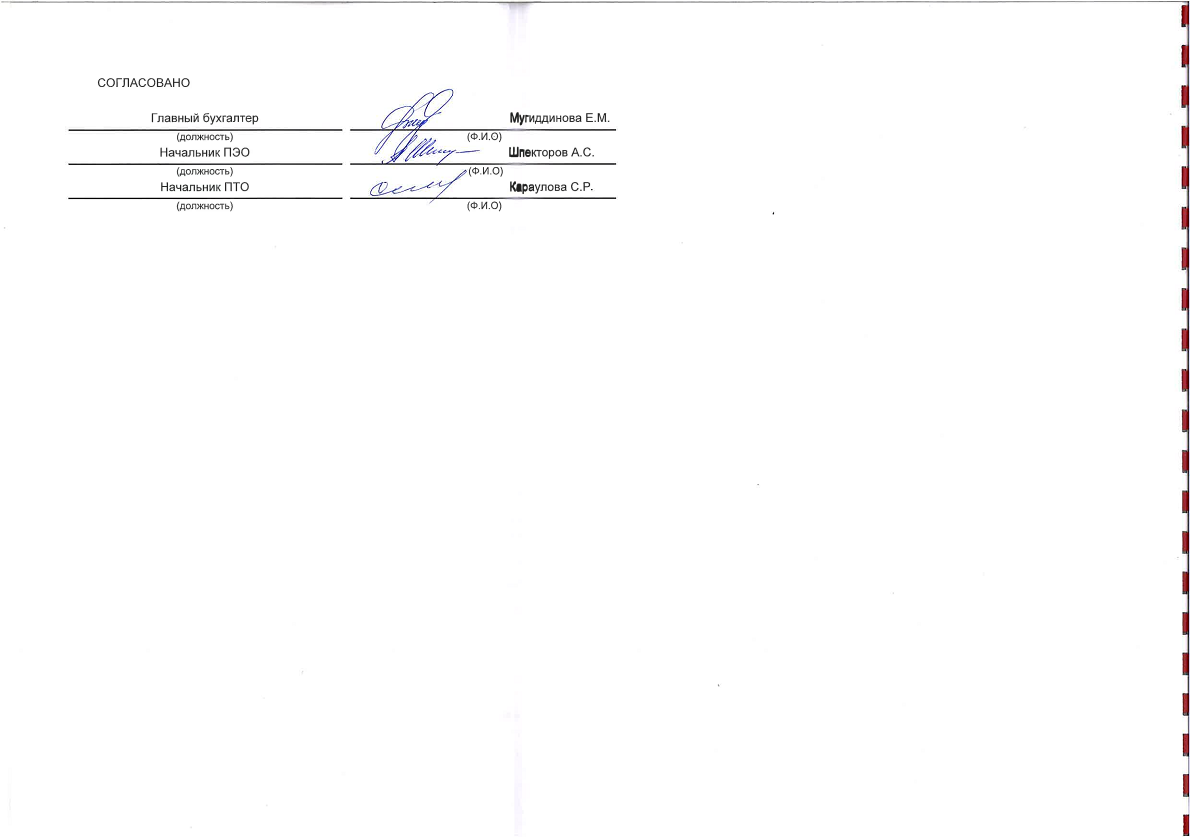


****

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

Программа устанавливает цели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, определяет наиболее экономически эффективные мероприятия в области рационального использования энергетических ресурсов, объемы финансирования, механизм реализации и оценку социально-экономической эффективности Программы.

1. **Общие сведения об организации.**

1.1. Организационно-правовая форма организации - акционерное общество «ЭлС».

1.2 Предмет основной деятельности - деятельность по обеспечению работоспособности электрических сетей.

1.3. Оказываемые виды деятельности:

-регулируемые: передача электроэнергии и технологическое присоединение к распределительным электросетям;

-не регулируемые: предоставление услуг по монтажу, ремонту и техническому обслуживанию электрооборудования,

1.4. Реквизиты организации:

Юридический адрес: 216400, Смоленская область, г.Десногорск, а/я 80/1;

Почтовый адрес: 216400, Смоленская область, г.Десногорск, а/я 80/1;

Телефон 8(48153) 7-05-42;

E-mail: [elsdesnogorsk@rambler.ru](mailto:elsdesnogorsk@rambler.ru)

ИНН 6724007210, КПП 672401001, ОГРН 1056700020190

Банковские реквизиты:

Отделение № 8609 ПАО «Сбербанк», г.Смоленск

р/сч 40702810559210100727

к/сч 30101810000000000632

БИК 046614632

1.5. Руководитель организации – генеральный директор Ольховиков Сергей Александрович

1.6. Учредитель АО «ЭлС» - Российская федерация в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом. Территориальное управление по Смоленской области. Доля государственной собственности -100%.

1.7. Среднесписочная численность персонала –151 человек.

1.8. Сведения о наличии зданий административного и производственного назначения представлены в таблице 1.

Таблица 1

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование | Общая площадь, м2 | Общий объем зданий, м3 |
|  | База главного энергетика «Мастерские» | 814,70 | 5013,0 |
|  | Мастерская по обслуживанию спецоборудования | 258,30 | 1954,0 |
|  | База «Стройцеха» | 297 | 1213,0 |
|  | Здание технических служб | 413,8 | 1223,0 |
|  | Административное здание | 423,8 | 1452,0 |
|  | Трансформаторные подстанции 10/0,4кВ | 2318,0 | 12536,0 |

1.9. Сведения о наличии автотранспорта и спецтехники приведены в таблице 2.

Таблица 2

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № | Наименование автотранспорта | Количество |
| 1 | Экскаватор ЭО-2621, МТЗ | 1 |
| 2 | Автомобильный гидравлический подъемник АГП 18Т 3813FН | 1 |
| 3 | Лаборатория высоковольтных испытаний на базе ГАЗ-3307 | 1 |
| 4 | Лаборатория высоковольтных испытаний на базе ГАЗ-3008 | 1 |
| 5 | Автомобиль УАЗ грузопассажирский | 3 |
| 6 | Автомобиль УАЗ и иномарки для пассажирских перевозок | 8 |
| 7 | Автомобиль ГАЗ (микроавтобус) для пассажирских перевозок | 4 |
| 8 | Автомобиль КАМАЗ для грузовых перевозок | 1 |
| 9 | Автомобиль ЗИЛ ("Бычок") бортовой для грузовых перевозок | 1 |

1.10. При осуществлении регулируемого вида деятельности – оказании услуг по передаче электрической энергии используется следующее оборудование:

* ПС 110/6 кВ, мощностью 20 МВА – 1 шт.
* ЦРП – 4 шт.
* ТП, КТП: 54 шт, установленная мощность которых 53,165 МВА.
* Воздушных линий электропередач 6-10 кВ: – 71,391 км.
* Воздушных линий электропередач 0,4 кВ: – 16,38 км.
* Кабельных линий электропередач 6-10 кВ: – 52,758 км.
* Кабельных линий электропередач 0,4 кВ: – 80,08 км.

Сведения об основных технических характеристиках объектов электросетевого хозяйства, степени физического износа основного оборудования, датах последнего и планируемого капитального ремонтов приведены в таблице 3.1 и таблице 3.2

Таблица 3.1

Сведения об основных технических характеристиках ТП-6,10/0,4кВ, ПС 110/6кВ и ЦРП

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование оборудования ТП, ЦРП | Мощность Трансформаторов | | | год последнего капитального ремонта | год планируемого капитального ремонта |
| кол-во, шт | Р, кВА | Суммарная |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | ТП-1-1 | 2 | 630 | 2000 | 2014 | 2022 |
| 2 | ТП-1-2 | 2 | 630 | 1260 | 2014 | 2024 |
| 3 | ТП-1-3 | 2 | 630 | 1260 | 2014 | 2024 |
| 4 | ТП-1-4 | 2 | 630 | 1260 | 2014 | 2024 |
| 5 | ТП-1-5 | 2 | 400 | 800 | 2009 | 2018 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 6 | ТП-1-6 | 2 | 400 | 800 | 2007 | 2020 |
| 7 | ТП-1-7 | 2 | 630 | 1260 | 2016 | 2026 |
| 8 | ТП-1-8 | 2 | 630 | 1260 | 2014 | 2022 |
| 9 | ТП-1-9 | 2 | 630 | 1260 | 2014 | 2024 |
| 10 | ТП-1-10 | 2 | 630 | 1260 | 2015 | 2025 |
| 11 | ТП-1-11 | 2 | 630 | 1260 | 2007 | 2021 |
| 12 | ТП-1-12 | 2 | 630 | 1260 | 2007 | 2020 |
| 13 | ТП-1-12а | 2 | 630 | 1260 | 2009 | 2019 |
| 14 | ТП-1-13 | 2 | 630 | 1260 | 2009 | 2019 |
| 15 | ТП-1-14 | 2 | 630 | 1260 | 2007 | 2017 |
| 16 | ТП-1-15 | 2 | 630 | 1260 | 2016 | 2026 |
| 17 | ТП-1-16 | 2 | 630 | 1260 | 2009 | 2018 |
| 18 | ТП-1-17 | 2 | 630 | 1260 | 2008 | 2018 |
| 19 | ТП-1-18 | 2 | 630 | 1260 | 2014 | 2024 |
| 20 | ТП-2-1 | 1/1 | 400/630 | 1030 | 2014 | 2024 |
| 21 | ТП-2-2 | 2 | 630 | 1260 | 2013 | 2023 |
| 22 | ТП-2-3 | 2 | 400 | 800 | 2013 | 2023 |
| 23 | ТП-2-4 | 2 | 630 | 1260 | 2012 | 2022 |
| 24 | ТП-2-5 | 2 | 630 | 1260 | 2012 | 2022 |
| 25 | ТП-2-6 | 2 | 630 | 1260 | 2014 | 2024 |
| 26 | ТП-3-1 | 2 | 630 | 1260 | 2015 | 2025 |
| 27 | ТП-3-2 | 2 | 630 | 1260 | 2007 | 2017 |
| 28 | ТП-3-6 | 2 | 630 | 1260 | 2007 | 2017 |
| 29 | ТП-3-8 | 2 | 630 | 1260 | 2015 | 2025 |
| 30 | ТП-3-13 | 2 | 630 | 1260 | 2012 | 2022 |
| 31 | ТП-1-Берлин | 2 | 630 | 1260 | 2009 | 2019 |
| 32 | ТП-2-Берлин | 2 | 630 | 1260 | 2013 | 2023 |
| 33 | КТП-5-1 | 2 | 250 | 500 | 2015 ввод | 2025 |
| 34 | ТП-24 | 2 | 630 | 1260 | 2009 | 2019 |
| 35 | ТП-26 | 2 | 400 | 800 | 2007 | 2017 |
| 36 | ТП-27 | 2 | 630 | 1260 | 2007 | 2017 |
| 37 | ТП-33 | 2 | 400 | 800 | 2015 | 2025 |
| 38 | ТП-31 | РУ-10 |  |  |  |  |
| 39 | ТП-3-7 | 2 | 630 | 1260 |  | 2019 |
| 40 | ТП-2-10 | 2 | 630 | 1260 |  | 2019 |
| № п/п | Наименование оборудования ТП, ЦРП | Мощность Трансформаторов | | | год последнего капитального ремонта | год планируемого капитального ремонта |
| кол-во, шт | Р, кВА | Суммарная |
| 41 | ТП-КНС-6 | 2 | 400 | 800 |  | 2020 |
| 42 | ТП-ОС-2 | 2 | 630 | 1260 |  | 2020 |
| 43 | ТП-РСЦ | 1 | 630 | 630 | 2014 | 2024 |
| 44 | КТП-73 | 1 | 630 | 630 | 2012 | 2022 |
| 45 | КТП-25 | 1 | 250 | 250 | 2009 | 2019 |
| 46 | КТП-44 | 1 | 100 | 100 | 2011 | 2021 |
| 47 | КТП-81 | 1 | 400 | 400 |  | 2018 |
| 48 | КТП-14 | 1 | 250 | 250 | 2015 ввод | 2025 |
| 49 | КТП-21 | 1 | 250 | 250 | 2015 ввод | 2025 |
| 50 | КТП-«Школа» | 1 | 100 | 100 | 2010 | 2020 |
| 51 | КТП-Кладбище | 1 | 25 | 25 | 2012 | 2022 |
| 52 | КТП-4 | 1 | 160 | 160 |  | 2022 |
| 53 | КТП-Пончики | 1 | 630 | 630 |  | 2017 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 54 | КТП-13 | 1 | 630 | 630 |  | 2018 |
| 55 | РП-8 |  |  |  | 2014 | 2024 |
| 56 | ЦРП-1 |  |  |  | 2015 | 2025 |
| 57 | ЦРП-2 |  |  |  | 2014 | 2024 |
| 58 | ЦРП-3 |  |  |  | 2012 | 2022 |
| 59 | ЦРП-5 |  |  |  | 2013 | 2023 |
| 60 | ПС 110/6 Стройбаза АЭС | 2 | 10 000 | 20 000 | Т-1/2013  Т-2/2015 |  |

Таблица 3.2

Сведения об основных технических характеристиках воздушных линий 6, 10, 0,4 кВ

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Диспетчерское наменование | Уровень напряжения, кВ | Марка и сечение провода | Год последнего капитального ремонта (год ввода) | Год планируемого капитального ремонта |
|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | ВЛЗ-1008 | 10 | СИП-3 3(1х120) | 2015 | 2027 |
| 2 | ВЛ-1014 | 10 | АС 120 | 2005 | 2017 |
| 3 | ВЛ-1017 | 10 | АС 120 | 2005 | 2017 |
| 4 | ВЛ-1015 | 10 | АС 120 | 2016 | 2028 |
| 5 | ВЛ-1016 | 10 | АС 120 | 2016 | 2028 |
| 6 | ВЛ-1023 | 10 | АС 50 | 2009 | 2021 |
| 7 | ВЛ-1026 | 10 | АС 50, АС 35 | 2009 | 2021 |
| 8 | ВЛ-201 | 10 | АС 70, СИП-3 3(1х70), АС 50, АС 95, АС 35 | 2009 | 2021 |
| 9 | ВЛ-221 | 10 | АС 50 | 2010 | 2022 |
| 10 | ВЛ-305 | 10 | АС 50, АС 70 | 2012 | 2024 |
| 11 | ВЛ-306 | 10 | АС 50, АС 70 | 2012 | 2024 |
| 12 | ВЛ-308 | 10 | АС 70, АС 50 | 2015 | 2027 |
| 13 | ВЛ-13/4 | 10 | АС 50 | 2011 | 2023 |
| 14 | ВЛ-31/1 | 10 | АС 50, АС 35 | 2011 | 2023 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 15 | ВЛ-31/2 | 10 | АС 70 | 2005 | 2017 |
| 16 | ВЛ-33/3 | 10 | АС 35 | 2015 | 2027 |
| 17 | ВЛ-505 | 10 | АС 50, СИП-3 3(1х50) | 2014 | 2026 |
| 18 | ВЛ-510 | 10 | АС 50, СИП-3 3(1х50) | 2014 | 2026 |
| 19 | ВЛ-скв.Берлин | 10 | АС 70, АС 35 | 2010 | 2022 |
| 20 | ВЛ-КНС-6 | 10 | АС 70, АС 50 | 2016 | 2028 |
| 21 | Заболотье | 10 | АС 70 | 2016 | 2028 |
| 22 | ВЛ-1006 | 10 | АС 50, АС 70 | 2010 | 2022 |
| 23 | ВЛ-1025 | 10 | АС 50, АС 35 | 2010 | 2022 |
| 24 | ВЛ-Кукуевка | 10 | АС 50 |  | 2019 |
| 25 | ВЛ-1007 | 10 | АС 70 | 2015 | 2027 |
| 26 | ВЛ-604 | 6 | АС 50 | 2011 | 2023 |
| 27 | ВЛ-606 | 6 | АС 50 | 2012 | 2024 |
| 28 | ВЛ-616 | 6 | АС 50 | 2015 | 2027 |
| 29 | ВЛ-623 | 6 | АС 50 | 2011 | 2023 |
| 30 | ВЛ-625 | 6 | АС 50 | 2015 | 2027 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 31 | ВЛ-626 | 6 | АС 50 | 2015 | 2027 |
|  |  |  |  |  |  |
| 32 | ВЛ-Ск.помощь | 0,4 | АС 70 | 2006 | 2018 |
| 33 | ВЛ ф. 1 6 мкр. | 0,4 | АС 70 | 2009 | 2021 |
| 34 | ВЛИ ф. 5 6 мкр. | 0,4 | СИП 2А 3х70+70 | 2014 ввод | 2026 |
| 35 | ВЛИ-Сосновка | 0,4 | СИП-2 3х35+1х50+1х16 | 2014 ввод | 2026 |
| 36 | ВЛИ-Мечта | 0,4 | СИП-2А 3х70+1х54,6  3х50+1х54,6  3х35+1х54,6 | 2014 ввод | 2026 |
| 37 | ВЛИ от ТП-2-3 | 0,4 | СИП2 3х95+1х70  СИП2 3х95+1х95+1х16 | 2014 ввод | 2026 |
| 38 | ВЛИ от ТП-1-18 | 0,4 | СИП2 3х50+1х54,6  СИП2 3х50+1х54,6+1х16 | 2014 ввод | 2026 |
| 39 | ВЛИ от КТП-5-1 ф.1 | 0,4 | СИП-2 3х70+1х95+1х16 | 2014 ввод | 2026 |
| 40 | ВЛИ от КТП-5-1 ф.2 | 0,4 | СИП-2 3х70+1х95+1х16 | 2014 ввод | 2026 |
| 41 | ВЛИ от КТП-5-1 ф.3 | 0,4 | СИП-2 3х70+1х95+1х16 | 2014 ввод | 2026 |
| 42 | ВЛИ от ТП-2-10 ф.3 7 мкр. | 0,4 | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 2015 ввод | 2027 |
| 43 | ВЛИ от ТП-2-10 ф.4 7 мкр. | 0,4 | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 2015 ввод | 2027 |
| 44 | ВЛИ от КТП-14 ф.5 7 мкр. | 0,4 | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 2015 ввод | 2027 |
| 45 | ВЛИ от КТП-14 ф.6 7 мкр. | 0,4 | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 2015 ввод | 2027 |
| 46 | ВЛИ от ТП-1-16 | 0,4 | СИП-2 3х50+1х54,6 | 2016 ввод | 2028 |
| 47 | ВЛИ от ТП-1-12 | 0,4 | СИП2 3х50+1х54,6 | 2016 ввод | 2028 |
| 48 | ВЛ от КТП-13 ф.2  8 мкр. | 0,4 | АС 70 | 2010 | 2022 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 49 | ВЛ от КТП-13 ф.3  8 мкр. | 0,4 | АС 70 | 2010 | 2022 |
| 50 | ВЛ от ТП-2-10 ф.1  8 мкр. | 0,4 | АС 50 | 2010 | 2022 |
| 51 | ВЛ от ТП-2-10 ф.4  8 мкр. | 0,4 | АС 50 | 2010 | 2022 |
| 52 | ВЛИ от ТП-2-10 ф.1,2 7 мкр. | 0,4 | СИП2 3х50+1х70+1х25 | 2009 ввод | 2021 |
| 53 | ВЛ от ТП-3-13 ф.2-4  8 мкр. | 0,4 | АС 70, АС 50, АС 35 | 2009 | 2021 |
| 54 | ВЛИ от ТП-3-12 | 0,4 | СИП-2 3х120+1х70+1х25 |  | 2023 |

Состояние производственных фондов характеризуется оборудованием со сверхнормативным сроком службы – от 25 до 42 лет. Степень физического износа трансформаторных подстанций и линий электропередач составляет порядка 70%.

Физический износ оборудования обуславливает необходимость проведения технических и организационных мероприятий, которые позволяют повысить энергоэффективность электросетевого комплекса. В рамках технической модернизации электрических сетей регулярно выполняются ремонты, техническое перевооружение и реконструкция энергообъектов с применением высокотехнологичного оборудования. Проводится замена проводов меньшего сечения на большее на перегруженных линиях, обновляются линии электропередачи с применением самонесущего изолированного провода (СИП), установка современных приборов учета электроэнергии, использование экономичных источников света, замена масляных выключателей на вакуумные и др

1.11. Сведения об оснащенности приборами учета электрической энергии по точкам приема электроэнергии, точкам поставки электроэнергии, а также об оснащенности приборами учета потребления электрической, тепловой энергии и воды на собственные нужды приведены в Приложении 1.

1.12. Сведения о количестве точек приема (поставки) электрической энергии:

Количество точек приема электрической энергии -\_21, т.числе, принадлежащих АО «ЭлС» -3шт\_,

в том числе, оснащенных автоматизированной измерительной системой \_0\_;

Количество точек поставки электрической энергии -\_1135\_,

в том числе, оснащенных автоматизированной измерительной системой \_41\_.

1.13. Сведения о количестве точек поставки энергетических ресурсов на хозяйственные нужды и потреблении используемых энергетических ресурсов приведены в таблице 4.

Таблица 4

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование энергетических ресурсов | Количество точек поставки (приема) | Ед.измерения | Потребление за 2014 год | Потребление за 2015 год | Потребление за 2016год |
| 1 | Электрической энергии | 6 | кВтч | 77912 | 71487 | 71465 |
| 2 | Тепловой энергии | 6 | Гкал | 658 | 653 | 885 |
| 3 | Холодного водоснабжения | 6 | м3 | 589 | 585 | 744 |
| 4 | Горячего водоснабжения | 6 | м3 | 173 | 172 | 223 |

1.14. Анализ состояния энергосбережения.

За 2015-2016 годы в рамках выполнения Программы «Энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «ЭлС» на 2015-2018гг» были выполнены следующие меры по энергосбережению:

* замена перегруженных силовых трансформаторов на трансформаторы большей мощности (2шт);
* замена оборудования трансформаторных подстанций, выработавшего свой ресурс (4ТП);
* замена проводов воздушных линий на самонесущие изолированные провода, увеличение сечений ВЛ (4.3км);
* регулирование напряжения путем переключения анцафп трансформаторов в соответствии с сезонными (лето, зима) нагрузками- 6ТП;
* ежегодное отключение в режимах малых нагрузок одного трансформатора на двухтрансформаторных подстанциях (10шт тр-ров);
* составление и анализ балансов электроэнергии, устранение неболансов -24шт;
* проведение проверок комплексов учета электроэнергии Потрбителей – 1400 проверок;
* устранение недогрузки и перегрузки цепей коммерческого учета (замена трансформаторов тока) -15 комплексов;
* замена (поверка) комплексов учета электрической энергии (ТТ и ТН по точкам приема) -1шт;
* утепление теплового контура производственного здания Стройцеха.

В августе 2013 года ООО «Центр качества ТЭР» провело энергетическое обследование АО «ЭлС», с выдачей энергетического паспорта, регистрационный номер 45828/Э-013/О/2013.

Объем финансирования мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности за предыдущие 3 года составил:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Мероприятие | 2014 год, сумма, «тыс.руб.» | 2015 год, сумма, «тыс.руб.» | 2016 год, сумма, «тыс.руб.» | Всего, сумма, «тыс.руб.» |
| 1. | Снижение потерь при передаче | 3300,0 | 5494,0 | 5150,44 | 13944,44 |
| 2. | Снижение расхода электроэнергии на хозяйственные нужды | 15,04 |  | 0 | 15,04 |
| 3. | Снижение расхода тепловой энергии на хозяйственные нужды | 53,20 | 0 | 0 | 53,20 |
| 4. | Снижение расхода воды на хозяйственные нужды | 0 | 0 | 0 | 0 |
|  | ВСЕГО | 3368,24 | 5494,0 | 5150,44 | 14012,68 |

Анализ выполнения показателей за 2015 год показывает, что фактическая экономия энергоресурсов значительно превышает намеченную, так:

-экономия ТЭР при осуществлении регулируемого вида деятельности планировалась 36,1 т.у.т. , что составляет 1,17% от планируемого расхода -3083,1 т.у.т., фактическая экономия энергоресурсов составила -94,5 т.у.т. , что составляет 7,06% от фактического расхода -1338,72 т.у.т.;

-экономия ТЭР при осуществлении прочей деятельности планировалась 1,36 т.у.т. , что составляет 1,97% от планируемого расхода -68,82 т.у.т., фактическая экономия энергоресурсов составила -0,65 т.у.т. , что составляет 2,46% от фактического расхода -26,36 т.у.т.

Отклонения суммарных затрат и экономии ТЭР имеют положительную тенденцию. Отклонения фактических данных от плановых показателей связано, с тем, что при планировании суммарных затрат ТЭР для расчетов взяты плановые расчетные потери электроэнергии в сетях при ее передаче.

Плановые цифры экономии ТЭР на 2015 год – 37,46 т.у.т., 0,204 млн.руб., фактическая экономия ТЭР в 2015 году составила -95,15 т.у.т., 0,584 млн.руб., в том числе экономия электрической энергии при ее передаче составляет 89,623 т.у.т., 0,485 млн.руб.

Расходы на приобретение ТЭР на хозяйственные нужды и на деятельность не связанную с передачей электроэнергии составляют всего: 2% в натуральном выражении (т.у.т.) об общего количества топливно-энергетических ресурсов и 7% в стоимостном выражении. Разница в процентном отношении обусловлена различной стоимостью электроэнергии на потери и на собственные нужды.

Плановые значения показателей достигнуты, отклонения имеют положительную тенденцию, т.к. значения экономии ТЭР превысили плановые значения.

Затраты на реализацию Программы превысили планируемые затраты на 228 тыс.рублей.

Источниками финансирования программы являются: средства инвестиционной программы АО «ЭлС» - 4,912 млн.руб., освоенные в полном объеме и собственная прибыль организации - 0,963 тыс.руб.( в том числе -0,582 млн.руб – капитальные затраты).

Здания, находящиеся в собственности АО «ЭлС» в полном объеме оснащены приборами учета воды, тепловой и электрической энергии.

Снижение энергоресурсов на 2016 год не планировалось в связи с увеличением количества электросетевых объектов в 2016 году и как следствие увеличение потерь электроэнергии при передаче, увеличение расхода всех энергоресурсов и увеличение затрат на ремонт и обслуживание электрооборудования. Намеченные мероприятия на 2016 год выполнены в полном объеме, но фактически достигнутый экономический эффект реализации мероприятий был скомпенсирован возросшим потреблением энергоресурсов

Общий объем финансирования Программы на 2017-2020годы составляет \_13,055 млн.рублей.

Источники финансирования программы:

- собственная прибыль организации;

- средства, полученные в результате сокращения потребления на собственные нужды энергетических ресурсов при проведении мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

1. **Раздел 2 « Основные цели программы»**

Основные цели Программы и Целевые показатели, отражающие повышение эффективности использования энергетических ресурсов, и позволяющие оценить степень достижения целей энергосбережения отражены в таблице:

|  |  |
| --- | --- |
| Цель Программы | Целевой показатель |
| Обеспечение рационального использования энергетических ресурсов за счет реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности | - Увеличение оснащенности зданий, сооружений, находящихся в собственности организации или на другом законном основании приборами учета: воды, тепловой и электрической энергии. |
| Повышение энергетической эффективности при транспортировке электрической энергии | - Снижение потерь электрической энергии при передаче;  - Снижение расхода горюче-смазочных материалов, используемых организацией при оказании услуг по передаче электрической энергии;  - Увеличение доли отпуска электрической энергии потребителям, расчеты за услуги по передаче которой осуществляются по приборам учета. |
| Снижение в сопоставимых условиях объема потребленных энергетических ресурсов на собственные нужды. | - Снижение расхода электрической энергии на хозяйственные нужды;  - Снижение расхода воды на хозяйственные нужды;  - Снижение расхода тепловой энергии на хозяйственные нужды;  - Доля осветительных устройств с использованием светодиодов от общего объема используемых осветительных устройств. |

**3. Основные задачи программы.**

Основными задачами Программы являются:

-реализация организационных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;

- оснащение приборами учета используемых энергетических ресурсов;

- повышение эффективности системы электроснабжения;

- повышение эффективности системы теплоснабжения.

**4. Механизмы реализации программы, системы мониторинга, управления и контроля хода выполнения Программы.**

Механизмы реализации программы включают в себя:

- выполнение организационно-технических мероприятий;

-обеспечение корректировки Программы на основе данных составления энергетических деклараций;

-включение мероприятий, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности в долгосрочную программу развития АО «ЭлС».

Для целей Программы определены средства и механизмы мониторинга целевых показателей.

Общее руководство и контроль за работами по энергосбережению и повышению энергоэффективности осуществляют:

- в электрических сетях 10кВ - главный инженер;

- в электрических сетях 0.4кВ - заместитель главного инженера.

Курирование организационных и технических вопросов, а также организационное и техническое руководство специалистами, занимающимися вопросами энергосбережения и энергоэффективности в подразделениях, осуществляет руководящий персонал подразделений, назначенный ответственным за это направление.

Мониторинг и контроль реализации программы осуществляется ежеквартально и ежегодно, путем анализа достигнутых результатов и показателей и составления отчетности о достижении целевых показателей и о выполнении мероприятий Программы.

**5. Перечень программных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.**

Перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективностиАО «ЭлС» включает меры по снижению потерь электроэнергии и уменьшению расхода энергетических ресурсов на хозяйственные и производственные нужды.

5.1 Мероприятия по модернизации и замене оборудования:

* замена оборудования РУ-10, 0.4кВ трансформаторных подстанций, выработавшего свой ресурс на модернизированное современное оборудование;
* замена трансформаторов, выработавших ресурс;
* строительство линии второго питания на ТП-2-10 и ТП-2-11.

5.2 Мероприятия по сокращению потерь электроэнергии при ее передаче:

* замена недогруженных силовых трансформаторов;
* отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок на двухтрансформаторных подстанциях ТП-2-7, ТП-2-10, ТП-3-1, ТП-24, ТП-28;
* регулирование напряжения путем переключения анцапф трансформаторов в соответствии с сезонными (лето, зима) нагрузками;
* составление и анализ балансов электроэнергии по линиям и подстанциям, устранение небаланса.

5.3 Мероприятия по организации учета энергетических ресурсов:

* проведение проверок комплексов учета электроэнергии Потребителей, обеспечение своевременности и правильности снятия показаний приборов учета;
* замена трансформаторов тока и трансформаторов напряжения;
* замена (поверка) комплексов учета электрической энергии, расходуемой на собственные нужды.

5.4 Мероприятия, направленные на снижение потребления энергетических ресурсов на хозяйственные нужды, связанные с осуществлением регулируемого вида деятельности:

* замена светильников с люминисцентными лампами и лампами накаливания на светильники со светодиодами.

**6. Объемы и источники финансирования Программы.**

Источниками финансирования программы являются:

- собственная прибыль организации;

- средства, полученные в результате сокращения потребления энергетических ресурсов при проведении мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Подробная информация об объемах финансирования и источниках финансирования Программы приведена в Приложении 2 «Перечень мероприятий, основной целью которых является энергосбережение и повышение энергетической эффективности».

**7. Обоснование финансовых потребностей на реализацию мероприятий Программы.**

Мероприятие 1. Замена старых недогруженных силовых трансформаторов на новые трансформаторы меньшей мощности.

Приведем расчет экономического эффекта от реализации мероприятий по замене трансформаторов.

Потери электроэнергии в силовых трансформаторах:

ΔАа = (Аа/ Sном\* Траб\* cosϕ)2 \* ΔРкз \* Т раб + ΔРхх \*То,  кВтч,

где

Аа – расход электроэнергии по счетчику, кВтч,

Sном – номинальная мощность силового трансформатора, кВА,

cosϕ , принимаемый для одноставочных потребителей 0.8,

Т раб – число часов работы трансформатора с нагрузкой ( за расчетное время), час

Для односменных потребителей -200 час, для трехсменных -700час,

ΔРкз, ΔРхх – справочные данные потерь кз и хх в трансформаторах (Приложение 1), кВт

То – полное число часов присоединения трансформаторов к сети, час =730час.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ТП | потери в одном трансформаторе | потери в двух трансформаторах | экономия э/энергии от замены трансформаторов | мощность, КВА | Рхх, кВт | Ркз, кВт | Т раб | половина расхода ЭЭ за год |
| 1-5 | 10887,28 | 21774,56 |  | 400 | 1,24 | 5,5 | 450 | 68388 |
| 1-12А | 16175,22 | 32350,45 |  | 630 | 1,84 | 7,6 | 450 | 111552 |
| 1-5 | 7263,31 | 14526,63 | 7247,94 | 250 | 0,82 | 3,7 | 450 | 68388 |
| 1-12А | 7396,36 | 14792,72 | 17557,73 | 250 | 0,82 | 3,7 | 450 | 111552 |

Снижение потерь за счет замены силовых трансформаторов 10/0,4кВ составит: 7247,94+17557,73=24805,66 кВтчас в год.

В соответствии с СО 34.20.611-2003 «Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций» составит:

Для старых трансформаторов 2.49% на капитальных ремонт +1,21% на ТО и текущий ремонт в процентах от балансовой стоимости, для новых *трансформаторов только 1,21% на ТО и текущий ремонт.*

Сметная стоимость объекта 400,0 тыс.руб. (замены двух транформаторов)

Динамические показатели эффективности

В качестве критерия эффективности инвестиций принимаем минимум суммарных дисконтированных затрат http://ok-t.ru/life-prog/baza1/2291641116216.files/image082.gif.

Суммарная величина дисконтированных затрат по эксплуатации на подстанции старых трансформаторов за расчетный период Тр:

http://ok-t.ru/life-prog/baza1/2291641116216.files/image084.gif, (3.5)

где Зс1 − затраты непосредственно на подстанцию;

Зс2 − затраты, свя­занные с выравниванием вариантов по надежности электроснабжения из-за разной величины аварийности трансформаторов;

Зс3 − затраты, учиты­вающие разный срок службы альтернативных вариантов.

Формула (3.5) в развернутом виде:

http://ok-t.ru/life-prog/baza1/2291641116216.files/image086.gif,

где http://ok-t.ru/life-prog/baza1/2291641116216.files/image088.gif− ежегодные издержки эксплуатации старых трансформаторов, подсчитанные без отчислений на реновацию;

Уt − ущерб от недоотпуска электроэнергии (аварийность старых трансформаторов в среднем на 20 % выше, чем у современных трансформаторов);

http://ok-t.ru/life-prog/baza1/2291641116216.files/image090.gif− капиталовложения в новые трансформаторы, осуществленные из-за физического старения ста­рых, отработавших нормативный срок службы Тэ;

http://ok-t.ru/life-prog/baza1/2291641116216.files/image092.gif− [стоимость демонтажа](http://stroy-investmsk.ru/uslugi/snos-i-demontazh/snos-i-demontazh-zdanij-stroenij-sooruzhenij.html) действующих трансформато­ров;

http://ok-t.ru/life-prog/baza1/2291641116216.files/image094.gif− ликвида­ционное сальдо в случае, если расчетный период меньше амортизационно­го периода новых трансформаторов;

http://ok-t.ru/life-prog/baza1/2291641116216.files/image096.gif− ежегодные издержки эксплуа­тации новых трансформаторов без отчислений на реновацию;

Е − норматив дисконтирования (в расчете принято Е = 0,1 или 10 %).

Замена трансформаторов осуществляется из-за мораль­ного старения и в целях снижения потерь электроэнергии в трансформаторах. В расчете не учитывалось снижение надежности и стоимость в альтернативном варианте цветных металлов (ликвидационная стоимость).

Суммарная величина дисконтированных затрат по замене действующих физически годных трансформаторов на новые с соответственно лучшими технико-экономическими характеристиками за расчетный период определяется по формуле

http://ok-t.ru/life-prog/baza1/2291641116216.files/image098.gif

Ликвидная стоимость определяется на основании специальных актов, учитывающих как физический, так и моральный износ.

При отсутствии актов KЛ можно ориентировочно определить по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
| http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294816/4294816579.files/x146.gif | (70) |

где KO - первоначальная стоимость оборудования;

Рр - норма отчислений на реновацию, определяемая по Приложению 10.Нормы амортизационных отчислений для устройств электропередачи, электродвигателей и силового оборудования (извлечения из норм амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР, утвержденных Постановлением Совета Министров СССР от 14.03.74 N 183, введенным в действие с 01.01.75) , %;

t - количество лет эксплуатации оборудования до его демонтажа.

Кл 1-5=35,527тыс.руб \* (1-(2,9% \* 34лет /100))=0,5 тыс.руб (каждого трансформатора)

Кл 1-12=40,816тыс.руб \* (1-(2,9% \* 30лет /100))=5,3 тыс.руб (каждого трансформатора)

Результаты расчетов сведены в таблицу (Приложение 2)

Мероприятие 2. Замена старых силовых трансформаторов на новые трансформаторы.

В соответствии с исследованиями ФГБОУ ВПО «ИГЭУ им. В.И. Ленина» и ФГБОУ ВПО «СПбГПУ» [Казаков Ю.Б., Фролов В.Я., Коротков А.В. Методика определения мощности потерь холостого хода трансформаторов с различным сроком службы // Вестник ИГЭУ. 2012. Вып. 1. ]. была получена количественная оценка величины реальных потерь ХХ трансформаторов распределительной сети напряжением 10 (6) кВ по результатам электрических измерений на более чем 1000 трансформаторах.

Полученные результаты были обработаны методами теории вероятностей и математической статистики с использованием корреляционного и регрессионного анализов. Установлено, что для определения фактического значения мощности потерь ХХ трансформаторов в зависимости от срока их эксплуатации допустимо использовать модель, представленную следующей функцией:

ΔPХХ = –15,171 + 0,576 · ТСЛ + 0,0175 · Т2СЛ ,

где ΔPХХ – относительное увеличение потерь ХХ по отношению к паспортным данным трансформатора, %;  
ΔPХХ = (PХХ реал – PХХпасп) / PХХпасп ;  
ТСЛ – срок службы трансформатора, лет.

Кроме того, было обнаружено, что у трансформаторов со сроком службы более 20 лет потери ХХ возрастают в среднем с интенсивностью 1,75% в год от паспортного значения [Коротков В.В., Козлов А.Б., Коротков А.В. Количественная оценка зависимости потерь холостого хода силовых трансформаторов от срока эксплуатации // Повышение эффективности работы энергосистем: Труды ИГЭУ. Иваново, 2007. Выпуск 8. С. 351–356.].

Приведем расчет экономического эффекта от реализации мероприятий по замене старых трансформаторов на энергоэффективные.

Потери электроэнергии в силовых трансформаторах:

ΔАа = (Аа/ Sном\* Траб\* cosϕ)2 \* ΔРкз \* Т раб + ΔРхх \*То,  кВтч,

где

Аа – расход электроэнергии по счетчику, кВтч,

Sном – номинальная мощность силового трансформатора, кВА,

cosϕ , принимаемый для одноставочных потребителей 0.8,

Т раб – число часов работы трансформатора с нагрузкой ( за расчетное время), час

ΔРкз, ΔРхх – справочные данные потерь кз и хх в трансформаторах, кВт

То – полное число часов присоединения трансформаторов к сети, час =730час.

При замене трансформатора ТМ-630 кВА (дата ввода в эксплуатацию – 1986 год, срок эксплуатации – 31 год, предполагаемый остаточный ресурс – 10 лет, паспортные потери (усредненные по ГОСТ 12022-76) PХХ, кВт – 1,56; относительное увеличение потерь ΔPХХ, % – 19,5; расчетные потери холостого хода PХХ, кВт – 1,86) на энергоэффективный трансформатор ТМГ-630/10- (Δ/Yн) экономия электроэнергии составит:

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ТП | Потери в силовом трансформаторе | мощность, КВА | Рхх, кВт | Ркз, кВт | Т раб | Годовой расход э/энергии, кВтчас |
| стар | 16293,60 | 630 | 1,86 | 7,6 | 450 | 915364,45 |
| нов | 13665,60 | 630 | 1,56 | 7,6 | 450 | 915364,45 |

Снижение потерь за счет замены одного силового трансформатора 10/0,4кВ в среднем составит:16293,6-13665,6=2628 кВтчас в год, на 6 трансформаторов -15,768 тыс.кВтчас.

В соответствии с СО 34.20.611-2003 «Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций» составит:

Для старых трансформаторов 2.49% на капитальных ремонт +1,21% на ТО и текущий ремонт в процентах от балансовой стоимости, для новых трансформаторов только 1,21% на ТО и текущий ремонт.

Сметная стоимость замены одного трансформатора 380 тыс.руб.

Динамические показатели эффективности

В качестве критерия эффективности инвестиций принимаем минимум суммарных дисконтированных затрат http://ok-t.ru/life-prog/baza1/2291641116216.files/image082.gif.

Суммарная величина дисконтированных затрат по эксплуатации на подстанции старых трансформаторов за расчетный период Тр:

http://ok-t.ru/life-prog/baza1/2291641116216.files/image084.gif, (3.5)

где Зс1 − затраты непосредственно на подстанцию;

Зс2 − затраты, свя­занные с выравниванием вариантов по надежности электроснабжения из-за разной величины аварийности трансформаторов;

Зс3 − затраты, учиты­вающие разный срок службы альтернативных вариантов.

Формула (3.5) в развернутом виде:

http://ok-t.ru/life-prog/baza1/2291641116216.files/image086.gif,

где http://ok-t.ru/life-prog/baza1/2291641116216.files/image088.gif− ежегодные издержки эксплуатации старых трансформаторов, подсчитанные без отчислений на реновацию;

Уt − ущерб от недоотпуска электроэнергии (аварийность старых трансформаторов в среднем на 20 % выше, чем у современных трансформаторов);

http://ok-t.ru/life-prog/baza1/2291641116216.files/image090.gif− капиталовложения в новые трансформаторы, осуществленные из-за физического старения ста­рых, отработавших нормативный срок службы Тэ;

http://ok-t.ru/life-prog/baza1/2291641116216.files/image092.gif− [стоимость демонтажа](http://stroy-investmsk.ru/uslugi/snos-i-demontazh/snos-i-demontazh-zdanij-stroenij-sooruzhenij.html) действующих трансформато­ров;

http://ok-t.ru/life-prog/baza1/2291641116216.files/image094.gif− ликвида­ционное сальдо в случае, если расчетный период меньше амортизационно­го периода новых трансформаторов;

http://ok-t.ru/life-prog/baza1/2291641116216.files/image096.gif− ежегодные издержки эксплуа­тации новых трансформаторов без отчислений на реновацию;

Е − норматив дисконтирования (в расчете принято Е = 0,1 или 10 %).

Замена трансформаторов осуществляется исключительно из-за мораль­ного их старения. В расчете не учитывалось снижение надежности и стоимость в альтернативном варианте цветных металлов (ликвидационная стоимость).

Суммарная величина дисконтированных затрат по замене действующих физически годных трансформаторов из-за морального старения на новые с соответственно лучшими технико-экономическими характеристиками за расчетный период определяется по формуле

http://ok-t.ru/life-prog/baza1/2291641116216.files/image098.gif

Ликвидная стоимость определяется на основании специальных актов, учитывающих как физический, так и моральный износ.

При отсутствии актов *K*Л можно ориентировочно определить по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
| http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294816/4294816579.files/x146.gif | (70) |

где *K*O - первоначальная стоимость оборудования;

*Р*р - норма отчислений на реновацию, определяемая по Приложению 10.Нормы амортизационных отчислений для устройств электропередачи, электродвигателей и силового оборудования (извлечения из норм амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР, утвержденных Постановлением Совета Министров СССР от 14.03.74 N 183, введенным в действие с 01.01.75) , %;

*t* - количество лет эксплуатации оборудования до его демонтажа.

Кл=40,816тыс.руб \* (1-(2,9% \* 31год /100))=5,3 тыс.руб (каждого трансформатора)

Результаты расчетов сведены в таблицу (Приложение 2)

Мероприятие 3. Замена оборудования трансформаторных подстанций, выработавшего свой ресурс на модернизированное современное оборудование;

Методика расчета эффективности замены оборудования подстанции аналогична методике расчета эффективности замены силовых трансформаторов.

Поскольку нормативный срок службы выключателей выработан (более 25 лет), капитальные вложения определяются по локальному сметному расчету для замены оборудования РУ-10, 0,4кВ и трансформаторов одной подстанции 10/0,4кВ, без ликвидной стоимости оборудования и составляет 2678,0 тыс.руб

При упрощенной системе расчетов, как показали аналитические исследования реальных расходов, затраты на содержание и обслуживание новых воздушных выключателей: составляют: 2,5–3,5 % от ., Собсл. = 1034,214х3,5/100= 36,2тыс.руб. на одну подстанцию.

При определении линейных амортизационных отчислений индивидуальных объектов электроэнергетики расчет ведётся по формуле

(2.26)

Са=        1978/25= 79,1 тыс.руб.

где  – рыночная или сметная стоимость объекта (без учета затрат на его монтаж или установку);  – нормативный срок службы объекта (по данным технического паспорта).

Исследования показали, что для выключателей, находящихся в эксплуатации более 70 %-ного их нормативного срока службы, расходы на ремонт существенно возрастают и в среднем составляют 25–30 % от их стоимости (). Поэтому при определении укрупненным методом расчетов () используется зависимость:

,         Срем        =800,252х30/100=240,075 тыс.руб                       (4.5)

где  – норматив расходов на ремонт старых выключателей,   
 = 25–30 %.

Результаты расчетов сведем в таблицу Приложения 2.

Мероприятие 4. Замена оборудования КТП с трансформаторами;

Методика расчета экономического эффекта оборудования распредустройств и трансформаторов аналогична приведенным в мероприятиях 2 и 3.

Результаты расчетов сведем в таблицу (Приложение 2).

Мероприятие 5 Строительство линии второго питания на ТП-2-10 и ТП -2-11.

Экономический эффект достигается за счет строительства линии 2-го питания 8го микрорайона города и как следствие снижение недоотпуска, вызванного отключениями (плановыми и аварийными) и снижение потерь при передаче в воздушных линиях за счет разделения нагрузки.

Для расчета экономического эффекта выполнен расчет потерь электроэнергии в линиях по методу средних нагрузок (раздел II п.22 Приказа Министерства энергетики Российской Федерации № 326 от 30 декабря 2008 года «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям»)

Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ определяются по формуле:

ΔWн=Кк\*ΔРср\*Т\*Кф2, кВт ч, (формула № 19 Приказа Министерства энергетики)

Где ΔРср- потери мощности в ВЛ, КЛ при средних за базовый период нагрузках, кВт, определяемые по формуле (22)

ΔРср=3\*Iср2\*R\*10-3=3\* Wт2\*R\*10-3/(3\*Uср2\*Т2\*cosϕ2)= Wт2\*R\*10-3/(Uср2\*Т2\*cosϕ2)

Кф2- квадрат коэффициента формы графика за базовый период, о.е.,

Кк- коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки, равен 0,99 о.е,

коэффициент формы графика определяется по формуле:

Кф2=1+2Кз/3\*Кз=1+2х0,7/3\*0,7=1,14

Т- число часов в базовом периоде.

Нагрузочные потери электроэнергии:

ΔWн=Кф2\*Кк\*ΔРср\*Т = Кф2\*Кк\*Т\*Wт2\*R\*10-3/(Uср2\*Т2\*cosϕ2)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование линии | Марка кабеля, провода | Электрическое сопротивление, Ом/кмRo | Полное сопротивление, ОмR | Потери э/энергии, "кВтчас" | Длина, "км" L | Годовой расход э/энергии, "кВтчас" | Суммарные затраты на техперервооружение, тыс.руб. |
| 1 | ТП-КНС-6 - ТП-2-10 | ААШв 3х120 | 0,258 | 0,019 | 5582,10 | 0,072 | 3492744 | 1314 |
|  | до деления нагрузки | АС-70 | 0,46 | 0,276 |  | 0,6 |  |  |
|  |  | 2ААШв 3х70 | 0,447 | 0,006 |  | 0,027 |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 | ТП-КНС-6 - ТП-2-10 | ААШв 3х120 | 0,258 | 0,019 | 1395,53 | 0,072 | 1746372 |  |
|  | после деления нагрузки | АС-70 | 0,46 | 0,276 |  | 0,6 |  |  |
|  |  | 2ААШв 3х70 | 0,447 | 0,006 |  | 0,027 |  |  |
| 3 | ТП-КНС-6 - ТП-2-10 | ААШв 3х120 | 0,258 | 0,019 | 1416,56 | 0,072 | 1746372 |  |
|  | после деления нагрузки | СИП 3х95 | 0,466 | 0,280 |  | 0,6 |  |  |
|  |  | ААШв 3х120 | 0,258 | 0,007 |  | 0,027 |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  | **экономия:** | 2770,02 | кВтчас/год |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1 | ТП-2-10 - ТП-2-11 | АС-70 | 0,46 | 0,391 | 4823,73 | 0,85 | 2846904 | 1600 |
|  | до деления нарузки |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 | ТП-2-10 - ТП-2-11 | СИП 3х120 | 0,288 | 0,245 | 755,02 | 0,85 | 1423452 |  |
|  | после деления нарузки |  |  |  |  |  |  |  |
| 3 | ТП-2-10 - ТП-2-11 | АС-70 | 0,46 | 0,391 | 1205,93 | 0,85 | 1423452 |  |
|  | после деления нарузки |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  | **экономия:** | 2862,78 | кВтчас/год |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

### Норма амортизационных отчислений принята 2% в соответствии с Едиными нормами амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР(утв. [постановлением СМ СССР от 22 октября 1990 г. N 1072](http://www.ocenchik.ru/docs/657.html))

### В соответствии с СО 34.20.611-2003 «Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций» для воздушных линий на ж/б опорах составят: 0,6% на капитальных ремонт +0,25% на ТО и текущий ремонт в процентах от балансовой стоимости.

Результаты расчетов срока окупаемости, ЧДД и ВНД сведем в таблицы (Приложение 2).

Мероприятие 6. Замена осветительных устройств на светильники со светодиодами.

Общее количество светильников в производственных и административных зданиях -311 шт. По плану замены до 2020г. на замену -233 светильника, в том числе:

на 2017 год 10% от общего количества светильников - 32 светильника;

на 2018 год – 30% от общего количества светильников –62 светильника;

на 2019 год - 50% от общего количества светильников –62 светильника;

на 2020 год - 75% от общего количества светильников –78 светильников;

Произведем расчет экономического эффекта при замене светильников с люминисцентными лампами «Армстронг 4х18» на светодиодные светильники «Вартон А70», 36Вт.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Параметры расчета** |  |  |
| Количество светильников для расчета, шт | 233 |  |
| Текущая стоимость 1кВт/часа | 8,17 |  |
| Режим работы светильников (часов в сутки) | 8 |  |
| Коэффициент инфляции (% в год) | 5 |  |
| Стоимость работ по замене люминисцентных ламп (руб.за одну лампу) | 40 |  |
| Стоимость работ по замене одного светодиодного светильника (руб.за один светильник) | 2000 |  |
| **Сравнительные показатели светильников** | **«Армстронг 4х18»** | **«Вартон А70», 36Вт** |
| Энергопотребление одного светильника (Вт.час) | 72 | 36 |
| Коэффициент увеличения мощности за счет потерь в ПРА для люминисцентных ламп | 1,18 | - |
| Суммарное энергопотребление светильников (кВт/час) 233шт. | 19,8 | 8,39 |
| Стоимость одной лампы/одного светодиодного светильника (руб. за шт) | 35,0 | 2076,0 |
| Стоимость электромонтажных работ по замене светильника (руб. за 233 светильника) | - | 466000 |
| Ресурс выработки ламп (час.) | 6000 | 50000 |
| Ресурс выработки ламп (лет) | 2 | 17 |
| Количество ламп требующих замены в год | 466 | - |
| Стоимость утилизации ламп (руб. за шт) | 25 |  |

***Расчетные показатели в тыс.руб.***

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | Старая система  Расчет для светильников с ЛЛ (Армстронг 4х18) | | | | |
| Расходы на электроэнергию | Расходы на закупку ламп | Расходы на обслуживание | Всего расходов в год | Расходы накопительным итогом |
| 2017 | 320,94 | 16,310 | 18,640 | 355,893 | 355,893 |
| 2018 | 336,990 | 17,125 | 19,572 | 373,687 | 729,580 |
| 2019 | 353,839 | 17,981 | 20,550 | 392,370 | 1121,950 |
| 2020 | 371,532 | 18,880 | 21,578 | 411,990 | 1533,940 |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | Новая система  Расчет для светильников с люминисцентными лампами (Армстронг 4х18) | | | | |
| Расходы на электроэнергию | Расходы на закупку ламп | Расходы на обслуживание | Всего расходов в год | Расходы накопительным итогом |
| 2017 (201шт) | 276,805 | 14,070 | 16,080 | 306,955 | 306,955 |
| 2018 (139шт) | 200,994 | 10,216 | 11,676 | 222,886 | 529,841 |
| 2019 (77шт) | 116,909 | 5,944 | 6,791 | 129,644 | 659,485 |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | Новая система  Расчет для светодиодных светильников: 2017 год -32шт, 2018г-62шт, 2019г.-62шт, 2020г. -78шт. | | | | |
| Расходы на электроэнергию | Расходы на закупку и монтаж светильников | Всего расходов в год | Расходы накопительным итогом | Экономия = табл.1-табл.2-табл.3 |
| 2017 (32шт) | 18,673 | 130,432 | 149,105 | 149,105 | -100,167 |
| 2018(+62шт) | 57,594 | 265,347 | 322,941 | 472,046 | -272,307 |
| 2019(+62шт) | 100,362 | 278,615 | 378,977 | 851,023 | -388,558 |
| 2020(+78шт) | 158,070 | 368,041 | 526,111 | 1377,134 | 156,806 |

|  |
| --- |
| Мероприятие 7. Регулирование напряжения путем переключения анцапф трансформаторов в соответствии с сезонными (лето, зима) нагрузками. В соответствии с Инструкцией по снижению технологического расхода потерь электрической энергии на передачу по электрическим сетям (РД 34.09.254 Приложение 9), снижение потерь в год от использования устройства РПН составит 10тыс.кВтчас в год. Данное мероприятие малозатратное, т.к. проводится в ходе эксплуатации эл.сетей и не требует дополнительных капиталовложений. |

Мероприятие 8. Отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок на двухтрансформаторных подстанциях.

Это мероприятие достаточно эффективно и не требует дополнительных инвестиций.

При отключении одного из силовых трансформаторов на подстанции 10/0,4кВ при не достаточной загрузке, снижаются потери холостого хода трансформаторов.

Потери электроэнергии в силовых трансформаторах:

ΔАа = (Аа/ Sном\* Траб\* cosϕ)2 \* ΔРкз \* Т раб + ΔРхх \*То,  кВтч,

где

Аа – расход электроэнергии по счетчику, кВтч,

Sном – номинальная мощность силового трансформатора, кВА,

cosϕ , принимаемый для одноставочных потребителей 0.8,

Т раб – число часов работы трансформатора с нагрузкой ( за расчетное время), час

Для односменных потребителей -200 час, для трехсменных -700час,

ΔРкз, ΔРхх – справочные данные потерь кз и хх в трансформаторах (Приложение 1), кВт

То – полное число часов присоединения трансформаторов к сети, час =730час.

Расчета величины годовой экономии э/энергии году за счет отключения незагруженных силовых трансформаторов 10/0,4кВ сведен в таблицу:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ТП | потери в трансформаторе нагруженом на 50% | потери в трансформаторе загруженном 100% | превышение потерь в в одном трасформаторе | мощность, КВА | Рхх, кВт | Ркз, кВт | Т раб | расход ЭЭ за год | половина расхода ЭЭ за год |
| 2-10 | 9775,76 | 11509,05 | 1733,28 | 630 | 1,05 | 7,6 | 450 | 645840 | 322920 |
| 3-1 | 9453,15 | 10218,62 | 765,46 | 630 | 1,05 | 7,6 | 450 | 429192 | 214596 |
| 24 | 9399,31 | 10003,22 | 603,92 | 630 | 1,05 | 7,6 | 200 | 254148 | 127074 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Энергосбережение за счет отключения незагруженных силовых трансформаторов 10/0,4кВ составит – 3102,66+28628,22=31,730 тыс. кВт/ч. в год. При стоимости э/энергии на покупку потерь -2,1 руб за кВтчас, годовая экономия в денежном выражении составит 66,635тыс.руб.

Мероприятие 9. Устранение недогрузки и перегрузки цепей коммерческого учета (замена трансформаторов тока и ТН).

Уменьшение потребления электрической энергии приводит к снижению первичных токов в ТТ до нескольких процентов номинального, что в свою очередь ведет к значительному увеличению токовых, угловых погрешностей его работы при малых первичных токах. В результате увеличиваются недоучет отпущенной энергии и коммерческие потери.

Повысить точность коммерческого учета электроэнергии индукционными счетчиками при снижении потребления можно заменой эксплуатируемых трансформаторов на ТТ с меньшим номинальным первичным током или установкой новых ТТ класса 0,2S либо 0,5S с меньшими погрешностями работы при малых первичных токах.

Предельные значения токовой и угловой погрешностей трансформаторов тока для измерений (по ГОСТ 7746-89) приведены в таблице.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Класс точности | Первичный ток, % номинального | Предельная погрешность | | | Вторичная нагрузка, % номинальной, при cos 2=0,8 |
| токовая | угловая | |
| мин | град |
| 0,2 | 5 10 20 100-200 | ±0,75 ±0,50 ±0,35 ±0,20 | ±30 ±20 ±15 ±10 | ±0,9 ±0,6 ±0,4 ±0,3 |  |
| 0,5 | 5 10 20 100-200 | ±1,5 ±1,0 ±0,75 ±0,5 | ±90 ±60 ±45 ±30 | ±2,5 ±1,7 ±1,35 ±0,9 | 25-100 |

В соответствии с имеющими исследованиями в диапазоне изменения первичного тока от номинального значения 1 - 25 % токовая погрешность имеет отрицательный знак. С увеличением первичного тока абсолютное значение токовой погрешности уменьшается. Количество электроэнергии, отпускаемой потребителям, из-за отрицательной токовой погрешности трансформаторов тока занижено по сравнению с фактической величиной, поэтому замена ТТ позволит получить определенный экономический эффект.

Вторым источником погрешности измерения электроэнергии является трансформатор напряжения.

Согласно [3, 4] погрешность по напряжению определяется следующим образом:

U = Uн+Uх (3)   
где DUн - погрешность по напряжению, обусловленная током нагрузки, %; DUх - погрешность по напряжению, обусловленная током холостого хода, %.

Зависимость погрешности трансформатора напряжения от коэффициента загрузки по мощности (отношение фактической нагрузки вторичной обмотки трансформатора напряжения к номинальной величине нагрузки) имеет вид U[%] = - 0,73 \* Кз + 0,35,   
где Кз - загрузка трансформатора напряжения по вторичной обмотке, отн. ед.

Снижение погрешностей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения позволяют увеличить точность учета электроэнергии на подстанциях. Как видим выполнение мероприятий может привести к снижению погрешности трансформаторов тока и напряжения до 1% и повышению точности учета отпущенной потребителям электроэнергии.

**8. Ожидаемые результаты от выполнения Программы.**

По итогам реализации Программы ожидаются следующие результаты:

* сокращение потерь электрической энергии в сетях, как следствие сокращение расходов на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии;
* сокращение числа аварий в электрических сетях, обеспечение устойчивой и безопасной работы оборудования;
* сокращение времени ремонта основного электрооборудования.

1. **Целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых планируется обеспечить в результате реализации Программы.**

По итогам реализации Программы прогнозируется достижение следующих показателей:

9.1 Снижение потерь электрической энергии при передаче.

Значение показателя в «кВтч» рассчитывается на каждый год реализации программы как разница фактического объема технологического расхода электрической энергии в предшествующем и текущем году реализации программы, значение показателя в «%» рассчитывается на каждый год реализации программы как разница фактического процента технологического расхода электрической энергии (от отпуска в сеть) в предшествующем и текущем году реализации программы.

В июне 2015 году ОАО «ЭлС» заключило с Администрацией МО «город Десногорск» концессионное соглашение на линии электропередач 10кВ, общей протяженностью 10,42км, что повлечет увеличение потерь электрической энергии в сетях ОАО «ЭлС».

В декабре 2015 года с Администрацией МО «город Десногорск» заключен договор аренды объектов электросетей, сроком на 15 лет, в количестве:

- 3 однотрансформаторных подстанции, 4 двухтрансформаторные подстанции общей установленной мощностью 6 МВА;

- воздушные линии электропередач 10 кВ – 4,371 км;

- кабельные линии электропередач 10 кВ – 1,432 км;

- воздушные линии электропередач 0,4 кВ – 7,219 км;

- кабельные линии электропередач 0,4 кВ – 3,915 км;

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование оборудования ТП, ЦРП | Мощность Трансформаторов | | |
| кол-во, шт | Р, кВА | Суммарная |
| 1 | ТП-3-7 | 2 | 630 | 1260 |
| 2 | ТП-2-10 | 2 | 630 | 1260 |
| 3 | КТП-Пончики | 1 | 630 | 630 |
| 4 | КТП-4 | 1 | 160 | 160 |
| 5 | КТП-13 | 1 | 630 | 630 |
| 6 | ТП-КНС-6 | 2 | 400 | 800 |
| 7 | ТП-ОС-2 | 2 | 630 | 1260 |

В связи с чем, на 2015 и 2016 год не запланировано снижение показателя.

9.2 Снижение расхода электрической энергии на хозяйственные нужды.

9.3 Снижение расхода тепловой энергии на хозяйственные нужды.

9.4 Снижение расхода воды на хозяйственные нужды.

9.5Снижение расхода горюче-смазочных материалов, используемых организацией при оказании услуг по передаче электрической энергии.

Значения целевых показателей, предусмотренных пунктами 9.2-9.5, в объемах («кВтч», «Гкал», «куб.м», «т.у.т.») рассчитываются на каждый год реализации программы как разница объема энергетического ресурса в году реализации программы и предшествующем году. Значения целевых показателей в процентах рассчитываются как отношение разницы фактического значения показателя энергетического ресурса в году реализации программы и предшествующем году к объему энергетического ресурса года, предшествующего году реализации программы.

9.6 Увеличение доли отпуска электрической энергии потребителям, расчеты за услуги по передаче которой осуществляются по приборам учета. В связи с оснащенностью точек приема и точек поставки электроэнергии приборами учета 100%, значение показателя не планируется и считается достигнутым при не снижении ниже 100%;

9.7 Увеличение оснащенности зданий, сооружений, находящихся в собственности организации или на другом законном основании приборами учета: воды, тепловой и электрической энергии. В связи с оснащенностью зданий приборами учета 100%, значение показателя не планируется и считается достигнутым при не снижении показателя ниже 100%;

9.8 Доля осветительных устройств с использованием светодиодов от общего объема используемых осветительных устройств.

Значения целевого показателя в % рассчитывается за каждый год реализации Программы, как отношение количества светильников со светодиодами к общему количеству светильников, установленных в офисных и производственных зданиях АО «ЭлС».

Плановые значения целевых показателей по годам приведены в Приложении 3.

Приложение № 1

Сведения об оснащенности приборами учета

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Наименование показателя** | **Количество установленных приборов учета, шт.** | **Количество приборов учета, подлежащих установке, шт.** | **% оснащенности приборами учета, шт.** | **Объем финансирования, тыс. руб. без НДС** | |
| **план** | **факт** |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| **1.** | **Электрическая энергия** | | | | | |
| 1.1. | Собственное производство |  |  |  |  |  |
| 1.2. | Получено со стороны | 21 | 0 | 100% | 0 | 0 |
| 1.3. | Потребляемая | 6 | 0 | 100% | 0 | 0 |
| 1.4. | Отданная на сторону | 793 | 0 | 100% | 0 | 0 |
| **2.** | **Тепловая энергия** | | | | | |
| 2.1. | Собственное производство |  |  |  |  |  |
| 2.2. | Получено со стороны |  |  |  |  |  |
| 2.3. | Потребляемая | 6 | 0 | 100% | 0 | 0 |
| 2.4. | Отданная на сторону |  |  |  |  |  |
| **3.** | **Горячее водоснабжения** | | | | | |
| 3.1. | Собственное производство |  |  |  |  |  |
| 3.2. | Получено со стороны |  |  |  |  |  |
| 3.3. | Потребляемая | 6 | 0 | 100% | 0 | 0 |
| 3.4. | Отданная на сторону |  |  |  |  |  |
| **4.** | **Холодное водоснабжение** | | | | | |
| 4.1. | Собственное производство |  |  |  |  |  |
| 4.2. | Получено со стороны |  |  |  |  |  |
| 4.3. | Потребляемая | 6 | 0 | 100% | 0 | 0 |
| 4.4. | Отданная на сторону |  |  |  |  |  |

Приложение № 2

ПЕРЕЧЕНЬ

МЕРОПРИЯТИЙ, ОСНОВНОЙ ЦЕЛЬЮ КОТОРЫХ ЯВЛЯЕТСЯ

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование мероприятия | Объемы выполнения (план) с разбивкой по годам действия программы | | | | | | Плановые численные значения экономии в обозначенной размеренности 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 по годам экономия в указанной размерности | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019г. | | | 2020г. | | |
| 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. | 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. | дисконтированный срок окупаемости, лет | ВНД, % | ЧДД, до срока окончания программы, млн. руб |
| ед. измерения | Всего | 2017г. | 2018г. | 20197г. | 2020г. | 2016г. | 2017г. | 2018 г. | 2019г. | 2020г. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 |
| 1 | Замена недогруженных силовых трансформаторов; | шт | 4 | 4 | 0 | 0 | 0 | Тыс. кВт ч | 74,415 | 0 | 0 | 0 | 24,805 | 8,54 | 0,053 | 24,805 | 8,54 | 0,056 | 24,805 | 8,54 | 0,059 | 11 | - | -0,72 | 30 | 0 | 0,7 | 0 | 0 | 0 |  | Эксплуатация |
| 2 | Замена трансформаторов выработавших ресурс на трансформаторных подстанциях | Шт (ТП) | 12 | 0 | 0 | 6 | 6 | Тыс. кВт ч | 15,768 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15,768 | 5,43 | 0,037 | 59 | - | -2,201 | 30 | 0 | 0 | 0 | 2.28 | 2.3 |  | Эксплуатация |
| 3 | Замена оборудования РУ-10, 0.4кВ трансформаторных подстанций | Шт (ТП) | 2 | 0 | 0 | 0 | 2 | Тыс. кВт ч | 0,25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2,0 | 0,25 | 0,002 | 16 | - | -1,42 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2,26 |  | Эксплуатация |
| 4 | Замена КТП с трансформатором | Шт КТП | 3 | 1 | 2 | 0 | 0 | Тыс. кВт ч | 10,56 | 0 | 0 | 0 | 2,680 | 0,92 | 0,057 | 7,884 | 2,76 | 0,17 | 7,884 | 2,76 | 0,17 | 14 | 0 | -1,13 | 30 | 0 | 0,45 | 1,0 | 0 | 0 |  | Эксплуатация |
| 5 | Строительство линии второго питания на ТП -2-10 и ТП-2-11 | км | 0 | 0 | 0,6 | 0,85 | 0 | Тыс. кВт ч | 8,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2,77 | 0,34 | 0,013 | 5,63 | 0,352 | 0,0063 | 78 | - | -2,74 | 25 | 0 | 0 | 1,314 | 1,600 | 0 |  | Кап.вложения. |
| 6 | Замена осветительных устройств на светильники со светодиодами | шт | 233 | 32 | 62 | 62 | 78 | Тыс. кВт ч | 36,705 | 2,276 | 0,28 | 0,018 | 6,698 | 0,82 | 0,054 | 11,097 | 1,365 | 0,091 | 16,645 | 2,047 | 0,136 | 9 | - | -0,64 | 5 | 0 | 0,13 | 0,265 | 0,278 | 0,368 |  | Эксплуатация |
| 7 | Регулирование напряжения путем переключения анцапф трансформаторов в соответствии с сезонными (лето, зима) нагрузками | Шт ТП | 12 | 3 | 3 | 3 | 3 | Тыс. кВт ч | 40 | 10 | 3,44 | 0,02 | 10 | 3,44 | 0,02 | 10 | 3,44 | 0,02 | 10 | 3,44 | 0,02 |  |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  | Эксплуатация |
| 8 | Отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок на двухтрансформаторных подстанциях | Шт (ТП) | 12 | 3 | 3 | 3 | 3 | Тыс. кВт ч | 126,92 | 31,73 | 3,9 | 0,066 | 31,73 | 3,9 | 0,066 | 31,73 | 3,9 | 0,066 | 31,73 | 3,9 | 0,066 |  |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  | Эксплуатация |
| 9 | Составление и анализ балансов электроэнергии по линиям и подстанциям, устранение небаланса | шт | 48 | 12 | 12 | 12 | 12 | Тыс. кВт ч | 1,2 | 0,3 | 0,1 | 0,0006 | 0,3 | 0,1 | 0,0006 | 0,3 | 0,1 | 0,0006 | 0,3 | 0,1 | 0,0006 |  |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  | Эксплуатация |
| 10 | Проведение проверок комплексов учета электроэнергии Потребителей, | Шт проверок | 4540 | 1135 | 1135 | 1135 | 1135 | Тыс. кВт ч | 40 | 10 | 3,44 | 0,02 | 10 | 3,44 | 0,02 | 10 | 3,44 | 0,02 | 10 | 3,44 | 0,02 |  |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  | Эксплуатация |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 |
| 11 | Устранение недогрузки и перегрузки цепей коммерческого учета (замена трансформаторов тока и ТН) | Шт (комплекс) | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | Тыс. кВт ч | 0,8 | 0 | 0 | 0 | 0,8 | 0,27 | 0,0016 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,1 | 0 | 0 |  | Эксплуатация |
| 12 | Замена (поверка) комплексов учета электрической энергии (ТТ и ТН по точкам приема) | Шт (комплекс) | 2 | 1 | 1 | 0 | 0 | Тыс. кВт ч | 0,35 | 0,05 | 0 | 0,07 | 0,3 | 0,1 | 0,0002 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,005 | 0,005 | 0 | 0 |  | Эксплуатация |
|  | ВСЕГО |  |  |  |  |  |  |  | 355,368 | 54,356 | 11,16 | 0,1946 | 87,313 | 21,53 | 0,2724 | 98,586 | 23,885 | 0,4366 | 124,762 | 30,259 | 0,5169 |  |  |  |  | 0 | 1,285 | 2,684 | 4,158 | 4,928 |  |  |

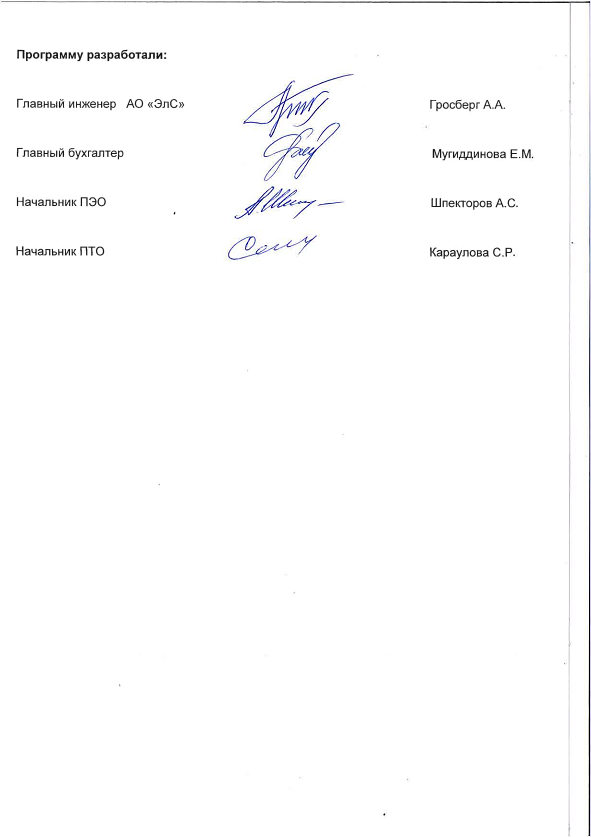
Приложение № 3

ЦЕЛЕВЫЕ И ПРОЧИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

| N п/п | Целевые показатели | Ед. изм. | (базовый год) [\*](#Par967)  2016г. | Плановые значения целевых показателей по годам | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 2017 г. | 2018 г. | 2019г. | 2020г. |
| 1 | 2 | 3 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1. | Целевые показатели |  |  |  |  |  |  |
| 1.1 | Снижение потерь электрической энергии при передаче | кВтч, % от отпуска в сеть | - | 0 | 87,3кВтч  0,0001% | 95,5кВтч  0,0001% | 124,7кВтч  0,0002% |
| 1.2 | Снижение расхода электрической энергии на хозяйственные нужды | кВтч, % | - | 20кВтч, 0,025% | 20кВтч, 0,025% | 20кВтч, 0,025% | 20кВтч, 0,025% |
| 1.3 | Снижение расхода тепловой энергии на хозяйственные нужды | Гкал, % | - | 5Гкал, 0,5% | 5Гкал, 0,5% | 0 | 0 |
| 1.4 | Снижение воды на хозяйственные нужды | Куб.м, % |  | 4м3  0,5% | 2м3  0,25% | 2м3  0,25% | 2м3  0,25% |
| 1.5 | Снижение расхода горюче-смазочных материалов, используемых организацией при оказании услуг по передаче электрической энергии | Т.у.т, % | - | 0 | 0,01 тут,  0,01% | 0,01 тут,  0,01% | 0,01 тут,  0,01% |
| 1.6 | Увеличение доли отпуска электрической энергии потребителям, расчеты за услуги по передаче которой осуществляются по приборам учета. | % | 100% | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1.7 | Увеличение оснащенности зданий, сооружений, находящихся в собственности организации приборами учета: |  |  |  |  |  |  |
|  | электрической энергии | % | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 |
|  | тепловой энергии | % | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 |
|  | воды | % | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1.8 | Доля осветительных устройств с использованием светодиодов от общего объема используемых осветительных устройств | % | - | 10 | 30 | 50 | 75 |

****