**Утверждаю:**

Генеральный директор АО «УЭС»

_____ И.М. Стецов

«22» апреля 2024 г.

# ПРОГРАММА В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

**ПО РЕГУЛИРУЕМОМУ ВИДУ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ – ПЕРЕДАЧА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ)**

**Акционерное общество «Уральские электрические сети»**

(полное наименование организации)

## НА 2024-2029 годы

Исполнитель: Турчиневич В.Е.
тел. 8(34369) 4-67-57

## 1. Описание целей и задач программы

**Цели программы:**

- снижение потерь электрической энергии при её передаче потребителю, повышение надежности электроснабжения и качества напряжения у потребителей;
- внедрение энергоэффективных технологий за счет освоения существующего потенциала энергосбережения и создание системы управления энергосбережением;
- повышение энергетической эффективности и сокращение потребления энергетических ресурсов;
- повышение эффективности производства путем реконструкции и технического перевооружения;
- развитие системы управления энергосбережением;
- сокращение издержек предприятия, уменьшение затрат на энергоресурсы
за счет рационального их использования;
- снижение доли потребления энергоресурсов на собственные нужды организации.

**Задачи программы**:

- внедрение энергоэффективных технологий и создание автоматизированной информационно – измерительной системы комерческого учета энергоресурсов;
- реконструкция и модернизация оборудования, используемого для передачи электрической энергии;
- применение и выбор наиболее экономичных режимов работы электросетевого комплекса повышение уровня диспетчеризации и контроля за качеством поставляемой услуги;
- пропаганда энергосбережения;
- запуск механизмов стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- обеспечение точности, достоверности и единства и учета измерений топливно-энергетических ресурсов;
- создание экономических и организационных условий для эффективного использования энергоресурсов.
- обновление основных производственных фондов предприятия на базе новых ресурсосберегающих технологий и оборудования;
- повышение энергетической эффективности процесса передачи электрической энергии, снижение потерь;
- сокращение объемов потребления энергоресурсов, используемых на собственные нужды организации (электрическая энергия, тепловая энергия, холодная и горячая вода, горюче-смазочные материалы);
- совершенствование и повышение достоверности учета данных по объему производства, передачи и потребления энергоресурсов;

- создание механизма финансирования энергосберегающих мероприятий;

- внедрение энергоэффективных технологий за счет освоения существующего потенциала энергосбережения;

- внедрение энергосберегающих технологий и проектов;

- наращивание темпов комплексного оснащения средствами инструментального учета, мониторинга, контроля и автоматического регулирования объемов потребления энергоносителей;

- формирование у работников организации культуры энергосбережения.

## 2. Анализ состояния и перспективы развития, краткое описание технологического процесса

Дата создания организации: 25.10.2006 г.

АО «Уральские электрические сети» (АО «УЭС») - территориальная сетевая организация, которая осуществляет в рамках договора с ОАО "МРСК Урала" передачу электрической энергии через технические устройства электрических сетей 110 - 0,4 кВ от точек приема в сеть до точек отпуска из сети, потребителям г. Екатеринбург, г. Березовский, г. Сысерть, г. Среднеуральск, г. Верхняя Пышма, а также осуществляет технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям. На сегодняшний день к электрическим сетям АО «УЭС» присоединено 14 135 потребителей (16088 точек поставки), в том числе 719 юридических лиц.

В зоне ответственности АО «УЭС» находятся электросетевые комплексы, включающие в себя ПС 35 кВ Новая, ПС 110 кВ Зеленая, ПС 35 кВ Южная БЗ, ПС 35 кВ Северная БЗ, ПС 35 кВ МТРЗ, 307 (закрытых, комплектных, мачтовых) трансформаторных подстанций и линии электропередачи 110/10/6/3/0,4 кВ общей протяженностью 767,218 км.

Основными задачами стоящими перед АО «УЭС» являются оказание услуг по передаче и распределению электрической энергии и по технологическому присоединению к электрическим сетям.

В следствии роста потребления электрической энергии потребителями АО «УЭС», остро встает вопрос повышения энергетической эффективности предприятия, необходимо провести все намеченные мероприятия в указанные сроки, так как невыполнение данных мероприятий приведет к увеличению сверхнормативных потерь электрической энергии, что отрицательно скажется на экономическом балансе предприятия и может привести к его банкротству. Однако при реализации всех намеченных мероприятий небаланс электрической энергии должен ежегодно снижаться и выйти до уровня потерь приближенных к нормативным. Что положительно скажется на предприятии и позволит потребителям получать качественную

услугу, а предприятию стабильно развиваться и выполнять все принятые на себя обязательства.

Процент износа оборудования АО «УЭС» составляет 36,8%.

В ближайшей перспективе планируется:

- реконструкция и модернизация ПС «Южная» 35/6 кВ, ПС «Северная» 35/6 кВ, ПС «Зеленая» 110/35/6 кВ, ПС 35/6 кВ МТРЗ, РП-10(6) кВ, ТП-10(6-3)/0,4 кВ, ЛЭП-10-6-3-0,4 кВ (продолжение реконструкции и модернизации оборудования, используемого для передачи электрической энергии.

**По ПС «Южная» 35/6 кВ** - осуществить мероприятия по Договору об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям №ТП/Ц/17-14 от 05.12.2014, №ТП/Ц/30-13 от 17.12.2013 между АО «УЭС» и ОАО «МРСК Урала» срок – 31.12.2025 г.

1. Замена существующих трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 16 МВА каждый.

2. Выполнить проверку существующего оборудования 35-6кВ и отходящих фидеров 6кВ, при необходимости заменить.

3. Выполнить проектирование по реконструкции подстанции.

4. Выполнить проектирование в части релейной защиты и противоаварийной автоматики по реконструируемой подстанции по 35-6кВ. В случае замены использовать микропроцессорные устройства.

5. Выполнить проектирование и установку узлов учета с интеграцией в АИИС КУЭ «Свердловэнерго» и АО «УЭС».

6. Выполнить проектирование и установку устройствами сбора и передачи телеметрической информации от ПС до ОДГ Свердловского РЭС.

**По ПС «Северная» 35/6 кВ** - осуществить мероприятия по Договору об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям №ТП/Ц/12-14 от 14.10.2014 между АО «УЭС» и ОАО «МРСК Урала» срок – 31.12.2025 г.

1. Замена существующих трансформаторов Т-2, Т-3 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 16 МВА каждый.

2. Выполнить проверку существующего оборудования 35-6кВ и отходящих фидеров 6кВ, при необходимости заменить.

3. Выполнить проектирование по реконструкции подстанции.

4. Выполнить проектирование в части релейной защиты и противоаварийной автоматики по реконструируемой подстанции по 35-6кВ. В случае замены использовать микропроцессорные устройства.

5. Выполнить проектирование и установку узлов учета с интеграцией в АИИС КУЭ «Свердловэнерго» и АО «УЭС».

6. Выполнить проектирование и установку устройствами сбора и передачи телеметрической информации от ПС до ОДГ Свердловского РЭС.

**По ПС «Новая» 35/10 кВ** - осуществить мероприятия:

1. Замена оборудования ОРУ-35 кВ с установкой вакуумных выключателей;

2. Установка дополнительных ячеек РУ-10 кВ с вакуумными выключателями;

3. Использовать микропроцессорные устройства для РЗиА;

4. Установка системы телемеханики.

**По ПС «Зеленая» 110/35/6 кВ** - осуществить мероприятия:

1. Замена оборудования ОРУ-110 (35) кВ. Замена существующих трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформаторы мощностью 4 (6,3) МВА каждый.

2. Использовать микропроцессорные устройства для РЗиА.

3. Установка системы телемеханики.

**По электросетевым комплексам 10-6-3-0,4 кВ:**

- замена морально и физически устаревших трансформаторов в ТП;
- ретрофит ячеек с заменой масляных выключателей на вакуумные;
- замена существующих голых проводов ВЛ 10-6-3 кВ на провода СИП-3 с большим сечением;
- замена существующих голых проводов ВЛ 0,4 кВ на провода СИП-2 с большим сечением;
- замена кабельных линий электропередачи 10-6-0,4 кВ на кабельные линии с большим сечением;
- проведение мероприятий, направленных на снижение потерь электрической энергии;
- продолжение внедрения энергоэффективных технологий и создание автоматизированной информационно – измерительной системы коммерческого учета энергоресурсов.

## 3. Анализ потребления энергетических ресурсов за предшествующий период регулирования (при наличии)

| № п\п | Наименование энергоресурса | Ед. изм. | 2023 |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1. | Поступление электрической энергии в сеть | Тыс. кВт·ч | **441 324,06** |
| 2. | Полезный отпуск электрической энергии | Тыс. кВт·ч | **386 160,65** |
| 3. | Потери электрической энергии | Тыс. кВт·ч | **55 163,41** |
| 4. | Величина потерь электрической энергии при ее передаче | % к отпуску в сеть | **12,50** |
| 5. | Нормативные потери электрической энергии | % | **10,852** |

## 4. Основные направления энергосбережения и повышения энергоэффективности, их обоснование

В целях реализации настоящей Программы предусматривается осуществить ряд основных мероприятий в соответствии с Перечнем мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности на 2024–2029 годы по регулируемому виду деятельности:

1. Проведение энергетического обследования (энергетический аудит). Энергетический аудит направлен на получение объективных данных и рекомендаций по улучшению деятельности регулируемой организации в области эффективного использования энергетических ресурсов. На основе аудиторского заключения будет подготовлен энергетический паспорт предприятия и сформированы приоритеты по осуществлению энергосберегающих мероприятий.

2. Обучение персонала методам экономии энергетических ресурсов приведет к снижению энергопотребления на собственные нужды предприятия и увеличению финансовой стабильности организации.

3. Модернизация оборудования. Замена морально и физически устаревшего оборудования позволит повысить надежность работы и сократить энергопотребление.

4. Оптимизация загрузки электрических сетей и использование приборов учета более высокого класса приведет к снижению потерь электрической энергии в сетях.

5. Совершенствование системы учета энергоресурсов сократит количество хищений электроэнергии и снизит процент несанкционированных подключений.

## 5. Значения целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых обеспечивается в результате реализации соответствующей программы

| № п/п | Целевой показатель | Ед. изм. | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | Итого |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1. | Экономия электрической энергии | Тыс. кВт·ч | 53,030 | 106,059 | 106,067 | 106,075 | 106,087 | 106,110 | 583,428 |

| № п/п | Показатель энергетической эффективности | Ед. изм. | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1. | Динамика величины потерь электрической энергии при ее передаче | % к отпуску в сеть | 0,76 | 0,05 | 0,1 | 0,12 | 0,17 | 0,32 |

## 6. Перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности с указанием ожидаемого эффекта в натуральном и стоимостном выражении, сроки проведения указанных мероприятий с разбивкой по годам

| № п/п | Наименование мероприятия программы | Потребность в финансовых ресурсах | | | | | | | Ожидаемый эффект | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | натуральное выражение | | | | | | | стоимостное выражение | | | | | | |
| | | ед. изм. | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | ед. изм. | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | ед. изм. | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 1. | Внедрение энергосберегающих технологий и автоматизированных систем учета энергоресурсов в Березовском ГО: Установка АИИС КУЭ | тыс. руб. | 9 784,11 | 7 142,61 | 12 953,91 | 16 187,11 | 21 639,16 | 40 784,76 | тыс. кВт·ч (%) | 5,525 (0,076) | 9,154 (0,05) | 16,399 (0,1) | 25,04 (0,12) | 36,79 (0,17) | 59,577 (0,32) | тыс. руб. | 15,635 | 25,905 | 46,409 | 70,683 | 104,131 | 168,604 |
| 2. | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. ул. Аброщикова от ТП 6726 с заменой опор и провода г. Березовский, п. Сарапулка, ул. Аброщикова | тыс. руб. | 502,30176 | - | - | - | - | - | тыс. кВт·ч (%) | 2,46730 | 4,93461 | 4,93461 | 4,93461 | 4,93461 | 4,93461 | тыс. руб. | 6982,47 | 13964,94 | 13964,94 | 13964,94 | 13964,94 | 13964,94 |
| 3. | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. ул. Наумова, пер. Лесной от КТП-6751 с разделением фидера и переводом на новую ТП 10/0,4 кВ , г. Березовский, п. Сарапулка, пер. Лесной. | тыс. руб. | 817,55652 | - | - | - | - | - | тыс. кВт·ч | 13,91612 | 27,83224 | 27,83224 | 27,83224 | 27,83224 | 27,83224 | тыс. руб. | 39382,63 | 78765,25 | 78765,25 | 78765,25 | 78765,25 | 78765,25 |
| 4. | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. ул. Кирова от ТП 6908 с заменой опор и провода , г. Березовский, п. Старопышминск, ул. Кирова | тыс. руб. | 1 193,79221 | - | - | - | - | - | тыс. кВт·ч (%) | 10,20601 | 20,41201 | 20,41201 | 20,41201 | 20,41201 | 20,41201 | тыс. руб. | 28883,00 | 57766,00 | 57766,00 | 57766,00 | 57766,00 | 57766,00 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 5. | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. ул. Наумова от ТП 8727 (ТП 6727) с заменой провода , г. Березовский, п. Сарапулка, ул. Калинина | тыс. руб. | 742,29971 | - | - | - | - | - | тыс. кВт·ч (%) | 12,61027 | 25,22054 | 25,22054 | 25,22054 | 25,22054 | 25,22054 | 25,22054 | тыс. руб. | 35687,06 | 71374,12 | 71374,12 | 71374,12 | 71374,12 | 71374,12 |
| 6. | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. пос. ЦОФ от здания ТП-РСУ с заменой опор и провода , г. Березовский. | тыс. руб. | 496,27114 | - | - | - | - | - | тыс. кВт·ч (%) | 3,59373 | 7,18745 | 7,18745 | 7,18745 | 7,18745 | 7,18745 | 7,18745 | тыс. руб. | 10170,24 | 20340,49 | 20340,49 | 20340,49 | 20340,49 | 20340,49 |
| 7. | Реконструкция КВЛ-0,4 кВ ф. п. Ленинский, 18, 19, 20, 21 от КТП-Уралзолото с заменой опор и провода , г. Березовский, п. Ленинский. | тыс. руб. | 603,36389 | | | | | | тыс. кВт·ч (%) | 10,23172 | 20,46344 | 20,46344 | 20,46344 | 20,46344 | 20,46344 | 20,46344 | | 28955,77 | 57911,54 | 57911,54 | 57911,54 | 57911,54 | 57911,54 |
| Итого: | | тыс. руб. | 4355,59 | 7 142,61 | 12 953,91 | 16 187,11 | 21 639,16 | 40 784,76 | тыс. кВт·ч (%) | 53,0307 | 106,059 | 106,067 | 106,075 | 106,087 | 106,110 | тыс. руб. | | 150076,8 | 300148,2 | 300168,7 | 300193,02 | 300226,5 | 300290,9 |

## 7. Расчет ожидаемого эффекта в натуральном выражении от реализации мероприятий, расчет ожидаемого экономического эффекта

**1. Мероприятие «Внедрение энергосберегающих технологий и автоматизированных систем учета энергоресурсов в Березовском ГО: Установка АИИС КУЭ». Инвестиционная программа АО «УЭС» на 2024-2029 годы.**

$N_{общ}$ – общее количество точек поставки без многоквартирных домов = 16088 шт.
$N_{2023}$ – количество точек поставки оборудованных АИИСКУЭ на 2023 год = 6 048 шт.
$N_{не\ оборуд}$ – количество точек поставки не оборудованных АИИСКУЭ = 10 040 шт.
$N_{2024}$– количество точек поставки планируемых к установке в 2024 году = 463 шт.
$N_{2025}$ – количество точек поставки планируемых к установке в 2025 году = 338 шт.
$N_{2026}$ – количество точек поставки планируемых к установке в 2026 году = 613 шт.
$N_{2027}$ – количество точек поставки планируемых к установке в 2027 году = 766 шт.
$N_{2028}$ – количество точек поставки планируемых к установке в 2028 году = 1024 шт.
$N_{2029}$ – количество точек поставки планируемых к установке в 2029 году = 1930 шт.

$W_{факт\ 2023}$ – фактические потери в 2023 году = 12,5% .
$W_{св.\ норм\%}$ – сверхнормативные потери = 1,65% (12,5% – 10,851%).
$W_{св.\ норм\ кВтч}$ – сверхнормативные потери в нат. выражении = 7 270,92 тыс. кВт·ч.
$W_{норм}$ – нормативные потери на 2020-2024 г.г.= 10,851%.
$T_{сверх.\ норм}$ – тариф на покупку сверхнормативных потерь = 2,83 руб/кВт·ч.
Стоимость установки одного узла учета с материалом составляет – 21, 132 тыс. руб без НДС

По прогнозным данным сверхнормативные потери в 2024 году **без реализации инвестиционной программы** по установке приборов учета АИИСКУЭ составят в процентном отношении 12,5%, в натуральном выражении 7 270,92 тыс. кВт·ч, в стоимостном выражении 7 270,92 тыс. кВт·ч х 2,83 руб. = **20 576,7036 тыс. руб**.

**Расчет на 2024 год:**

Определим ожидаемый эффект уменьшения сверхнормативных потерь после установки приборов АИИСКУЭ в 2024 году в процентах ($Э_{\%\ 2024}$):
$Э_{\%\ 2024} = (N_{2024} \times W_{св.\ норм\%}) / N_{не\ оборуд}$
$Э_{\%\ 2024} = (463 \times 1{,}65) / 10\ 040 = 0{,}076\%$

Определим ожидаемый эффект уменьшения сверхнормативных потерь после установки приборов АИИСКУЭ в 2024 году в натуральном выражении ($Э_{нат\ 2024}$):

$Э_{нат\ 2024} = (W_{св.\ норм\ кВтч} \times Э_{\%\ 2024})$
$Э_{нат\ 2024} = 7\ 270{,}92 \times 0{,}076\% = 5{,}525$ тыс. кВт·ч.
$Э_{стоимост\ 2024} = (Э_{нат\ 2020} \times T_{сверх.\ норм})$
$Э_{стоимост\ 2024} = 5{,}525 \times 2{,}83 = 15{,}635$ тыс. руб.

**Расчет на 2025 год:**

Определим ожидаемый эффект уменьшения сверхнормативных потерь после установки приборов АИИСКУЭ в 2025 году в процентах ($Э_{\%\ 2025}$), ($Э_{\%\ 2024\text{-}2025}$):
$Э_{\%\ 2025} = N_{2025} \times (W_{св.\ норм\%} - Э_{\%\ 2024}) / (N_{не\ оборуд} - N_{2024})$
$Э_{\%\ 2025} = 338 \times (1{,}65 - 0{,}076) / (10\ 040 - 463) = 0{,}05\%$
$Э_{\%\ 2024\text{-}2025} = (0{,}076 + 0{,}05) = 0{,}126\%$

Определим ожидаемый эффект уменьшения сверхнормативных потерь после установки приборов АИИСКУЭ в 2025 году в натуральном выражении ($Э_{нат\ 2025}$):

$Э_{нат\ 2025} = (W_{св.\ норм\ кВтч} - Э_{нат\ 2024}) \times (Э_{\%\ 2024} + Э_{\%\ 2025})$

$Э_{нат\ 2025} = (7\ 270{,}92 – 5{,}525) \times (0{,}076\% + 0{,}05\%) = 9{,}154$ тыс. кВт·ч.
$Э_{стоимост\ 2025} = (Э_{нат\ 2025} \times Т_{сверх.\ норм})$
$Э_{стоимост\ 2025} = 9{,}154 \times 2{,}83$ руб. = 25,905 тыс. руб.

**Расчет на 2026 год:**

Определим ожидаемый эффект уменьшения сверхнормативных потерь после установки приборов АИИСКУЭ в 2022 году в процентах ($Э_{\%\ 2026}$), ($Э_{\%\ 2024\text{-}2025\text{-}2026}$):
$Э_{\%\ 2026} = N_{2026} \times (W_{св.\ норм\%} – (Э_{\%\ 2024} + Э_{\%\ 2025})) / (N_{не\ оборуд} – (N_{2024} + N_{2025}))$
$Э_{\%\ 2026} = 613 * (1{,}65 - (0{,}076 + 0{,}05)) / (10\ 040 - (463 + 338)) = 0{,}1\%$

Определим ожидаемый эффект уменьшения сверхнормативных потерь после установки приборов АИИСКУЭ в 2026 году в натуральном выражении ($Э_{нат\ 2026}$):

$Э_{нат\ 2026} = (W_{св.\ норм\ кВтч} – (Э_{нат\ 2024} + Э_{нат\ 2025})) \times (Э_{\%\ 2024} + Э_{\%\ 2025} + Э_{\%\ 2026})$
$Э_{нат\ 2026} = (7\ 270{,}92 – (5{,}525 + 9{,}154)) \times (0{,}076\% + 0{,}05\% + 0{,}1\%) = 16{,}399$ тыс.кВт·ч.
$Э_{стоимост\ 2026} = (Э_{нат\ 2026} \times Т_{сверх.\ норм})$
$Э_{стоимост\ 2026} = 16{,}399 \times 2{,}83$ руб. = 46,409 тыс. руб.
$Э_{\%\ 2024\text{-}2025\text{-}2026} = (0{,}076 + 0{,}05 + 0{,}1) = 0{,}226\%$

**Расчет на 2027 год:**

Определим ожидаемый эффект уменьшения сверхнормативных потерь после установки приборов АИИСКУЭ в 2023 году в процентах ($Э_{\%\ 2027}$), ($Э_{\%\ 2024\text{-}2025\text{-}2026\text{-}2027}$):
$Э_{\%\ 2027} = N_{2027} \times (W_{св.\ норм\%} – (Э_{\%\ 2024} + Э_{\%\ 2025} + Э_{\%\ 2026})) / (N_{не\ оборуд} – (N_{2024} + N_{2025} + N_{2026}))$
$Э_{\%\ 2027} = 766 \times (1{,}65 – (0{,}076 + 0{,}05 + 0{,}1)) / (10\ 040 – (463 + 338 + 613)) = 0{,}12\%$
$Э_{\%\ 2024\text{-}2025\text{-}2026\text{-}2027} = (0{,}076 + 0{,}05 + 0{,}1 + 0{,}12) = 0{,}346\%$

Определим ожидаемый эффект уменьшения сверхнормативных потерь после установки приборов АИИСКУЭ в 2027 году в натуральном выражении ($Э_{нат\ 2027}$):

$Э_{нат\ 2027} = (W_{св.\ норм\ кВтч} – (Э_{нат\ 2024} + Э_{нат\ 2025} + Э_{нат\ 2026})) \times (Э_{\%\ 2024} + Э_{\%\ 2025} + Э_{\%\ 2026} + Э_{\%\ 2027})$
$Э_{нат\ 2027} = (7\ 270{,}92 – (5{,}525 + 9{,}154 + 16{,}399)) \times (0{,}076\% + 0{,}05\% + 0{,}1\% + 0{,}12\%) = 25{,}04$ тыс.кВт·ч.
$Э_{стоимост\ 2027} = (Э_{нат\ 2027} \times Т_{сверх.\ норм})$
$Э_{стоимост\ 2027} = 25{,}04 \times 2{,}83$ руб. = 70,863 тыс. руб.

**Расчет на 2028 год:**

Определим ожидаемый эффект уменьшения сверхнормативных потерь после установки приборов АИИСКУЭ в 2028 году в процентах ($Э_{\%\ 2028}$), ($Э_{\%\ 2024\text{-}2025\text{-}2026\text{-}2027\text{-}2028}$):
$Э_{\%\ 2028} = N_{2028} \times (W_{св.\ норм\%} – (Э_{\%\ 2024} + Э_{\%\ 2025} + Э_{\%\ 2026} + Э_{\%\ 2027})) / (N_{не\ оборуд} – (N_{2024} + N_{2025} + N_{2026} + N_{2027}))$
$Э_{\%\ 2028} = 1024 \times (1{,}65 – (0{,}076 + 0{,}05 + 0{,}1 + 0{,}12)) / (10\ 040 – (463 + 338 + 613 + 766)) = 0{,}17\%$
$Э_{\%\ 2024\text{-}2025\text{-}2026\text{-}2027\text{-}2028} = (0{,}076 + 0{,}05 + 0{,}1 + 0{,}12 + 0{,}17) = 0{,}51\%$

Определим ожидаемый эффект уменьшения сверхнормативных потерь после установки приборов АИИСКУЭ в 2028 году в натуральном выражении ($Э_{нат\ 2028}$):

$Э_{нат\ 2028} = (W_{св.\ норм\ кВтч} – (Э_{нат\ 2024} + Э_{нат\ 2025} + Э_{нат\ 2026} + Э_{нат\ 2027})) \times (Э_{\%\ 2024} + Э_{\%\ 2025} + Э_{\%\ 2026} + Э_{\%\ 2027} + Э_{\%\ 2028})$
$Э_{нат\ 2028} = (7\ 270{,}92 – (5{,}525 + 9{,}154 + 16{,}399 + 25{,}04)) \times (0{,}076\% + 0{,}05\% + 0{,}1\% + 0{,}12\% + 0{,}17\%) = 36{,}79$ тыс.кВт·ч.
$Э_{стоимост\ 2028} = (Э_{нат\ 2028} \times Т_{сверх.\ норм})$
$Э_{стоимост\ 2028} = 36{,}79 \times 2{,}83$ руб. = 104,131 тыс. руб.

**Расчет на 2029 год:**

Определим ожидаемый эффект уменьшения сверхнормативных потерь после установки приборов АИИСКУЭ в 2029 году в процентах ($Э_{\%\ 2029}$), ($Э_{\%\ 2024\text{-}2025\text{-}2026\text{-}2027\text{-}2028\text{-}2029}$):

$Э_{\%\ 2029} = N_{2029}$ x ($W_{св.\ норм\%}$ – ($Э_{\%\ 2024}$ + $Э_{\%\ 2025}$+ $Э_{\%\ 2026}$+ $Э_{\%\ 2027}$ + $Э_{\%\ 2028}$) / ($N_{не\ оборуд}$ – ($N_{2024}$ + $N_{2025}$+ $N_{2026}$+ $N_{2027}$ + $N_{2028}$))

$Э_{\%\ 2029}$ = 1930 x (1,65 – (0,076 + 0,05+0,1 + 0,12 +0,17)) / (10 040 – (463 + 338+ 613 + 766 + 1024)) = 0,32%

$Э_{\%\ 2024\text{-}2025\text{-}2026\text{-}2027\text{-}2028\text{-}2029}$= (0,076 + 0,05+0,1 + 0,12 + 0,17 + 0,32) = 0,83%

Определим ожидаемый эффект уменьшения сверхнормативных потерь после установки приборов АИИСКУЭ в 2029 году в натуральном выражении ($Э_{нат\ 2029}$):

$Э_{нат\ 2029}$ = ($W_{св.\ норм\ кВтч}$ – ($Э_{нат\ 2024}$ + $Э_{нат\ 2025}$+ $Э_{нат\ 2026}$+ $Э_{нат\ 2027}$ + $Э_{нат\ 2028}$)) x ($Э_{\%\ 2024}$ + $Э_{\%\ 2025}$+ $Э_{\%\ 2026}$ + $Э_{\%\ 2027}$+ $Э_{\%\ 2028}$ + $Э_{\%\ 2029}$)

$Э_{нат\ 2029}$ = (7 270,92 – (5,525 +9,154 + 16,399 + 25,04 + 36,79)) x (0,076% + 0,05% +0,1% + 0,12% + 0,17% + 0,32%) = 59,577 тыс.кВт·ч.

$Э_{стоимост\ 2029}$ = ($Э_{нат\ 2029}$ x $Т_{сверх.\ норм}$)

$Э_{стоимост\ 2029}$ = 59,577 x 2,83 руб. = 168,604 тыс. руб.

**Реконструкция ВЛ-0,4 кВ с заменой голых проводов на провод СИП больший по сечению**

**Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-6726 ф. Аброщикова г. Березовский, п. Сарапулка**

Расчет величины потерь электрической энергии в линии

Расчет производится по формулам:

Тип линии: А 4х35

Ра=(Scp/U)^2*10^-3*Rл*Lл*Траб.

Qреакт. = (Scp/U)^2*10^-3*Хл*Lл*Траб.

Scp=√(Wa^2+Wp^2)/Траб

| Исходные данные | Обозначения | Ед.изм. | Значение |
|---|---|---|---|
| Расход активной эл.энергии( за год) | Wa2 | кВтч | 606540,00 |
| Расход реактивной эл.энергии( за год) | Wp | кВарч | 0,00 |
| Мощность (ср. значение за год) | Scp | кВА | 69,24 |
| Линейное напряжение в линии | U | кВ | 0,40 |
| Активное сопротивление линии | Rл | Ом/км | 0,92 |
| Реактивное сопротивление линии | Хл | Ом/км | 0,29 |
| Длина линии | Lл | км | 0,36 |
| Число часов работы в год | Траб | час | 8760,00 |
| Коэф. Равномерного распределения мощности по всей длине линии | | | 9,00 |
| Потери активной энергии | Ра | кВтч | 9659,23 |
| | | % | 1,59 |
| Потери реактивной энергии | Qреакт | кВарч | 27686,30 |
| | | % | |

**Расчет величины потерь электрической энергии в линии после реконструкции**

Расчет величины потерь электрической энергии в линии
Расчет производится по формулам:
Тип линии: СИП 4х70
Pa=(Scp/U)^2*10^-3*Rл*Lл*Траб.
Qреакт. = (Scp/U)^2*10^-3*Хл*Lл*Траб.
Scp=√(Wa^2+Wp^2)/Траб

| Исходные данные | Обозначения | Ед.изм. | Значение |
|---|---|---|---|
| Расход активной эл.энергии( за год) | Wa2. | кВтч. | 606540,00 |
| Расход реактивной эл.энергии( за год) | Wp. | кВарч. | 0,00 |
| Мощность (ср. значение за год) | Scp. | кВА | 69,24 |
| Линейное напряжение в линии | U | кВ | 0,40 |
| Активное сопротивление линии | Rл. | Ом/км. | 0,45 |
| Реактивное сопротивление линии | Хл. | Ом/км. | 0,06 |
| Длина линии | Lл. | км. | 0,36 |
| Число часов работы в год | Траб. | час. | 8760,00 |
| Коэф. Равномерного распределения мощности по всей длине линии | | | 9,00 |
| Потери активной энергии | Pa. | кВтч. | 4724,62 |
| | | % | 0,78 |
| Потери реактивной энергии | Qреакт. | кВарч. | 5905,78 |
| | | % | |

Экономия кВтч в год
Расчет ожидаемого эффекта в натуральном выражении:

| | | |
|---|---|---|
| 2024 г. = (9659,23-4724,62)*0,5= | 2467,30 | кВтч в год |
| 2025 г. = (9659,23-4724,62)= | 4934,61 | кВтч в год |
| 2026 г. = | 4934,61 | кВтч в год |
| 2027 г. = | 4934,61 | кВтч в год |
| 2028 г. = | 4934,61 | кВтч в год |
| 2029 г. = | 4934,61 | кВтч в год |

Расчет ожидаемого эффекта в стоимостном выражении:

| | | |
|---|---|---|
| 2024г. = 2467,30*2,83 = | 6982,47 | тыс. руб. |
| 2025г.= 4934,61*2,83 = | 13964,94 | тыс. руб. |
| 2026г.= | 13964,94 | тыс. руб. |
| 2027г.= | 13964,94 | тыс. руб. |
| 2028г.= | 13964,94 | тыс. руб. |
| 2029г.= | 13964,94 | тыс. руб. |

- тариф покупки потерь 2024г. (без НДС) – 2,83 руб./квт. ч

**Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-6751 ф. Наумова г. Березовский, п. Сарапулка**

Расчет величины потерь электрической энергии в линии

Расчет производится по формулам:

Тип линии: А 4х35

Pa=(Scp/U)^2*10^-3*Rл*Lл*Траб.

Qреакт. = (Scp/U)^2*10^-3*Хл*Lл*Траб.

Scp=√(Wa^2+Wp^2)/Траб

| Исходные данные | Обозначения | Ед.изм. | Значение |
|---|---|---|---|
| Расход активной эл.энергии( за год) | Wa2 | кВтч | 720240,00 |
| Расход реактивной эл.энергии( за год) | Wp | кВарч | 0,00 |
| Мощность (ср. значение за год) | Scp | кВА | 82,22 |
| Линейное напряжение в линии | U | кВ | 0,40 |
| Активное сопротивление линии | Rл | Ом/км | 0,92 |
| Реактивное сопротивление линии | Хл | Ом/км | 0,29 |
| Длина линии | Lл | км | 0,80 |
| Число часов работы в год | Траб | час | 8760,00 |
| Коэф. Равномерного распределения мощности по всей длине линии | | | 5,00 |
| Потери активной энергии | Pa | кВтч | 54480,14 |
| | | % | 7,56 |
| Потери реактивной энергии | Qреакт | кВарч | 86753,70 |
| | | % | |

**Расчет величины потерь электрической энергии в линии после реконструкции**

Расчет величины потерь электрической энергии в линии

Расчет производится по формулам:

Тип линии: СИП 4х70

Pa=(Scp/U)^2*10^-3*Rл*Lл*Траб.

Qреакт. = (Scp/U)^2*10^-3*Хл*Lл*Траб.

Scp=√(Wa^2+Wp^2)/Траб

| Исходные данные | Обозначения | Ед.изм. | Значение |
|---|---|---|---|
| Расход активной эл.энергии( за год) | Wa2. | кВтч. | 720240,00 |
| Расход реактивной эл.энергии( за год) | Wp. | кВарч. | 0,00 |
| Мощность (ср. значение за год) | Scp. | кВА | 82,22 |
| Линейное напряжение в линии | U | кВ | 0,40 |
| Активное сопротивление линии | Rл. | Ом/км. | 0,45 |
| Реактивное сопротивление линии | Хл. | Ом/км. | 0,06 |
| Длина линии | Lл. | км. | 0,80 |
| Число часов работы в год | Траб. | час. | 8760,00 |
| Коэф. Равномерного распределения мощности по всей длине линии | | | 5,00 |
| Потери активной энергии | Pa. | кВтч. | 26647,89 |
| | | % | 3,70 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Потери реактивной энергии | Qреакт. | кВарч. | 18505,48 |
| | | % | |

Экономия кВтч в год

Расчет ожидаемого эффекта в натуральном выражении:

| | | |
|---|---|---|
| 2024 г. = (54480,14-26647,89)*0,5= | 13916,12 | кВтч в год |
| 2025 г. =(54480,14-26647,89)= | 27832,24 | кВтч в год |
| 2026 г. = | 27832,24 | кВтч в год |
| 2027 г. = | 27832,24 | кВтч в год |
| 2028 г. = | 27832,24 | кВтч в год |
| 2029 г. = | 27832,24 | кВтч в год |

Расчет ожидаемого эффекта в стоимостном выражении:

| | | |
|---|---|---|
| 2024г. =13916,12*2,83 = | 39382,63 | тыс. руб. |
| 2025г.= 27832,24*2,83 = | 78765,25 | тыс. руб. |
| 2026г.= | 78765,25 | тыс. руб. |
| 2027г.= | 78765,25 | тыс. руб. |
| 2028г.= | 78765,25 | тыс. руб. |
| 2029г.= | 78765,25 | тыс. руб. |

- тариф покупки потерь 2024г. (без НДС) – 2,83 руб./квт. ч

**Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-6908 ф. Кирова г. Березовский, п. Старопышминск**

Расчет величины потерь электрической энергии в линии

Расчет производится по формулам:

Тип линии: А 4х35

Ра=(Scp/U)^2*10^-3*Rл*Lл*Траб.

Qреакт. = (Scp/U)^2*10^-3*Хл*Lл*Траб.

Scp=√(Wa^2+Wp^2)/Траб

| Исходные данные | Обозначения | Ед.изм. | Значение |
|---|---|---|---|
| Расход активной эл.энергии( за год) | Wa2 | кВтч | 690640,00 |
| Расход реактивной эл.энергии( за год) | Wp | кВарч | 0,00 |
| Мощность (ср. значение за год) | Scp | кВА | 78,84 |
| Линейное напряжение в линии | U | кВ | 0,40 |
| Активное сопротивление линии | Rл | Ом/км | 0,92 |
| Реактивное сопротивление линии | Хл | Ом/км | 0,29 |
| Длина линии | Lл | км | 0,64 |
| Число часов работы в год | Траб | час | 8760,00 |
| Коэф. Равномерного распределения мощности по всей длине линии | | | 5,00 |
| Потери активной энергии | Ра | кВтч | 40075,34 |
| | | % | 5,80 |
| Потери реактивной энергии | Qреакт | кВарч | 63815,62 |
| | | % | |

**Расчет величины потерь электрической энергии в линии после реконструкции**

Расчет величины потерь электрической энергии в линии
Расчет производится по формулам:
Тип линии: СИП 4х70
Ра=(Scp/U)^2*10^-3*Rл*Lл*Траб.
Qреакт. = (Scp/U)^2*10^-3*Хл*Lл*Траб.
Scp=√(Wa^2+Wp^2)/Траб

| Исходные данные | Обозначения | Ед.изм. | Значение |
|---|---|---|---|
| Расход активной эл.энергии( за год) | Wa2. | кВтч. | 690640,00 |
| Расход реактивной эл.энергии( за год) | Wp. | кВарч. | 0,00 |
| Мощность (ср. значение за год) | Scp. | кВА | 78,84 |
| Линейное напряжение в линии | U | кВ | 0,40 |
| Активное сопротивление линии | Rл. | Ом/км. | 0,45 |
| Реактивное сопротивление линии | Хл. | Ом/км. | 0,06 |
| Длина линии | Lл. | км. | 0,64 |
| Число часов работы в год | Траб. | час. | 8760,00 |
| Коэф. Равномерного распределения мощности по всей длине линии | | | 5,00 |
| Потери активной энергии | Ра. | кВтч. | 19663,32 |
| | | % | 2,85 |
| Потери реактивной энергии | Qреакт. | кВарч. | 13655,09 |
| | | % | |

Экономия кВтч в год
Расчет ожидаемого эффекта в натуральном выражении:

| | | |
|---|---|---|
| 2024 г. = (40075,34-19633,32)*0,5= | 10206,01 | кВтч в год |
| 2025 г. =(40075,34-19633,32)= | 20412,01 | кВтч в год |
| 2026 г. = | 20412,01 | кВтч в год |
| 2027 г. = | 20412,01 | кВтч в год |
| 2028 г. = | 20412,01 | кВтч в год |
| 2029 г. = | 20412,01 | кВтч в год |

Расчет ожидаемого эффекта в стоимостном выражении:

| | | |
|---|---|---|
| 2024г. =10206,01*2,83 = | 28883,00 | тыс. руб. |
| 2025г.= 20412,01*2,83 = | 57766,00 | тыс. руб. |
| 2026г.= | 57766,00 | тыс. руб. |
| 2027г.= | 57766,00 | тыс. руб. |
| 2028г.= | 57766,00 | тыс. руб. |
| 2029г.= | 57766,00 | тыс. руб. |

- тариф покупки потерь 2024г. (без НДС) – 2,83 руб./квт. ч

**Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-8727 (ТП 6727) ф. Наумова г. Березовский, п. Сарапулка**

Расчет величины потерь электрической энергии в линии

Расчет производится по формулам:

Тип линии: А 4х35

Ра=(Scp/U)^2*10^-3*Rл*Lл*Траб.

Qреакт. = (Scp/U)^2*10^-3*Хл*Lл*Траб.

Scp=√(Wa^2+Wp^2)/Траб

| Исходные данные | Обозначения | Ед.изм. | Значение |
|---|---|---|---|
| Расход активной эл.энергии( за год) | Wa2 | кВтч | 680530,00 |
| Расход реактивной эл.энергии( за год) | Wp | кВарч | 0,00 |
| Мощность (ср. значение за год) | Scp | кВА | 77,69 |
| Линейное напряжение в линии | U | кВ | 0,40 |
| Активное сопротивление линии | Rл | Ом/км | 0,92 |
| Реактивное сопротивление линии | Хл | Ом/км | 0,29 |
| Длина линии | Lл | км | 0,81 |
| Число часов работы в год | Траб | час | 8760,00 |
| Коэф. Равномерного распределения мощности по всей длине линии | | | 5,00 |
| Потери активной энергии | Ра | кВтч | 49367,86 |
| | | % | 7,25 |
| Потери реактивной энергии | Qреакт | кВарч | 78612,95 |
| | | % | |

**Расчет величины потерь электрической энергии в линии после реконструкции**

Расчет величины потерь электрической энергии в линии

Расчет производится по формулам:

Тип линии: СИП 4х70

Ра=(Scp/U)^2*10^-3*Rл*Lл*Траб.

Qреакт. = (Scp/U)^2*10^-3*Хл*Lл*Траб.

Scp=√(Wa^2+Wp^2)/Траб

| Исходные данные | Обозначения | Ед.изм. | Значение |
|---|---|---|---|
| Расход активной эл.энергии( за год) | Wa2. | кВтч. | 680530,00 |
| Расход реактивной эл.энергии( за год) | Wp. | кВарч. | 0,00 |
| Мощность (ср. значение за год) | Scp. | кВА | 77,69 |
| Линейное напряжение в линии | U | кВ | 0,40 |
| Активное сопротивление линии | Rл. | Ом/км. | 0,45 |
| Реактивное сопротивление линии | Хл. | Ом/км. | 0,06 |
| Длина линии | Lл. | км. | 0,81 |
| Число часов работы в год | Траб. | час. | 8760,00 |
| Коэф. Равномерного распределения мощности по всей длине линии | | | 5,00 |
| Потери активной энергии | Ра. | кВтч. | 24147,32 |
| | | % | 3,55 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Потери реактивной энергии | Qреакт. | кВарч. | 16768,97 |
| | | % | |

Экономия кВтч в год

Расчет ожидаемого эффекта в натуральном выражении:

| | | |
|---|---|---|
| 2024 г. = (49367,86-24147,32)*0,5= | 12610,27 | кВтч в год |
| 2025 г. =(49367,86-24147,32)= | 25220,54 | кВтч в год |
| 2026 г. = | 25220,54 | кВтч в год |
| 2027 г. = | 25220,54 | кВтч в год |
| 2028 г. = | 25220,54 | кВтч в год |
| 2029 г. = | 25220,54 | кВтч в год |

Расчет ожидаемого эффекта в стоимостном выражении:

| | | |
|---|---|---|
| 2024г. =12610,27*2,83 = | 35687,06 | тыс. руб. |
| 2025г.= 25220,54*2,83 = | 71374,12 | тыс. руб. |
| 2026г.= | 71374,12 | тыс. руб. |
| 2027г.= | 71374,12 | тыс. руб. |
| 2028г.= | 71374,12 | тыс. руб. |
| 2029г.= | 71374,12 | тыс. руб. |

- тариф покупки потерь 2024г. (без НДС) – 2,83 руб./квт. ч

Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-РСУ ф. пос. ЦОФ г. Березовский

Расчет величины потерь электрической энергии в линии

Расчет производится по формулам:

Тип линии: А 4х25

Pa=(Scp/U)^2*10^-3*Rл*Lл*Траб.

Qреакт. = (Scp/U)^2*10^-3*Хл*Lл*Траб.

Scp=√(Wa^2+Wp^2)/Траб

| Исходные данные | Обозначения | Ед.изм. | Значение |
|---|---|---|---|
| Расход активной эл.энергии( за год) | Wa2 | кВтч | 450670,00 |
| Расход реактивной эл.энергии( за год) | Wp | кВарч | 0,00 |
| Мощность (ср. значение за год) | Scp | кВА | 51,45 |
| Линейное напряжение в линии | U | кВ | 0,40 |
| Активное сопротивление линии | Rл | Ом/км | 1,25 |
| Реактивное сопротивление линии | Хл | Ом/км | 0,28 |
| Длина линии | Lл | км | 0,40 |
| Число часов работы в год | Траб | час | 8760,00 |
| Коэф. Равномерного распределения мощности по всей длине линии | | | 5,00 |
| Потери активной энергии | Pa | кВтч | 14490,83 |
| | | % | 3,22 |
| Потери реактивной энергии | Qреакт | кВарч | 16113,80 |
| | | % | |

**Расчет величины потерь электрической энергии в линии после реконструкции**

Расчет величины потерь электрической энергии в линии
Расчет производится по формулам:
Тип линии: СИП 4х50
Pa=(Scp/U)^2*10^-3*Rл*Lл*Траб.
Qреакт. = (Scp/U)^2*10^-3*Хл*Lл*Траб.
Scp=√(Wa^2+Wp^2)/Траб

| Исходные данные | Обозначения | Ед.изм. | Значение |
|---|---|---|---|
| Расход активной эл.энергии( за год) | Wa2. | кВтч. | 450670,00 |
| Расход реактивной эл.энергии( за год) | Wp. | кВарч. | 0,00 |
| Мощность (ср. значение за год) | Scp. | кВА | 51,45 |
| Линейное напряжение в линии | U | кВ | 0,40 |
| Активное сопротивление линии | Rл. | Ом/км. | 0,63 |
| Реактивное сопротивление линии | Хл. | Ом/км. | 0,09 |
| Длина линии | Lл. | км. | 0,40 |
| Число часов работы в год | Траб. | час. | 8760,00 |
| Коэф. Равномерного распределения мощности по всей длине линии | | | 5,00 |
| Потери активной энергии | Pa. | кВтч. | 7303,38 |
| | | % | 1,62 |
| Потери реактивной энергии | Qреакт. | кВарч. | 4926,88 |
| | | % | |

Экономия кВтч в год
Расчет ожидаемого эффекта в натуральном выражении:

| | | |
|---|---|---|
| 2024 г. = (14490,83-7303,38)*0,5= | 3593,73 | кВтч в год |
| 2025 г. =(14490,83-7303,38)= | 7187,45 | кВтч в год |
| 2026 г. = | 7187,45 | кВтч в год |
| 2027 г. = | 7187,45 | кВтч в год |
| 2028 г. = | 7187,45 | кВтч в год |
| 2029 г. = | 7187,45 | кВтч в год |

Расчет ожидаемого эффекта в стоимостном выражении:

| | | |
|---|---|---|
| 2024г. =3593,73*2,83 = | 10170,24 | тыс. руб. |
| 2025г.= 7187,45*2,83 = | 20340,49 | тыс. руб. |
| 2026г.= | 20340,49 | тыс. руб. |
| 2027г.= | 20340,49 | тыс. руб. |
| 2028г.= | 20340,49 | тыс. руб. |
| 2029г.= | 20340,49 | тыс. руб. |

- тариф покупки потерь 2024г. (без НДС) – 2,83 руб./квт. ч

Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-Уралзолото ф. п. Ленинский, 18, 20, 21 г. Березовский
Расчет величины потерь электрической энергии в линии
Расчет производится по формулам:
Тип линии: А 4х25
Ра=(Scp/U)^2*10^-3*Rл*Lл*Траб.
Qреакт. = (Scp/U)^2*10^-3*Хл*Lл*Траб.
Scp=√(Wa^2+Wp^2)/Траб

| Исходные данные | Обозначения | Ед.изм. | Значение |
|---|---|---|---|
| Расход активной эл.энергии( за год) | Wa2 | кВтч | 570900,00 |
| Расход реактивной эл.энергии( за год) | Wp | кВарч | 0,00 |
| Мощность (ср. значение за год) | Scp | кВА | 65,17 |
| Линейное напряжение в линии | U | кВ | 0,40 |
| Активное сопротивление линии | Rл | Ом/км | 1,25 |
| Реактивное сопротивление линии | Хл | Ом/км | 0,28 |
| Длина линии | Lл | км | 0,55 |
| Число часов работы в год | Траб | час | 8760,00 |
| Коэф. Равномерного распределения мощности по всей длине линии | | | 5,00 |
| Потери активной энергии | Ра | кВтч | 31974,13 |
| | | % | 5,60 |
| Потери реактивной энергии | Qреакт | кВарч | 35555,23 |
| | | % | |

**Расчет величины потерь электрической энергии в линии после реконструкции**

Расчет величины потерь электрической энергии в линии
Расчет производится по формулам:
Тип линии: СИП 4х70
Ра=(Scp/U)^2*10^-3*Rл*Lл*Траб.
Qреакт. = (Scp/U)^2*10^-3*Хл*Lл*Траб.
Scp=√(Wa^2+Wp^2)/Траб

| Исходные данные | Обозначения | Ед.изм. | Значение |
|---|---|---|---|
| Расход активной эл.энергии( за год) | Wa2. | кВтч. | 570900,00 |
| Расход реактивной эл.энергии( за год) | Wp. | кВарч. | 0,00 |
| Мощность (ср. значение за год) | Scp. | кВА | 65,17 |
| Линейное напряжение в линии | U | кВ | 0,40 |
| Активное сопротивление линии | Rл. | Ом/км. | 0,45 |
| Реактивное сопротивление линии | Хл. | Ом/км. | 0,06 |
| Длина линии | Lл. | км. | 0,55 |
| Число часов работы в год | Траб. | час. | 8760,00 |
| Коэф. Равномерного распределения мощности по всей длине линии | | | 5,00 |
| Потери активной энергии | Ра. | кВтч. | 11510,69 |
| | | % | 2,02 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Потери реактивной энергии | Qреакт. | кВарч. | 7993,53 |
| | | % | |

Экономия кВтч в год

Расчет ожидаемого эффекта в натуральном выражении:

| | | |
|---|---|---|
| 2024 г. = (31974,13-11510,69)*0,5= | 10231,72 | кВтч в год |
| 2025 г. =(31974,13-11510,69)= | 20463,44 | кВтч в год |
| 2026 г. = | 20463,44 | кВтч в год |
| 2027 г. = | 20463,44 | кВтч в год |
| 2028 г. = | 20463,44 | кВтч в год |
| 2029 г. = | 20463,44 | кВтч в год |

Расчет ожидаемого эффекта в стоимостном выражении:

| | | |
|---|---|---|
| 2024г. =10231,72*2,83 = | 28955,77 | тыс. руб. |
| 2025г.= 20463,44,26*2,83 = | 57911,54 | тыс. руб. |
| 2026г.= | 57911,54 | тыс. руб. |
| 2027г.= | 57911,54 | тыс. руб. |
| 2028г.= | 57911,54 | тыс. руб. |
| 2029г.= | 57911,54 | тыс. руб. |

- тариф покупки потерь 2024г. (без НДС) – 2,83 руб./квт. ч

**Стоимость работ по реконструкции ВЛ-0,4 кВ в соответствии с локальным сметным расчетом:**

1. Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. ул. Аброщикова от ТП 6726 - 502,301 тыс. руб.
2. Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. ул. Наумова от ТП 6751 - 817,556 тыс. руб.
3. Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. ул. Наумова от ТП 6751 - 1193,792 тыс. руб.
4. Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. ул. Наумова от ТП 8727 (ТП 6727) - 742,29971тыс. руб.
5. Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. пос. ЦОФ от здания ТП-РСУ - 496,271 тыс. руб.
6. Реконструкция КВЛ-0,4 кВ ф. п. Ленинский от КТП-Уралзолото - 603,363 тыс. руб.

## 9. Информация об источниках финансирования мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности

| Период реализации программы | Потребность в финансовых ресурсах на реализацию мероприятий программы, тыс. руб. | Источник финансирования |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| 2024 | 4355,59 | Инвестиционная программа, доход от основного вида деятельности |
| 2025 | 7 142,61 | Инвестиционная программа, доход от основного вида деятельности |
| 2026 | 12 953,91 | Инвестиционная программа, доход от основного вида деятельности |
| 2027 | 16 187,11 | Инвестиционная программа, доход от основного вида деятельности |
| 2028 | 21 639,16 | Инвестиционная программа, доход от основного вида деятельности |
| 2029 | 40 784,76 | Инвестиционная программа, доход от основного вида деятельности |
| Итого: | 103063,14 | Инвестиционная программа, доход от основного вида деятельности |

## 10. Прогноз потребления (производства) энергоресурсов по регулируемому виду деятельности – передача электрической энергии (мощности)

| № п/п | Наименование показателя | Единица измерения | Прогноз по годам | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1. | Поступление электрической энергии в сеть | Тыс. кВт·ч | 471670,000 | 472640,000 | 473610,000 | 474830,000 | 475940,000 | 476980,000 |
| 2. | Полезный отпуск электрической энергии | Тыс. кВт·ч | 420480,000 | 413550,000 | 414410,000 | 415480,000 | 416 450,000 | 417 360,000 |
| 3. | Потери электрической энергии в сетях | Тыс. кВт·ч | 51190,000 | 59080,000 | 59200,000 | 59350,000 | 59490,000 | 59620,000 |
| 4. | Величина потерь электрической энергии при ее передаче | % к отпуску в сеть | 10,85 | 12,50 | 12,50 | 12,50 | 12,50 | 12,50 |
| 5. | Нормативные потери электрической энергии | % | 10,85 | 12,50 | 12,50 | 12,50 | 12,50 | 12,50 |

## 11. Механизм реализации, система мониторинга, управления и контроля за ходом выполнения программы

1. Мониторинг реализации программы осуществляет координатор программы - начальник отдела учета, контроля и распределения электрической энергии Дедюхин С.С..
2. Мониторинг программы осуществляется ежеквартально.
3. Ежегодно уточняются и корректируются параметры программы и объемы выполнения мероприятий.
4. Внесение изменений в перечень программы производится координатором программы.
5. 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.
6. В целом контроль за реализацией программы осуществляет ответственное лицо от регулируемой организации - главный инженер Климко М.П..