.6. (снижение потерь электрической энергии при передаче по электрическим сетям).

Расчет нормативного потребления электроэнергии в год на нужды освещения выполняется с учетом мощности осветительного оборудования и времени работы оборудования по формуле, кВтч:

$$W_{\text{осв}} = N * P_{\text{уст}} * K_{\text{п}} * T * n,$$

где:

$W_{\text{осв}}$  - потребляемая эл. энергия в год, кВт.ч;

$N$  – количество ламп, шт.;

$P_{\text{уст}}$  – мощность лампы, кВт;

$K_{\text{п}}$  - коэффициент потерь в ПРА (пускорегулирующей аппаратуре) и драйвере (в светодиодном светильнике);

$T$  – число часов работы светильника в сутки, час;

$n$  – продолжительность работы светильника в течении года, сутки.

Экономия электрической энергии на нужды освещения при замене существующих светильников на светодиодные рассчитывается по формуле:

$$\Delta W_{\text{осв}} = W_{\text{осв}}^{\text{люм}} - W_{\text{осв}}^{\text{св}},$$

где:

$W_{\text{осв}}^{\text{люм}}$  – нормативный расход электрической энергии на нужды освещения при использовании в светильниках ламп ЛБ-18, кВт;

$W_{\text{осв}}^{\text{св}}$  – нормативный расход электрической энергии на нужды освещения при использовании светодиодных светильников, кВт

Таблица 12.3. Расчет годовой экономии электрической энергии при внедрении светодиодных светильников для нужд освещения помещений в здании головной подстанции УПИ 35/6 кВ по адресу: г. Екатеринбург, ул. Софьи Ковалевской, 3а

№ п/п	Наименование	Кол-во источников света, шт.	Установленная мощность электроприемников, кВт		Продолжительность работы светильника в сутки, час	Продолжительность работы светильника в течении года, сут.	кп	Нормативный расход электрической энергии, кВтч, ст.9=ст.5*ст.6*ст.7*ст.8
			ед.	всего, ст.5=ст.3*ст.4				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Светильник встраиваемый «армстронг» (лампа ЛБ-18 4 шт.)	5	0,072	0,36	8	247	1,14	810,95
2	Светодиодный светильник	5	0,036	0,18	8	247	1,05	373,46
3	<i>Экономия при замене светильников с люминесцентными лампами на светодиодные светильники (стр.3=стр.1-стр.2)</i>	-	-	-	-	-	-	<b>437,49</b>

Примечание: планируется замена 5 светильников в год в период с 2023г. по 2028г.

### 12.3. Расчет снижения потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям после реконструкции воздушных линий электропередачи.

Для снижения потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям на предприятии запланирована поэтапная реконструкция (замена старого кабеля на новый) воздушных линий электропередачи. В качестве нового кабеля планируется использовать изготовленный по новым технологиям самонесущий кабель из сплава алюминия большего сечения, чем у существующих жил кабеля.

Результаты расчетов ожидаемой экономии в натуральном выражении и ожидаемого экономического эффекта от реализации мероприятий по энергосбережению сведены в таблицу 12.4.

Снижение потерь электрической энергии в год при замене кабеля в воздушных линиях в таблице 12.4. определяется по формуле, кВт:

$$\Delta W_{\text{пот}} = \Delta W_{\text{пот}}^{\text{ст.каб.}} - \Delta W_{\text{пот}}^{\text{сип}},$$

где:

$\Delta W_{\text{пот}}^{\text{ст.каб.}}$  – потери электрической энергии на участке воздушной линии, планируемой на замену, в базовом периоде, кВт;

$\Delta W_{\text{пот}}^{\text{сип}}$  – потери электрической энергии на участке воздушной линии, после замены старого кабеля на кабель СИП, в сопоставимых условиях эксплуатации данного кабеля, кВт;

Потери электрической энергии на участке воздушной линии, планируемой на замену, определяются по формуле, кВт:

$$\Delta W_{\text{пот}}^{\text{ст.каб.}} = \Delta W_{\text{из.вл}} + \Delta W_{\text{н.вл}} \quad \text{и} \quad \Delta W_{\text{пот}}^{\text{сип}} = \Delta W_{\text{из.вл}} + \Delta W_{\text{н.вл}},$$

где:

$\Delta W_{\text{из.вл}}$  – потери электрической энергии в изоляции силовых кабелей на участке воздушной линии, кВт;

$\Delta W_{\text{н.вл}}$  – нагрузочные потери электрической энергии на участке воздушной линии, кВт.

Потери электрической энергии в изоляции силовых кабелей определяется по формуле, кВт:

$$\Delta W_{\text{из.вл}} = k * L * q_{\text{из.вл}} * n_{\text{ф}},$$

где:

$k$  – коэффициент, учитывающий время работы ВЛ отличное от 365 суток (например: при работе ВЛ в течении года 8000 часов  $k = 8000 / 8760 = 0,913$ );

$L$  – протяженность заменяемого участка силового кабеля, км;

$q_{\text{из.вл}}$  – удельные потери электрической энергии в изоляции кабелей (принимается по табл.10 Приказа Минэнерго РФ № 326 от 30.12.2008г. «Об организации в Министерстве энергетики РФ работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям»), тыс.кВтч/км в год;

$n_{\text{ф}}$  – количество проводов под нагрузкой в кабеле, шт.;

Нагрузочные потери электрической энергии на участке воздушной линии определяются по формуле, кВт:

$$\Delta W_{\text{н.вл}} = K_{\text{к}} * R_{\text{вл}} * K_{\text{ф}}^2 * P_{\text{ср}}^2 * (1 + \text{tg}^2 \varphi) / U_{\text{ср}}^2 * T * 10^3,$$

где:

$K_{\text{к}}$  – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99 согласно раздела 22 Приказа Минэнерго РФ № 326 от 30.12.2008г. «Об организации в Министерстве энергетики РФ работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям»), о.е.;

$R_{\text{вл}}$  – активное сопротивление воздушных линий, Ом;

$P_{\text{ср}}$  – среднее значение активной мощности за базовый период  $T$ , МВт;

$K_{\text{ф}}^2$  – квадрат коэффициента формы графика за базовый период, о.е.;

$\text{tg} \varphi$  – коэффициент реактивной мощности, о.е. (принимается равным 0,6);

$U_{\text{ср}}$  – среднее напряжение в воздушной линии за базовый период  $T$ , °С;

$T$  – число часов работы воздушной линии в базовом периоде, час.

Активное сопротивление воздушных линий (старый кабель) определяется в соответствии с паспортными данными оборудования по формуле, Ом:

$$R_{\text{вл}} = r_0^{20} * L * (1 + 0,004 * (\varnothing - 20)) / n_{\text{ц}},$$

где:

$r_0^{20}$  – удельное активное сопротивление на 1 км провода при его температуре 20 °С, Ом/км;

$L$  – протяженность заменяемого участка силового кабеля, км;

$\varnothing$  – средняя температура провода за базовый период  $T$ , °С (принимается, что при средней загрузке линий ниже экономической плотности тока, температура провода приблизительно равна температуре воздуха. В данном расчете принимается равным 20 °С);

$n_{\text{ц}}$  – количество паралельных цепей, шт.

Активное сопротивление воздушных линий (новый СИП кабель) определяется в соответствии с паспортными данными оборудования по формуле, Ом:

$$R_{\text{вл}} = r_0^{90} * L * k_{25} / n_{\text{ц}},$$

где:

$r_0^{90}$  – удельное активное сопротивление на 1 км провода при его температуре 90 °С, Ом/км;

$k_{25}$  – поправочный коэффициент для СИП кабеля при расчетах для температуры окружающей среды отличающейся от 25°С.

Квадрат коэффициента формы графика определяется по формуле:

$$K_{\phi}^2 = (1 + 2 * K_3) / (3 * K_3) = (1 + 2 * 0,5) / (3 * 0,5) = 1,333 ,$$

где:

$K_3$  – коэффициент заполнения графика (принимается равным 0,5 в соответствии с разделом 22 Приказа Минэнерго РФ № 326 от 30.12.2008г. «Об организации в Министерстве энергетики РФ работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям»)

Среднее значение активной мощности за базовый период Т, кВт определяется по формуле

$$P_{\text{ср}} = W_0 / T ,$$

где:

$W_0$  – отпуск электроэнергии в сеть (по воздушной линии) за базовый период Т, кВтч.

Полученная экономия теплоэнергетических ресурсов пересчитывается в условное топливо.

Перевод тепловой энергии из Гкал в т.у.т. выполнен по формуле:

$$V_{\text{тут}} = Q_{\text{т}} * K_{\text{т}},$$

где:

$Q_{\text{т}}$  – тепловая энергия, сэкономленная при внедрении мероприятий, Гкал;

$K_{\text{т}}$  – коэффициент пересчета в условное топливо по угольному эквиваленту, т.у.т /Гкал (равен 0,1486 в соответствии с Приказом Министерства экономического развития РФ № 425 от 13.07.2020г. «Об утверждении методических рекомендаций...»).

Перевод электрической энергии из тыс.кВт\*ч в т.у.т. выполнен по формуле:

$$V_{\text{тут}} = W * K_3,$$

где:

$W$  – электрическая энергия, сэкономленная при внедрении мероприятий, тыс.кВт\*ч;

$K_3$  – коэффициент пересчета в условное топливо по угольному эквиваленту, т.у.т./ тыс.кВт\*ч (равен 0,3445 в соответствии с Приказом Министерства экономического развития РФ № 425 от 13.07.2020г. «Об утверждении методических рекомендаций...»).

Результат расчета сведен в таблицу 12.6.

Таблица 12.4. Расчет годовой экономии (снижение потерь) электрической энергии при реконструкции воздушных линий (замена старого кабеля на новый кабель СИП)

№ п/п	Наименование	Год внедрения мероприятия	Тип, марка кабеля ВЛ		Количество фаз	Напряжение в сети, кВ	Продолжительность работы ВЛ в 2022г, час	Длина ВЛ, м	Средняя температура провода в течении года, грС	Удельные потери электрической энергии в изоляции кабелей, тыс.кВтч/км в год для 365 суток в году		Коэффициент, учитывающий время работы ВЛ отличное от 365 суток ст.13=ст.8/(365*24)	Потери электрической энергии в изоляции силовых кабелей (условно-постоянные потери), кВт		Удельное активное сопротивление на 1 км провода при его температуре 20 °С, Ом/км	Удельное активное сопротивление на 1 км провода при его температуре 90 °С, Ом/км
			старая ВЛ	новая ВЛ						старая ВЛ ст.14=ст.6*ст.9*ст.11*ст.13	новая ВЛ ст.15=ст.6*ст.9*ст.12*ст.13		старая ВЛ	новая ВЛ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Реконструкция ВЛ в СНТ Машиностроитель	2023	А-35	СИП-1 (3*95)	3	6	8760	2000	20	0,29	0,55	1	1 740,00	3 300,00	0,894	0,466
2	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ Машиностроитель	2024	А-35	СИП-1 (3*95+1*95)	3	0,4	8760	2000	20	0	0	1	0	0	0,894	0,466
3	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ Аметист	2025	А-35	СИП-1 (3*95+1*95)	3	0,4	8760	2000	20	0	0	1	0	0	0,894	0,466
4	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ Ягодка	2026	А-35	СИП-1 (3*95+1*95)	3	0,4	8760	2000	20	0	0	1	0	0	0,894	0,466
5	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ Радиотехник	2027	А-35	СИП-1 (3*95+1*95)	3	0,4	8760	2000	20	0	0	1	0	0	0,894	0,466
6	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ Пегматит	2028	А-35	СИП-1 (3*95+1*95)	3	0,4	8760	2000	20	0	0	1	0	0	0,894	0,466

Продолжение таблицы 12.4.

№ п/п	Наименование	Поправочный коэффициент для СИП кабеля при расчетах для температуры окружающей среды отличающейся от 25°С новая ВЛ	Активное сопротивление ВЛ, Ом		Отпуск энергии в 2022г., кВтч/год	Квадрат коэффициента формы графика	Среднее значение активной мощности за базовый период, МВт ст.23 = ст.21/ст.8	Коэффициент реактивной мощности tgφ	Коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки	Нагрузочные потери ЭЭ на участке ВЛ, кВт		Экономия ЭЭ при замене старой линии ВЛ на новую, кВт ст.30=ст.26-ст.27
			старая ВЛ ст.19=ст.9*ст.16/1000*(1+0,004*(ст.10-20))/ст.6	новая ВЛ ст.20=ст.17*ст.9/1000*ст.18/ст.6						старая ВЛ ст.26=ст.19*ст.25*ст.22*ст.23*ст.23*(1+ст.24*ст.24)/(ст.7*ст.7)*ст.8*1000	новая ВЛ ст.27=ст.20*ст.25*ст.22*ст.23*ст.23*(1+ст.24*ст.24)/(ст.7*ст.7)*ст.8*1000	
1	2	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	30
1	Реконструкция ВЛ в СНТ Машиностроитель	1,04	0,596	0,323	50 000,00	1,333	0,006	0,6	0,99	9,37	5,08	4,29
2	Реконструкция ВЛ в СНТ Машиностроитель	1,04	0,596	0,323	50 000,00	1,333	0,006	0,6	0,99	2 108,32	1 142,60	965,73
3	Реконструкция ВЛ в СНТ Аметист	1,04	0,596	0,323	50 000,00	1,333	0,006	0,6	0,99	2 108,32	1 142,60	965,73
4	Реконструкция ВЛ в СНТ Ягодка	1,04	0,596	0,323	50 000,00	1,333	0,006	0,6	0,99	2 108,32	1 142,60	965,73
5	Реконструкция ВЛ в СНТ Радиотехник	1,04	0,596	0,323	50 000,00	1,333	0,006	0,6	0,99	2 108,32	1 142,60	965,73

Таблица 12.5. Результаты расчета ожидаемой экономии в натуральном выражении и расчет ожидаемого экономического эффекта от реализации энергосберегающих мероприятий

№ п/п	Наименование мероприятия	Сведения о планируемом годовом изменении потребления энергетических ресурсов и воды					Объем финансирования, тыс. руб.	Планируемая дата внедрения
		вид энергетического ресурса	планируемое годовое изменение потребления энергетических ресурсов и воды					
			в натуральном выражении		цена за единицу ТЭР (1кВт) руб. с НДС	в стоимостном выражении, тыс. руб. (в ценах с НДС на момент внедрения мероприятия) ст.7=ст. 5*ст.6		
			единица измерения	значение				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	Электрическая энергия	тыс. кВт	73,170	3,530	258,29	1 375,000	2023
2	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	Электрическая энергия	тыс. кВт	73,170	3,650	267,07	1 512,500	2024
3	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	Электрическая энергия	тыс. кВт	73,170	3,790	277,31	1 663,750	2025
4	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	Электрическая энергия	тыс. кВт	73,170	3,940	288,29	1 830,125	2026
5	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	Электрическая энергия	тыс. кВт	73,170	4,090	299,27	2 013,138	2027
6	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	Электрическая энергия	тыс. кВт	73,170	4,240	310,24	2 214,452	2028
7	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	Электрическая энергия	тыс. кВт	0,437	3,530	1,54	19,800	2023
8	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	Электрическая энергия	тыс. кВт	0,437	3,650	1,60	21,780	2024
9	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	Электрическая энергия	тыс. кВт	0,437	3,790	1,66	23,958	2025
10	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	Электрическая энергия	тыс. кВт	0,437	3,940	1,72	26,354	2026

№ п/п	Наименование мероприятия	Сведения о планируемом годовом изменении потребления энергетических ресурсов и воды					Объем финансирования, тыс. руб.	Планируемая дата внедрения
		вид энергетического ресурса	планируемое годовое изменение потребления энергетических ресурсов и воды					
			в натуральном выражении		цена за единицу ТЭР (1кВт) руб. с НДС	в стоимостном выражении, тыс. руб. (в ценах с НДС на момент внедрения мероприятия) ст.7=ст. 5*ст.6		
			единица измерения	значение				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	Электрическая энергия	тыс. кВт	0,437	4,090	1,79	28,989	2027
12	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	Электрическая энергия	тыс. кВт	0,437	4,240	1,85	31,888	2028
13	Реконструкция ВЛ в СНТ Машиностроитель	Электрическая энергия	тыс. кВт	0,004	3,530	0,01	1 188,000	2023
14	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ Машиностроитель	Электрическая энергия	тыс. кВт	0,966	3,650	3,53	1 306,800	2024
15	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ Аметист	Электрическая энергия	тыс. кВт	0,966	3,790	3,66	1 437,480	2025
16	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ Ягодка	Электрическая энергия	тыс. кВт	0,966	3,940	3,81	1 581,220	2026
17	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ Радиотехник	Электрическая энергия	тыс. кВт	0,966	4,090	3,95	1 739,360	2027
18	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ Пегматит	Электрическая энергия	тыс. кВт	0,966	4,240	4,10	1 913,280	2028
19	Итого по мероприятиям		тыс. кВт	446,476	-	1 729,681	19 927,874	-

Таблица 12.6. Расчет экономии энергетических ресурсов в т.у.т.

№ п/п	Наименование мероприятия	Экономия ТЭР в результате мероприятия в натуральном выражении			Экономия ТЭР в т.у.т		Дата внедрения
		Ед. изм	Вид ТЭР, расход (потери) которого снижается при внедрении мероприятия	Значение экономии в натуральном выражении	Коэффициент пересчета в т.у.т.	Экономия теплоэнергетических ресурсов в условном топливе, т.у.т. ст.7=ст.5*ст.6	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	тыс.кВт	Электрическая энергия	73,17	0,3445	25,207	2023
2	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	тыс.кВт	Электрическая энергия	73,17	0,3445	25,207	2024
3	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	тыс.кВт	Электрическая энергия	73,17	0,3445	25,207	2025
4	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	тыс.кВт	Электрическая энергия	73,17	0,3445	25,207	2026
5	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	тыс.кВт	Электрическая энергия	73,17	0,3445	25,207	2027
6	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	тыс.кВт	Электрическая энергия	73,17	0,3445	25,207	2028
7	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	тыс.кВт	Электрическая энергия	0,437	0,3445	0,151	2023
8	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	тыс.кВт	Электрическая энергия	0,437	0,3445	0,151	2024
9	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	тыс.кВт	Электрическая энергия	0,437	0,3445	0,151	2025
10	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	тыс.кВт	Электрическая энергия	0,437	0,3445	0,151	2026
11	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	тыс.кВт	Электрическая энергия	0,437	0,3445	0,151	2027

№ п/п	Наименование мероприятия	Экономия ТЭР в результате мероприятия в натуральном выражении			Экономия ТЭР в т.у.т		Дата внедрения
		Ед. изм	Вид ТЭР, расход (потери) которого снижается при внедрении мероприятия	Значение экономии в натуральном выражении	Коэффициент пересчета в т.у.т.	Экономия теплоэнергетических ресурсов в условном топливе, т.у.т. ст.7=ст.5*ст.6	
1	2	3	4	5	6	7	8
12	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	тыс.кВт	Электрическая энергия	0,437	0,3445	0,151	2028
13	Реконструкция ВЛ в СНТ Машиностроитель	тыс.кВт	Электрическая энергия	0,004	0,3445	0,001	2023
14	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ Машиностроитель	тыс.кВт	Электрическая энергия	0,966	0,3445	0,333	2024
15	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ Аметист	тыс.кВт	Электрическая энергия	0,966	0,3445	0,333	2025
16	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ Ягодка	тыс.кВт	Электрическая энергия	0,966	0,3445	0,333	2026
17	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ Радиотехник	тыс.кВт	Электрическая энергия	0,966	0,3445	0,333	2027
18	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ Пегматит	тыс.кВт	Электрическая энергия	0,966	0,3445	0,333	2028
19	Итого по мероприятиям		Электрическая энергия	446,476	-	153,814	-

## **ГЛАВА 13. МЕХАНИЗМ МОНИТОРИНГА И КОНТРОЛЯ ЗА ИСПОЛНЕНИЕМ КЛЮЧЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ**

1. Специалисты ЭПК КрФУ по каждому участку (участок электрических сетей, трансформаторная подстанция и т.п.) проводят ежемесячный сбор информации, которая потом анализируется. В случае значительного увеличения потребления ТЭР выясняется причина и, при технической возможности, проводятся корректировочные работы своими силами, способствующие уменьшению потребления ресурсов.

Разрабатываются мероприятия, обеспечивающие оптимизацию работы, которые передаются начальникам участков для их проведения и осуществления контроля за исполнением.

2. Общий контроль за реализацией программы осуществляет директор предприятия.

## **ГЛАВА 14. МЕХАНИЗМ РЕАЛИЗАЦИИ, СИСТЕМА МОНИТОРИНГА, УПРАВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ ЗА ХОДОМ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОГРАММЫ**

1. Организацию и мониторинг реализации Программы осуществляет координатор Программы.

2. Мониторинг Программы осуществляется ежеквартально.

3. Перераспределение средств и внесение изменений в перечень Программы производится координатором программы.

4. Предоставление отчетов о фактическом исполнении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в РЭК Свердловской области не позднее 01 февраля года, следующего за отчетным.

В целом управление и контроль за реализацией программы осуществляет ответственное лицо от регулирующей организации.

Приложение N 1

Директор  
ЭПК УрФУ

Н.Е. Маркин  
"\_\_\_\_\_" "\_\_\_\_\_" 202\_\_ г.

## ПАСПОРТ

ПРОГРАММА  
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ  
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ КОМПЛЕКС УрФУ  
(наименование организации)  
на 2023 - 2028 годы

Основание для разработки программы	Федеральный закон от 23.11.2009 N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации"		
Почтовый адрес	620049, Российская Федерация, Свердловская область, город Екатеринбург, ул. Софьи Ковалевской, 4		
Ответственный за формирование программы (Ф.И.О., контактный телефон, e-mail)	Попов Александр Николаевич, тел. 8(343) 374-01-15, e-mail: popovan@urfu.ru		
Даты начала и окончания действия программы	С 01.01.2023г по 31.12.2028г		
Год			Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР)

	Затраты на реализацию программы, млн. руб. без НДС		Доля затрат в инвестиционной программе, направленная на реализацию мероприятий программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности	При осуществлении регулируемого вида деятельности				При осуществлении прочей деятельности, в т.ч. хозяйственные нужды			
	всего	в т.ч. капитальные		Суммарные затраты ТЭР		Экономия ТЭР в результате реализации программы		Суммарные затраты ТЭР		Экономия ТЭР в результате реализации программы	
				т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн.руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн.руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды
2022 (базовый год)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2023	2,583	2,563	0	56,244	0,576	25,359	0,260	0,00	0,000	-	-
2024	2,841	2,819	0	56,094	0,594	25,691	0,272	0,00	0,000	-	-
2025	3,125	3,101	0	55,943	0,615	25,691	0,283	0,00	0,000	-	-
2026	3,438	3,411	0	55,792	0,638	25,691	0,294	0,00	0,000	-	-
2027	3,781	3,752	0	55,642	0,661	25,691	0,305	0,00	0,000	-	-
2028	4,160	4,128	0	55,491	0,683	25,691	0,316	0,00	0,000	-	-
ВСЕГО	19,928	19,775	0	335,206	3,767	76,741	0,815	0,000	0,000	-	-

Приложение N 3  
к требованиям к форме программы  
в области энергосбережения и повышения  
энергетической эффективности  
для организаций, осуществляющих  
регулируемые виды деятельности,  
и отчетности о ходе ее реализации

**ПЕРЕЧЕНЬ  
МЕРОПРИЯТИЙ, ОСНОВНОЙ ЦЕЛЬЮ КОТОРЫХ ЯВЛЯЕТСЯ  
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И (ИЛИ) ПОВЫШЕНИЕ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ**

Таблица 3.1

N п/п	Наименование мероприятия	Объемы выполнения (план) с разбивкой по годам действия программы				Плановые численные значения экономии в обозначенной размерности с разбивкой по годам действия программы								Показатели экономической эффективности			Срок амортизации, лет	Затраты (план), млн. руб. (без НДС), с разбивкой по годам действия программы		Статья затрат	Источник финансирования
		ед. измерения	всего	2023г	2024 г.	ед. измерения	всего по годам экономии в указанной размерности	2023 г.			2024 г.			дисконтированный срок окупаемости, лет	ВНД, %	ЧДД, млн. руб.		2023г	2024 г.		
								численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т. у. т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т. у. т.	численное значение экономии, млн. руб.								
1	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	шт	50	50	-	Тыс.кВт	73,17	73,17	25,21	0,25829	-	-	-	6,47	1,55	0,771	-	1,375	-	Ремонтный фонд	собственные средства
2	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	шт	50	-	50	Тыс.кВт	73,17	-	-	-	73,17	25,21	0,26707	7,06	5,49	0,136	-	-	1,513	Ремонтный фонд	собственные средства
3	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	шт	5	5	-	Тыс.кВт	0,437	0,437	0,151	0,00154	-	-	-	свыше 30	0,94	-	-	0,020	-	Ремонтный фонд	собственные средства
4	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	шт	5	-	5	Тыс.кВт	0,437	-	-	-	0,437	0,151	0,0016	свыше 30	1,16	-	-	-	0,022	Ремонтный фонд	собственные средства
5	Реконструкция ВЛ в СНТ "Машиностроитель"	м.п	2000	2000	-	Тыс.кВт	0,004	0,004	0,001	0,00001	-	-	-	свыше 50	-	-	-	1,188	-	Ремонтный фонд	собственные средства

N п/п	Наименование мероприятия	Объемы выполнения (план) с разбивкой по годам действия программы				Плановые численные значения экономии в обозначенной размерности с разбивкой по годам действия программы								Показатели экономической эффективности			Срок амортизации, лет	Затраты (план), млн. руб. (без НДС), с разбивкой по годам действия программы		Статья затрат	Источник финансирования
						ед. измерения	всего	2023г	2024 г.	ед. измерения	всего по годам экономии в указанной размерности	2023 г.			2024 г.			дисконтированный срок окупаемости, лет	ВНД, %		
		численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т. у. т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности							численное значение экономии, т. у. т.	численное значение экономии, млн. руб.								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
6	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ "Машиностроитель"	м.п	2000	-	2000	Тыс.кВт	0,97	-	-	-	0,966	0,333	0,00353	свыше 50	-	-	-	-	1,307	Ремонтный фонд	собственные средства
Итого по 2023-2024гг.		-	-	-	-		148,184	73,611	25,359	0,25984	74,573	25,691	0,27220	-	-	-	-	2,583	2,842	-	-

Продолжение таблицы 3.1.

N п/п	Наименование мероприятия	Объемы выполнения (план) с разбивкой по годам действия программы				Плановые численные значения экономии в обозначенной размерности с разбивкой по годам действия программы								Показатели экономической эффективности			Срок амортизации, лет	Затраты (план), млн. руб. (без НДС), с разбивкой по годам действия программы		Статья затрат	Источник финансирования
						ед. измерения	всего	2025г	2026 г.	ед. измерения	всего по годам экономии в указанной размерности	2025 г.			2026 г.			дисконтированный срок окупаемости, лет	ВНД, %		
		численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т у. т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности							численное значение экономии, т у. т.	численное значение экономии, млн. руб.								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
7	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	шт	50	50	-	Тыс.кВт	73,17	73,17	25,21	0,27731	-	-	-	7,68	3,75	0,048	-	1,664	-	Ремонтный фонд	собственные средства
8	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	шт	50	-	50	Тыс.кВт	73,17	-	-	-	73,17	25,21	0,28829	8,35	2,06	0,096	-	-	1,83	Ремонтный фонд	собственные средства
9	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	шт	5	5	-	Тыс.кВт	0,437	0,437	0,151	0,00166	-	-	-	свыше 30	0,49	-	-	0,024	-	Ремонтный фонд	собственные средства
10	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	шт	5	-	5	Тыс.кВт	0,437	-	-	-	0,437	0,151	0,00172	свыше 30	0,05	-	-	-	0,026	Ремонтный фонд	собственные средства
11	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ "Аметист"	м.п	2000	2000	-	Тыс.кВт	0,966	0,966	0,333	0,00366	-	-	-	свыше 50	-	-	-	1,437	-	Ремонтный фонд	собственные средства
12	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ "Ягодка"	м.п.	2000	-	2000	Тыс.кВт	0,97	-	-	-	0,966	0,333	0,00381	свыше 50	-	-	-	-	1,581	Ремонтный фонд	собственные средства
Итого по 2025-2026гг.		-	-	-	-		149,146	74,573	25,691	0,283	74,573	25,691	0,294	-	-	-	-	3,125	3,437	-	-

Продолжение таблицы 3.1.

N п/п	Наименование мероприятия	Объемы выполнения (план) с разбивкой по годам действия программы				Плановые численные значения экономии в обозначенной размерности с разбивкой по годам действия программы								Показатели экономической эффективности			Срок амортизации, лет	Затраты (план), млн. руб. (без НДС), с разбивкой по годам действия программы		Статья затрат	Источник финансирования
						ед. измерения	всего	2027г.	2028 г.	ед. измерения	всего по годам экономия в указанной размерности	2027 г.			2028 г.			дисконтированный срок окупаемости, лет	ВНД, %		
		численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т. у. г.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности							численное значение экономии, т. у. г.	численное значение экономии, млн. руб.								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
13	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	шт	50	50	-	Тыс.кВт	73,17	73,17	25,21	0,29927	-	-	-	9,11	0,38	0,13	-	2,013	-	Ремонтный фонд	собственные средства
14	Установка новых "умных" однофазных счетчиков электрической энергии абонентам	шт	50	-	50	Тыс.кВт	73,17	-	-	-	73,17	25,21	0,31024	9,95	2,42	0,007	-	-	2,214	Ремонтный фонд	собственные средства
15	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	шт	5	5	-	Тыс.кВт	0,437	0,437	0,151	0,00179	-	-	-	свыше 30	0,58	-	-	0,029	-	Ремонтный фонд	собственные средства
16	Замена светильников внутреннего освещения с лампами ЛБ-18 в здании головной подстанции на светодиодные	шт	5	-	5	Тыс.кВт	0,437	-	-	-	0,437	0,151	0,00185	свыше 30	0,57	-	-	-	0,032	Ремонтный фонд	собственные средства
17	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ "Радиотехник"	м.п	2000	2000	-	Тыс.кВт	0,966	0,966	0,333	0,00395	-	-	-	свыше 50	-	-	-	1,739	-	Ремонтный фонд	собственные средства
18	Реконструкция старого кабеля ВЛ в СНТ "Пегматит"	м.п	2000	-	2000	Тыс.кВт	0,97	-	-	-	0,966	0,333	0,0041	свыше 50	-	-	-	-	1,913	Ремонтный фонд	собственные средства
Итого по 2027-2028гг.		-	-	-	-		149,146	74,573	25,691	0,30501	74,573	25,691	0,31619	-	-	-	-	3,781	4,159	-	-