



АСТ

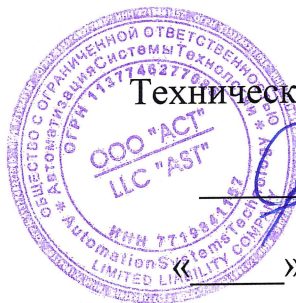
Территориальная
Электросетевая
Компания
Территориаль
Электр селтәрзәре
Компанияһы

Общество с ограниченной ответственностью
«Автоматизация Системы Технологии»

«Технология Системаларын Автоматлаштыруу»
яуаплылығы сикләнгән йәмғиәте

УТВЕРЖДАЮ

Технический директор ООО «АСТ»



Н.В. Салынов

» _____ 2024г.

Пояснительная записка к отчету о ходе реализации программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» ООО «АСТ» за 2023 г.

Содержание

1. Сведения о программе энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Паспорт программы.	2
2. Информация об организации.....	3
3. Цели и задачи.....	3
4. Информация по выполненным мероприятиям и раскрытие информации по достижениям целевых показателей.	4
4.1. Целевой показатель: Снижение технологических потерь при передаче электроэнергии потребителям.	4
4.1.1. Реконструкция и модернизация оборудования, используемого для передачи электрической энергии, в том числе замена оборудованием с более высокой пропускной способностью, внедрение инновационных решений и технологий.	4
4.1.2. Внедрение энергосберегающих технологий и автоматизированных систем учета энергоресурсов.	7
4.1.3. Оптимизация установившихся режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности.	8
4.1.4. Регулирование напряжения в линиях электрической сети.....	8
5. Информация об экономии расхода топливно-энергетических ресурсов на собственные нужды ООО «АСТ»	11
5.1. Целевой показатель: Сокращение расхода энергоресурсов при эксплуатации зданий, строений, сооружений, находящихся в собственности регулируемой организации и имеющих отношение к регулируемому виду деятельности.	11
6. Обоснование экономии расхода горюче-смазочных материалов АТС ООО «АСТ».....	12
6.1. Целевой показатель: Сокращение удельного расхода горюче-смазочных материалов, используемых для оказания услуг по передаче электрической энергии.....	12
7. Сведения об увязке результатов реализации программы с вознаграждением сотрудников организации, в том числе через механизм ключевых показателей результативности (далее - КПР) для менеджеров и структурных подразделений по каждому направлению деятельности организации в разрезе каждого года, их целевые и фактические значения.	12
8. Механизм мониторинга и контроля за исполнением целевых показателей программы	12

**1. Сведения о программе энергосбережения и повышения энергетической эффективности.
Паспорт программы.**

Наименование Программы	Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности ООО «АвтоматизацияСистемыТехнологии» (ООО «АСТ») на 2022-2026 год
Разработчик программы	ООО «АвтоматизацияСистемыТехнологии»
Должность, фамилия, имя, отчество должностного лица, утвердившего программу	Директор ООО «СалаватЭлектроСетьСтрой» -управляющей организации ООО «АСТ» Бурганов Ильфат Марсельевич
должность, фамилия, имя, отчество должностных лиц, с которым согласована программа	Заместитель генерального директора по реализации электросетевых услуг ООО «АСТ» Жиров Андрей Алексеевич; Технический директор Салынов Николай Владимирович
Основание для разработки Программы	1) Федеральный закон от 23.11.09г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»; 2) Постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. №340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»; 3) Приказ Министерства энергетики РФ от 30 июня 2014 г. №398 «Об утверждении требований к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, с участием государства и муниципального образования, организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и отчетности о ходе их реализации». 4) Приказ №12-ОД от 20 марта 2023 г. «Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих передачу электрической энергии»
Целевые индикаторы программы	1) Снижение потерь электроэнергии при передаче ее по распределительным сетям. 2) Оснащённость зданий, строений, сооружений, приборами учета энергоресурсов. 3) Сокращение расхода энергоресурсов при эксплуатации зданий, строений, сооружений. 4) Сокращение удельного расхода горюче-смазочных материалов, используемых для оказания услуг по передаче электрической энергии на 1 км пробега автотранспорта.
Объемы и источники финансирования Программы	Предполагаемый общий объем финансирования Программы составляет 1315,53 млн. руб., за счет инвестиционной составляющей в тарифе на передачу электроэнергии на долгосрочный период регулирования 2022-2026 гг.
Сроки реализации программы	2022-2026 гг.

2. Информация об организации

Общая характеристика предприятия.

Территориальная электросетевая компания общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Системы Технологии» (далее – ООО «АСТ»), созданная в процессе консолидации электросетевых активов городов Стерлитамак, Ишимбай и Салават, в результате заключения концессионных соглашений между Администрацией ГО Стерлитамак, Администрацией ГО Салават, Администрацией МР Ишимбайский район, №СТЕ-АСТ-03-08-20-02 от 03.08.2020г., №САЛ-АСТ-03-08-20-01 от 03.08.2020г., №ИШИ-АСТ-03-08-20-03 от 03.08.2020г., имеет обязательства по содержанию, эксплуатации и реконструкции объектов электросетевого хозяйства, переданных данными соглашениями.

Основные виды деятельности компании – оказание услуг по передаче электрической энергии и технологическому присоединению потребителей на территориях ГО г. Стерлитамак, ГО г. Салават, МР Стерлитамакский и Ишимбайский районы.

Основными потребителями являются население, промышленные предприятия и объекты социальной инфраструктуры.

Компания включает в себя головной офис и три филиала электрических сетей, расположенные в г. Стерлитамак, г. Салават и г. Ишимбай.

В состав электросетевого хозяйства компании входит:

трансформаторная подстанция (ПС) 110/10 кВ «ВТС» с трансформаторами 2х40 МВА;

- 55 распределительных пунктов (РП) 10(6) кВ;
- 1086 трансформаторных подстанций (ТП) 10(6)/0,4 кВ;
- 1650 км воздушных линий 0,4-10 кВ;
- 1863 км кабельных линий 0,4-10 кВ.

Суммарная установленная мощность силовых трансформаторов составляет 707 МВА.

Центрами питания электрической энергии для ООО «АСТ» являются 30 подстанции 110(35)/10(6) кВ находящихся на балансе других организаций.

Распределительные сети ООО «АСТ» граничат с сетями ООО «Башкирэнерго», ООО «Энергоинжиниринг», ООО «Электрические сети», ГУП «РЭС», АО «Башнефть».

В концессии, аренде или ином законном основании у ООО «АСТ» находятся:

18 зданий административного и административно-производственного назначения общей площадью 12226,3 м² и объемом 76359 м³;

48 единиц автотранспорта и 59 единиц спецтехники, на 86 единицах транспортных средств установлена аппаратура спутниковой навигации GPS Глонасс.

Из 48677 точек поставки электрической энергии системами коммерческого учета оснащено 48677 точек учета (100 % от общего количества точек учета), в том числе системами интеллектуального учета (АИИСКУЭЭ) – 19193 точки учета (39,4% от общего количества точек учета).

Количество точек поставки электрической энергии на хозяйственно-бытовые нужды 18 шт., оснащено приборами учета 100 %.

Количество точек поставки тепловой энергии - 18 шт. (из них оснащено 100%);

Количество точек поставки холодного водоснабжения - 18 шт. (из них оснащено 100%).

Точки поставки газа и горячего водоснабжения отсутствуют.

За 2023 год ООО «АСТ» потребило 1105,24 т у.т. ТЭР и 5763 м³ холодной воды на хозяйственные нужды. Общие затраты составили 21321,21 тыс. руб

3. Цели и задачи

Цели:

- 1) Реализация приоритетных направлений государственной политики в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.
- 2) Реализация потенциала энергосбережения ООО «АСТ», обеспечивающего рост экономических показателей предприятия.
- 3) Обеспечение режима надежного, безопасного и бездефицитного режима энергоснабжения.
- 4) Формирование эффективной системы управления энергосбережением.

Задачи:

- 1) Снижение величины потерь электроэнергии при ее транспорте по сетям.
- 2) Снижение потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на хозяйственные нужды предприятия.
- 3) Внедрение энергоэффективных технологий, материалов, оборудования, автоматизированных систем учета и управления электропотреблением.
- 4) Совершенствование схем электроснабжения, с учетом минимизации потерь и качества поставляемой электроэнергии, обеспечение требований надежности электроснабжения.

4. Информация по выполненным мероприятиям и раскрытие информации по достижениям целевых показателей.

4.1. Целевой показатель: Снижение технологических потерь при передаче электроэнергии потребителям.

Основными обязательными мероприятиями, обеспечивающими энергосбережение и повышение энергетической эффективности (в соответствии с требованиями Приказа ГТК РБ №12-ОД от 20.03.2023г.), непосредственно влияющими на снижение потерь электроэнергии в сетях ООО «АСТ», являются:

- 1) Реконструкция и модернизация оборудования, используемого для передачи электрической энергии, в том числе замена оборудованием с более высокой пропускной способностью, внедрение инновационных решений и технологий;
- 2) Внедрение энергосберегающих технологий и автоматизированных систем учета энергоресурсов;
- 3) Оптимизация установившихся процессов;
- 4) Регулирование напряжения в линиях электрической энергии.

4.1.1. Реконструкция и модернизация оборудования, используемого для передачи электрической энергии, в том числе замена оборудованием с более высокой пропускной способностью, внедрение инновационных решений и технологий.

В рамках Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности, на 2023г. были выполнены такие мероприятия как:

- 1) Замена неизолированных проводов на СИП большего сечения в сетях ВЛ-0,4-10кВ в рамках капитального ремонта и инвестиционной программы;
- 2) Реконструкция распределительных устройств 6-10кВ в ТП путем замены ячеек ГДР с выключателями нагрузки типа ВН на КСО с выключателями нагрузки типа ВНА, установкой вакуумных выключателей взамен масляных для увеличения пропускной способности;
- 3) Замена кабельных линий 10кВ на большее сечение с целью увеличения пропускной способности;
- 4) Деление воздушных линии 0,4кВ протяженностью более 700 м для уменьшения величины потерь электроэнергии.

Пример расчета определения величины потерь электрической энергии на ВЛ-0,4кВ при замене неизолированного провода А-35 на СИП-50

Замена самонесущих изолированных проводов (СИП) большего сечения при реконструкции воздушных линий электропередач 0,4кВ позволяет достичь снижение технических потерь в проводах ЛЭП и снижение падения напряжения вследствие меньшего сопротивления провода.

Потери электроэнергии в линии 0,4кВ за год определяются по формуле:

$$\Delta W = 3 * I_{ск}^2 * R * 10^{-3} * T_{в};$$

где: R-общее активное сопротивление, Ом

$$R = r_0 * l$$

$I_{ск}$ – среднеквадратичный ток, эквивалентный ток проходящий за время $T_{в}$ вызывающий те же потери электроэнергии, что и действительный, изменяющийся за то же время, А

$$I_{ск} = k_{\phi} * I_{ср} = k_{\phi} * \frac{W}{T_{в} * \sqrt{3} * U_{ном} * \cos \varphi}$$

$T_{в}$ -время включения линии за год;

W -годовой расход при максимальной нагрузке, кВт*ч

$$W = T_{\max} * P_{\max}$$

Потери активной электроэнергии в процентном соотношении:

$$\Delta W_{\text{год}} = \frac{\Delta W}{W} * 100$$

Для примера приведен расчет потерь электроэнергии в линии ВЛ-0,4кВ проложенной от ТП-165. Расчет выполнен в сертифицированном программном комплексе по расчету потерь РТП-3. За расчетный период берется 1 год:

1) Воздушная линия 0,4кВ выполнена проводом марки А-35, протяженностью – 900м, установленная мощность потребителей – 35кВт. Потери активной электроэнергии в линиях составляют 51,133 тыс. кВт*ч, отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии составляет 56,814 тыс. кВт*ч, отношение суммарных потерь к приему электроэнергии в сеть составляет 23,28%.

2) Воздушная линия 0,4кВ выполнена проводом марки СИП-50, протяженностью – 900м, установленная мощность потребителей – 35кВт. Потери активной электроэнергии в линиях составляют 24,978 тыс. кВт*ч, отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии составляет 27,754 тыс. кВт*ч, отношение суммарных потерь к приему электроэнергии в сеть составляет 13,44%.

Вывод: мероприятие по замене неизолированного провода А-35 на СИП-50 снизит потери электроэнергии на 9,84%.

Пример расчета уменьшения величины потерь электроэнергии при делении ВЛ-0,4кВ, выполненным проводом СИП-50 протяженностью 900м на две линии по 450м без изменения нагрузки на этих линиях.

Расчет выполнен в сертифицированном программном комплексе по расчету потерь РТП-3. За расчетный период берется 1 год:

1) Воздушная линия 0,4кВ выполнена проводом марки СИП-50, протяженностью – 900м, установленная мощность потребителей – 50кВт. Потери активной электроэнергии в линиях составляют 66,113 тыс. кВт*ч, отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии составляет 73,459 тыс. кВт*ч, отношение суммарных потерь к приему электроэнергии в сеть составляет 21,68%.

2) Воздушные линии 0,4кВ выполнены проводом марки СИП-50, протяженностью по 450м каждая, установленная мощность потребителей – по 25кВт на каждого. Потери активной электроэнергии в линиях составляют 9,94 тыс. кВт*ч, отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии составляет 11,04 тыс. кВт*ч, отношение суммарных потерь к приему электроэнергии в сеть составляет 4,27%.

Вывод: мероприятие по делению ВЛ-0,4кВ провода СИП-50 протяженностью 900м на две линии по 450м приведёт к снижению потерь электроэнергии на 17,41%

На основании расчетов и показаний величины потерь электрической энергии ВЛ, КЛ-0,4/6/10кВ, были сформированы мероприятия для инвестиционной программы и капитального ремонта в 2023г. и сведены в таблицу 1.

Таблица 1

Реконструкция и модернизация оборудования, используемого для передачи электрической энергии, в том числе замена оборудованием с более высокой пропускной способностью, внедрение инновационных решений и технологий.								
№	Наименование, адрес	До реализации мероприятия			После реализации мероприятия			Затраты на мероприятие
		Протяженность, км	Марка, сечение	Технологические потери	Протяженность, км	Марка, сечение	Технологические потери	
1.	ВЛ-0,4кВ ТП-156-16 Фурманова	0,160	А-35	10,3%	0,160	СИП-2 3х50+1х54, 6	1,30%	40 806,13
2.	ВЛ-0,4кВ ТП-176-13 Раевская	1,350	А-35	25,5%	1,350	СИП-2 3х50+1х54, 6	16,50%	222 618,42
3.	ВЛ-0,4кВ ТП-409-1,3 Булгакова	0,400	А-35	15,34%	0,400	СИП-2 3х50+1х54, 6	6,34%	164 233,48
4.	ВЛ-0,4кВ ТП-257-3, 4	2,620	А-35	35%	2,620	СИП-2 3х50+1х54, 6	26%	691 725,07

Реконструкция и модернизация оборудования, используемого для передачи электрической энергии, в том числе замена оборудованием с более высокой пропускной способностью, внедрение инновационных решений и технологий.								
№	Наименование , адрес	До реализации мероприятия			После реализации мероприятия			Затраты на мероприятие
		Протяженность, км	Марка, сечение	Технологические потери	Протяженность, км	Марка, сечение	Технологические потери	
5.	ВЛ-0,4кВ ТП-12-1, 2, 3, 4	4,200	А-35	37%	4,200	СИП-2 3х50+1х54, 6	28%	706 002,27
6.	ВЛ-0,4кВ ТП-437	0,120	А-35	10,43%	0,120	СИП-2 3х50+1х54, 6	1,43%	40 345,43
7.	ВЛ-0,4кВ ТП-347-5, 13	1,580	А-35	24,4%	1,580	СИП-2 3х50+1х54, 6	15,3%	343 052,75
8.	ВЛ-10кВ ТП-34 - ТП-36	0,36	АС-50	13,3%	0,36	СИП-3 1х50	4,2%	88 220,09
9.	ВЛ-10кВ ф.20 ТП-17 - ТП-18 Толбазы	0,055	А-35	9,1%	0,055	СИП-3 1х50	1,1%	29 414,67
10.	ВЛ-0,4кВ ТП-159	2,000	А-35	26%	2,000	СИП-2 3х50+1х54, 6	16,9%	520 386,93
11.	ВЛ-10кВ отпайка на ТП-253	0,250	А-35	10,7%	0,250	СИП-3 1х50	1,6%	110 672,39
12.	ВЛ-10кВ отпайка на ТП-28	0,400	А-35	10,89%	0,400	СИП-3 1х50	1,79%	170 464,79
13.	ВЛ-0,4кВ ТП-376-11	1,110	А-35	24,9%	1,110	СИП-2 3х50+1х54, 6	15,8%	200 531,26
14.	ВЛ-0,4кВ ТП-25-9, 11, 13, 16	3,600	А-35	34%	3,600	СИП-2 3х50+1х54, 6	24,9%	825 693,07
15.	ВЛ-6кВ ТП-291 - ТП-73	0,49	А-35	16%	0,49	СИП-3 1х50	6,9%	241 407,26
16.	ВЛ-10кВ РП-16 - ТП-23	0,58	А-35	16,8%	0,58	СИП-3 1х50	7,7%	316 006,75
17.	ВЛ-0,4кВ ТП-230-2	1,050	А-35	23,5%	1,050	СИП-2 3х50+1х54, 6	14,4%	253 037,54
18.	ВЛ-0,4кВ ТП-158-7	0,780	А-35	19,7%	0,780	СИП-2 3х50+1х54, 6	10,6%	234 551,65
19.	ВЛ-0,4кВ ТП-483-1	0,352	А-35	13,5%	0,352	СИП-2 3х50+1х54, 6	4,4%	92 176,45
20.	ВЛ-0,4кВ ТП-495-2	0,039	А-35	5,5%	0,039	СИП-2 3х50+1х54, 6	1,2%	12 949,06
21.	ВЛ-0,4кВ ТП-92-2	0,205	А-35	12,6%	0,205	СИП-2 3х50+1х54, 6	3,6%	50 986,34
22.	ВЛ-0,4кВ ТП-60А	0,215	А-35	12,7%	0,215	СИП-2 3х50+1х54, 6	3,5%	152 516,39
23.	ВЛ-0,4кВ ТП-35	0,050	А-35	6,2%	0,050	СИП-2 3х50+1х54, 6	1,4%	59 501,22
24.	ВЛ-6кВ ф.13 ПС Северная	2,3	А-35	27%	2,3	СИП-3 1х50	17,9%	913597,96
25.	ВЛ-0,4кВ ТП-С8	0,045	А-35	6,1%	0,045	СИП-2 3х50+1х54, 6	1,2%	25 317,14
26.	ВЛ-6кВ ф.13 РП-3	2,30	А-35	27%	2,30	СИП-3 1х50	17,9%	1 571 229,68
27.	ВЛЗ-10кВ ф.61 Тех. Стекло от РЛК-6111 до РЛК-6112	1,87	АС-50	25%	1,87	СИП-3 1х50	15,9%	1 106 908,40
28.	ВЛ-10кВ ф.61 Тех.стекло	0,76	АС-50	22,7%	0,76	СИП-3 1х50	13,6%	718 807,15

Реконструкция и модернизация оборудования, используемого для передачи электрической энергии, в том числе замена оборудованием с более высокой пропускной способностью, внедрение инновационных решений и технологий.								
№	Наименование , адрес	До реализации мероприятия			После реализации мероприятия			Затраты на мероприятие
		Протяженность, км	Марка, сечение	Технологические потери	Протяженность, км	Марка, сечение	Технологические потери	
29.	ВЛ-0,4кВ ТП-7А ф.ГРП	1,700	А-35	25%	1,700	СИП-2 3х50+1х54,6	15,9%	507 289,54
30.	ВЛ-0,4кВ ТП-7А ф.Дет. Сада	0,210	А-35	15,5%	0,210	СИП-2 3х50+1х54,6	6,4%	76 216,63
31.	ВЛ-0,4кВ ТП-7А ф.Строительный	0,360	А-35	16,4%	0,360	СИП-2 3х50+1х54,6	7,3%	116 600,11
32.	ВЛ-0,4кВ ТП-186 ф.Свердлова левый	0,730	А-35	20,1%	0,730	СИП-2 3х50+1х54,6	11%	226 774,11
33.	ВЛ-0,4кВ ТП-8А ф.Стадиона	0,190	А-35	13,8%	0,190	СИП-2 3х50+1х54,6	4,7%	63 769,32
34.	ВЛ-0,4кВ ТП-8А ф.Конторы	0,490	А-35	16,4%	0,490	СИП-2 3х50+1х54,6	7,3%	186 573,73
35.	ВЛ-0,4кВ ТП-16А ф.Речной	0,410	А-35	16%	0,410	СИП-2 3х50+1х54,6	6,9%	91 667,40
36.	ВЛ-0,4кВ ТП-Шахтау ф.Магазина	0,400	А-35	15,8%	0,400	СИП-2 3х50+1х54,6	6,7%	140 365,23
37.	ВЛ-0,4кВ ТП-ЖДС ф.Быта	2,110	А-35	34%	2,110	СИП-2 3х50+1х54,6	24,9%	494 475,54
38.	ВЛ-10кВ ПС Аптыково - ТП-5А ф.4А (вынос линии)	0,050	А-35	9,3%	0,050	СИП-3 1х50	1,3%	99 740,95
39.	ВЛ-0,4кВ ТП-186 ф.Свердлова правый	0,890	А-35	23,1%	0,890	СИП-2 3х50+1х54,6	14%	332 349,16
40.	ВЛ-0,4кВ ТП-186 ф.Ишимбайской	0,670	А-35	20,6%	0,670	СИП-2 3х50+1х54,6	11,5%	321 007,85
41.	ВЛ-0,4кВ ТП-54 ф.Глиники	0,075	А-35	10%	0,075	СИП-2 3х50+1х54,6	1,1%	100 116,57
42.	ТП-189 ф.Народной	0,676	А-35	19,7%	0,676	СИП-2 3х50+1х54,6	10,6%	257 262,34
43.	ВЛ-10кВ ТП-183 - ТП-280 ф.4Т	3,441	АС-35	38%	3,441	СИП-3 1х50	28,9%	1960615,97
44.	ВЛ-10кВ ф.26К, ТП-105-ТП-11	1,644	АС-35	24%	1,644	СИП-3 1х50	15%	980161,7
45.	ВЛ-10кВ ф.26К, ТП-143-ТП-18	0,501	АС-35	15%	0,501	СИП-3 1х50	6%	302447,9
46.	ВЛ-10кВ ф.26К, ТП-96-ТП-124	0,34	АС-35	13%	0,34	СИП-3 1х50	4%	264574,97
47.	ВЛ-10кВ ф.26К, ТП-105-ТП-124	0,367	АС-35	14%	0,367	СИП-3 1х50	5%	266568,5
48.	ВЛ-6кВ ф.27 ИТЭЦ-ТП-165	3,178	АС-95	27,7%	3,178	СИП-3 1х120	13,3%	1023313,04

4.1.2. Внедрение энергосберегающих технологий и автоматизированных систем учета энергоресурсов.

Для внедрения современных интеллектуальных приборов учета ЭЭ и АСКУЭ были выбраны районы городов, преимущественно не газифицированные, в которых высока вероятность без учётного потребления электрической энергии. Монтаж приборов учета учитывал необходимость комплексного оснащения интеллектуальными приборами учета потребителей, имеющих общий центр питания, что позволило контролировать потребление электрической энергии и локализовать районы городов, характеризующиеся высоким уровнем потерь с привязкой к питающей линии путем построения схем балансирования.

Анализ потерь электроэнергии за 2021-2023гг показал положительную динамику и эффективность проведенных мероприятий. Снижение потерь в 2022 году по сравнению с 2021 годом составило 9367 тыс. кВт*ч, в 2023 году по сравнению с 2022 годом – 4191 тыс. кВт*ч.

Внедрение АСКУЭ позволило максимально сократить время на формирование полезного отпуска электроэнергии по сетям и, как следствие, увеличить объёмы собранных платежей. В 2022 году предприятию удалось увеличить полезный отпуск электрической энергии по сетям ООО «АСТ» на 4681 тыс. кВт*ч, а в 2023 году – на 7134 тыс. кВт*ч

В 2023 году в ходе мероприятий по внедрению энергосберегающих технологий и автоматизированных систем учета энергоресурсов было установлено 1305 приборов учета. Полученный технологический эффект от внедрения АСКУЭ составил 4251 тыс. кВт*ч

4.1.3. Оптимизация установившихся режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности.

Пример расчета электрических потерь при работе одного трансформатора 40МВА на двухтрансформаторной подстанции 110/10 «ВТС».

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta W_T = \Delta W_{xx} + (\Delta W_n^1 * \frac{W_T}{100})$$

где:

$\Delta W_{xx} = \Delta P_{xx} * T_o * \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2$ – потери холостого хода силового трансформатора, кВт * ч;

$\Delta W_n^1 = \left(\frac{\Delta W_n}{W_T} \right) * 100\%$ – относительные нагрузочные потери силового трансформатора, %

$\Delta W_n = K_k * \Delta P_{ср} * T_p * K_{\phi}^2$ – нагрузочные потери силового трансформатора, кВт*ч;

$K_{\phi}^2 = \frac{1+2K_z}{3K_z}$ – квадрат коэффициента формы графика за расчетный период, у.е.;

$K_z = \left(\frac{W_T}{S_n} * T_p * \cos\varphi \right) * 10^{-3}$ – коэффициент загрузки трансформатора (заполнения графика), у.е.;

$\Delta P_{ср} = 3 * I_{ср}^2 * R * 10^{-3}$ – потери мощности в силовом трансформаторе, кВт;

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

$R = \left(\Delta P_{кз} * \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}^2} \right) * 10^{-3}$ – активное сопротивление силового трансформатора, Ом;

K_k – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки. Расчет выполнен в сертифицированном программном комплексе по расчету потерь РТП-3.

1) При расчете суммарных потерь активной электроэнергии в трансформаторах на ПС ВТС, когда в работе находится 1 трансформатор мощностью 40МВа, при нагрузке 12,2МВт и периоде 1 год получаем 748,901 тыс. кВт*ч.

2) При расчете суммарных потерь активной электроэнергии в трансформаторах на ПС ВТС, когда в работе находятся 2 трансформатора мощностью 2х40МВа, при нагрузке 12,2МВт разделенной равномерно и периоде 1 год получаем 1065,277 тыс. кВт*ч.

Вывод: работа одного трансформатора при существующей нагрузке снижает потери электроэнергии на 316,376 тыс. кВт*ч. в год.

4.1.4. Регулирование напряжения в линиях электрической сети

При передаче по сетям электрическая мощность частично расходуется на нагрев проводников, создание электромагнитных полей и другие эффекты. Этот расход называется потерями мощности. При этом, под термином «потери электрической мощности» понимается технологический расход мощности на ее передачу. Несимметрия токов трехфазной системы является одним из важнейших

факторов, влияющих на качество электроэнергии. Причиной появления несимметрии токов являются различные несимметричные режимы электроснабжения:

Кратковременные несимметричные режимы: аварийные несимметричные КЗ, обрывы одного или двух проводов воздушной линии с замыканием на землю и т.д.;

Длительные несимметричные режимы: эксплуатационные, обусловленные несимметрией параметров фаз отдельных элементов сети, широким применением различного рода однофазных и двухфазных установок, в том числе значительной мощности, дуговых печей, и т.д.

Несимметрия нагрузок фаз приводит к увеличению потери мощности в сети. Коэффициент увеличения потерь мощности сети с изолированной нейтралью при неравенстве нагрузок проводов определяется по формуле

$$K_{\text{нер.из}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 I_{\text{ср}}^2}, \quad (1)$$

где I_A, I_B, I_C - токи в проводах соответствующих фаз; $I_{\text{ср}}$ – среднее их значение.

В сети с глухозаземленной нейтралью возникает ток нулевой последовательности I_0 , утроенное значение которого представляет собой ток в нейтрали $I_N = 3 I_0$, проходящий по нулевому проводу для сетей напряжением менее 1 кВ.

При допущении одинакового коэффициента мощности в каждой из фаз квадрат тока в нейтрали будет равен

$$I_N^2 = 1,5(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) - 4,5I_{\text{ср}}^2. \quad (2)$$

Суммарные потери мощности в сети с глухозаземленной нейтралью при равенстве активных сопротивлений фаз R_ϕ составляют

$$\Delta P_{\text{нс}} = \frac{1}{U^2} (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) R_\phi + I_N^2 R_N, \quad (3)$$

где R_N - сопротивление нулевого провода.

Так, при снижении тока нулевой последовательности происходит снижение суммарных потерь мощности в сети с глухозаземленной нейтралью. На примере ТП-119 был произведен расчет несимметрии нагрузки фаз и выполнено перераспределение мощностей по фазам. Сводные данные по мероприятию представлены в таблице 2

Таблица 2

При несимметричном распределении нагрузок по фазам в ТП-119						
№ рубильника	Ток			Расчетный период, ч	Коэффициент несимметричной нагрузки, $K_{\text{нер}}$	Потери электроэнергии в линии, кВт*ч
	IA	IB	IC			
1	10	20	18	8784	1,180	148,8
2	10	80	20	8784	2,780	1841,6
3	22	50	48	8784	1,250	985,4
4	130	150	100	8784	1,070	8458,9
5	12	18	16	8784	1,060	122,7
6	22	24	29	8784	1,030	317,2
Итого						11874,6
При симметричном распределении нагрузок по фазам в ТП-119						
№ рубильника	Ток			Расчетный период, ч	Коэффициент несимметричной нагрузки, $K_{\text{нер}}$	Потери электроэнергии в линии, кВт*ч
	IA	IB	IC			
1	16	15	17	8784	1,006	126,8
2	36	36	38	8784	1,001	663,1
3	38	45	37	8784	1,020	804,0
4	126	126	128	8784	1,000	7905,0
5	15	16	15	8784	1,002	116,0
6	25	25	25	8784	1,000	307,9

Итого						9922,8
-------	--	--	--	--	--	--------

На основании фактических данных по нагрузке фаз в ТП 6(10)/0,4кВ были выполнены мероприятия по симметричному распределению нагрузок на 16 объектах. Данные сведены в таблицу 3.

Таблица 3

При несимметричном распределении нагрузок по фазам						
Наименование линии	Ток			Расчетный период, ч	Коэффициент нессимметричной нагрузки, Кнер	Потери электроэнергии в линии, кВт*ч
	IA	IB	IC			
ТП-176, руб.13	34	57	41	8784	1,048	762,565
ТП-409, руб.1	12	19	10	8784	1,080	145,36
ТП-159, руб.3	25	31	21	8784	1,026	924,6
ТП-25, руб.3	21	30	31	8784	1,027	354,085
ТП-222, руб.3	40	31	41	8784	1,015	470,81
ТП-С-4, руб.2	57	68	61	8784	1,005	533,715
ТП-С-5, руб.5	82	89	70	8784	1,010	599,265
ТП-С-4, руб.10	10	20	18	8784	1,073	145,82
ТП-С-13, руб.1	10	80	20	8784	1,711	762,565
ТП-202, ф. Федосеева	22	50	48	8784	1,102	924,6
ТП-33, ф.1а Заводская	130	150	100	8784	1,026	9090,75
ТП-86, ф. Комарова	12	18	16	8784	1,026	133,4
ТП-119, ф. Сады (Тайрук 1)	22	24	29	8784	1,014	354,085
ТП-194, ф. Первомайский	20	12	12	8784	1,066	143,175
Итого						15344,8
При симметричном распределении нагрузок по фазам						
№ рубильника	Ток			Расчетный период, ч	Коэффициент нессимметричной нагрузки, Кнер	Потери электроэнергии в линии, кВт*ч
	IA	IB	IC			
ТП-176, руб.13	44	45	43	8784	1,000	663,1
ТП-409, руб.1	14	14	12	8784	1,004	126,4
ТП-159, руб.3	26	26	24	8784	1,001	804
ТП-25, руб.3	27	29	28	8784	1,001	307,9
ТП-222, руб.3	37	36	38	8784	1,001	409,4
ТП-С-4, руб.2	62	64	60	8784	1,001	464,1

ТП-С-5, руб.5	80	82	78	8784	1,000	521,1
ТП-С-4, руб.10	16	15	17	8784	1,003	126,8
ТП-С-13, руб.1	36	36	38	8784	1,001	663,1
ТП-202, ф. Федосеева	38	45	37	8784	1,008	804
ТП-33, ф.1а Заводская	126	126	128	8784	1,000	7905
ТП-86, ф. Комарова	15	16	15	8784	1,001	116
ТП-119, ф. Сады (Тайрук 1)	25	25	25	8784	1,000	307,9
ТП-194, ф. Первомайский	15	14	14	8784	1,000	124,5
Итого						13343,3

5. Информация об экономии расхода топливно-энергетических ресурсов на хозяйственные нужды ООО «АСТ»

5.1. Целевой показатель: Сокращение расхода энергоресурсов при эксплуатации зданий, строений, сооружений, находящихся в собственности регулируемой организации и имеющих отношение к регулируемому виду деятельности.

В состав организационных мероприятий, направленных на снижение расхода энергетических ресурсов на хозяйственные нужды, включаются следующие мероприятия:

- организация экономического режима работы энергопотребляющего оборудования и освещения;
- снижение отопительной нагрузки в зданиях или отдельных помещениях в нерабочее время
- введение системы контроля за нецелевым использованием энергоносителей
- организация системы закупки для хозяйственных и производственных нужд энергопотребляющего оборудования высоких классов энергоэффективности;
- анализ договоров ресурсоснабжения на предмет выявления положений договоров, препятствующих реализации мер по повышению энергетической эффективности;
- замена ламп накаливания для освещения производственных и хозяйственных зданий на энергосберегающие;
- снижение расхода электроэнергии за счет вывода из работы электронагревательных приборов в офисных помещениях в зимний период, ввиду замены старых деревянных окон на окна с многокамерными стеклопакетами и переплетами с повышенным тепловым сопротивлением;
- снижение расхода воды путем реконструкции санузлов и душевых. Замена старых смесителей на новые однорожковые и применение двухуровневого слива для унитазов.

Информация о динамике снижения потребления от реализации мероприятий направленных на снижение энергоресурсов и воды на хозяйственные нужды зданий административно-производственного назначения приведена в таблице 7

Таблица 7

№п/п	ТЭР	Ед. изм.	Количество		
			2021г.	2022г.	2023г.
1	Расход электроэнергии	т у.т.	209,127	198,261	189,194
		тыс.кВт*ч	607,044	575,504	549,184
		Тыс.руб	3210,90	3200,14	3447,11
2	Расход тепловой энергии	т у.т.	617,888	625,279	588,51
		Гкал	4146,9	4196,5	3949,7
		Тыс.руб	6757,12	7364,04	7721,86
3	Расход холодной воды	м ³	6236	7617	5763
		Тыс.руб	261,79	311,17	269,10

6. Обоснование экономии расхода горюче-смазочных материалов АТС ООО «АСТ»

6.1. Целевой показатель: Сокращение удельного расхода горюче-смазочных материалов, используемых для оказания услуг по передаче электрической энергии.

Автопарк ООО «АСТ» состоит из 21 легковых автомобилей, 15 автоподъемников, 4 автокрана, 11 тракторов и 39 грузовых автомобилей. На 2023г. на 87 единицах техники установлена система слежения ГЛОНАСС.

Расход ГСМ обусловлены производственной необходимостью и незначительным ростом, не превышающим 5%, в связи с увеличением автопарка предприятия в 2023г. на 7 единиц техники.

ТЭР	Ед. изм.	Количество		
		2021г.	2022г.	2023г.
Расход ГСМ	т у.т.	326,685	317,874	325,371
	т.л	222,1	215,9	221,2
	Тыс.руб	8613,59	9046,94	9883,14

7. Сведения об увязке результатов реализации программы с вознаграждением сотрудников организации, в том числе через механизм ключевых показателей результативности (далее - КПР) для менеджеров и структурных подразделений по каждому направлению деятельности организации в разрезе каждого года, их целевые и фактические значения.

В соответствии с Положением о премировании за основные результаты производственной и финансово-экономической деятельности, согласно Коллективному договору ООО «АСТ» 2023-2026г., главной задачей возложенной на работников ООО «АСТ» является: обеспечение бесперебойного энергоснабжения потребителей, снижение технологических потерь, повышение энергоэффективности производства. Премирование работников предприятия напрямую зависит от результатов энергосбережения, достижение нормативного уровня потерь ЭЭ. Размер премиальных вознаграждений суммируется по 3 показателям: надёжное бесперебойное энергоснабжения потребителей 20%, недопущение падения объёмов передачи электроэнергии в сравнении с предыдущим годом 10%, не превышение нормативной величины технологических потерь ЭЭ-10%

Оценка основных показателей премирования работников ООО «АСТ» осуществляется нарастающим итогом с начала года, для сотрудников «Общего руководства» учитываются показатели по предприятию в целом, а для сотрудников «Городских сетей» - значения показателей по соответствующему году. Единоличный исполнительный орган имеет право дополнительно премировать персонал при достижении положительных результатов деятельности и финансовых возможностях.

8. Механизм мониторинга и контроля за исполнением целевых показателей программы

В целях организации мониторинга за достижением целевых показателей ежемесячно предоставляются отчёты от отдела транспорта ЭЭ. На основании отчётов составляется баланс и рассчитываются обобщённые достигнутые показатели по урону потерь.

Организовывается работа по управлению реализации Программы в части исполнения мероприятий, предусмотренных настоящей Программой. Создана рабочая группа под председательством технического директора, по планированию работ со следующим функционалом: разработка, защита и утверждение помесечных планов работ с обеспечением материалами; разработка ежедневных планов работ с указанием ответственных лиц за исполнение работ

По результатам реализации мероприятий рассчитываются значения целевых показателей, подлежащих контролю. Формой контроля служит ежегодный отчет о фактическом исполнении установленных требований к программе в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, составленный на основании подпункта 2 пункта 14 постановления Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности» и положений раздела III Требований к форме программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности для

организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и отчетности о ходе ее реализации, утвержденных приказом Минэнерго России от 30.06.2014 № 398

Начальник производственно-технического
отдела

A handwritten signature in blue ink, consisting of stylized, overlapping loops and strokes, likely representing the initials of the signatory.

Т.Р. Заплова

Приложение № 4
к требованиям к форме программы в области
энергосбережения и повышения энергетической
эффективности для организаций, осуществляющих
регулируемые виды деятельности, и отчетности
о ходе ее реализации

**СВОДНАЯ ФОРМА МОНИТОРИНГА РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ**

Общество с ограниченной ответственностью "АвтоматизацияСистемыТехнологии"

(наименование организации)

за 20 23 г.

Наименование программы				ПРОГРАММА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ООО "АСТ"									
Почтовый адрес				453252, Россия, Республика Башкортостан, г. Салават, ул.Северная, стр. 1									
Ответственный за формирование программы (Ф.И.О., контактный телефон, e-mail)				Начальник производственно-технического отдела (Заплова Т.Р., +7 (3473) 25-68-50, zaplohova-tr@tegsc.ru)									
Даты начала и окончания действия программы				01.01.2023 - 31.12.2023 гг.									
Период		Затраты, млн. руб. без НДС		Доля затрат в инвестиционной программе, направленной на реализацию целевых мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности	Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР)								
					При осуществлении регулируемого вида деятельности				При осуществлении прочей деятельности, в т.ч. хозяйственные нужды				
					Суммарные затраты ТЭР		Экономия ТЭР в результате реализации программы		Суммарные затраты ТЭР		Экономия ТЭР в результате реализации программы		
		всего	в т.ч. капитальные		т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	
за отчетный год	план	177,78	176,37	53,13	297895,0	301,8	5487,4	46,4	1171,6	22,6	84,33	0,83	
	факт	196,3	194,58	92,10	301340,0	284,40	5176,81	43,78	1103,08	21,32	82,68	0,74	
	отклонение	18,52	18,21	38,97	3445,00	-17,37	-310,61	-2,63	-68,48	-1,28	-1,65	-0,09	

Приложение № 5
к требованиям к форме программы в области
энергосбережения и повышения энергетической
эффективности для организаций, осуществляющих
регулируемые виды деятельности, и отчетности
о ходе ее реализации

ОТЧЕТ О ДОСТИЖЕНИИ ЦЕЛЕВЫХ И ПРОЧИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗА 2023г.

№ п/п	Целевые и прочие показатели	Ед. изм.	Средние показатели по отрасли	Лучшие мировые показатели по отрасли	(базовый год)*	Плановые значения целевых и прочих показателей по годам		Фактические значения целевых и прочих показателей по годам		Отклонение, ед.		Отклонение, %	
						2022 г.	2023 г.	2022 г.	2023 г.	2022 г.	2023 г.	2022 г.	2023 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Поступление энергии	т у.т.				306350,46	298865,83	299680,37	302253,64	6670,09	-3387,82	2,18	-1,13
	В том числе:												
1.1	Электроэнергия	тыс.кВт*ч				886407,2	864716,9	867163,2	874716,9	19243,95	-9999,96	2,17	-1,16
		т у.т.				305367,3	297895,0	298737,7	301340,0	6629,54	-3444,99	2,17	-1,16
1.2	Тепловая энергия	Гкал				4279,2	4135,1	4196,5	3949,7	82,70	185,40	1,93	4,48
		т у.т.				637,6	616,1	625,3	588,5	12,32	27,62	1,93	4,48
1.3	ГСМ	т.л				235,1	241,3	215,9	221,2	19,20	20,10	8,17	8,33
		т у.т.				345,6	354,7	317,4	325,2	28,22	29,55	8,17	8,33
2	Экономия энергии от внедрения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности												
	В том числе:												
2.1	Электроэнергия	тыс.кВт*ч				9458	12457	11912	14229	2454,00	1772,00	-25,95	-14,22
		т у.т.				3258,281	4291,4365	4103,684	4901,8905	845,40	610,45	-25,95	-14,22
2.2	Тепловая энергия	Гкал				32	35	45	49	13,00	14,00	0,00	0,00
		т у.т.				4,768	5,215	6,705	7,301	1,94	2,09	0,00	0,00
2.3	ГСМ	л				100	200	120	240	20,00	40,00	0,00	0,00
		т у.т.				149	298	178,8	350,3	29,80	52,30	0,00	0,00

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

ОТЧЕТ О РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ, ОСНОВНОЙ ЦЕЛЬЮ КОТОРЫХ ЯВЛЯЕТСЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ
И (ИЛИ) ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗА 2023г.

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемы выполнения					Численные значения экономии												Затраты, млн. руб. (без НДС)			
		Размерность	план		факт		план						факт						план		факт	
			Всего накопительным итогом за годы реализации программы (объект, км, шт)	В отчетном году (объект, км, шт)	Всего накопительным итогом за годы реализации программы (объект, км, шт)	В отчетном году (объект, км, шт)	Всего накопительным итогом за годы реализации программы			В отчетном году			Всего накопительным итогом за годы реализации программы			В отчетном году			Всего накопительным итогом за годы реализации программы	В отчетном году	Всего накопительным итогом за годы реализации программы	В отчетном году
							численные значение экономии, тыс. кВт*ч	численное значение экономии, т у.т.	численные значение экономии, млн. руб.	численные значение экономии, тыс. кВт*ч	численное значение экономии, т у.т.	численные значение экономии, млн. руб.	численные значение экономии, тыс. кВт*ч	численное значение экономии, т у.т.	численные значение экономии, млн. руб.	численные значение экономии, тыс. кВт*ч	численное значение экономии, т у.т.	численные значение экономии, млн. руб.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Реконструкция и модернизация оборудования, используемого для передачи электрической энергии, в том числе замена оборудования с более высокой пропускной способностью, внедрение инновационных решений и технологий	объект/км	34/123,9	9/48,07	26/104,3	9/49,11	9220,00	4983,77	44,51	5246,67	1807,48	16,14	9681,00	5232,96	46,74	5509,00	1897,85	16,95	59,99	52,83	78,86	44,19
1.1	Замена неизолированных проводов на провод СИП на ВЛ-0,4/6/10кВ в рамках капитального ремонта в ГС Стерлитамак, Салават, Ишимбай.	км	92,6	41,51	95,5	41,67	-	-	-	2264,76	780,21	6,97	-	-	-	2378,00	819,22	7,32	47,88	25,04	35,41	13,78
1.2	Реконструкция РУ-10кВ с заменой ячеек ГДР на КСО с ВН 5 шт. и установка дополнительных ячеек КСО с ВН 2 шт. в ТП-119	объект	-	1	-	1	-	-	-	144,19	49,67	0,44	-	-	-	151,40	52,16	0,47	-	1,62	-	3,35
1.3	Ретрофит высоковольтной ячейки №3 РУ-10кВ РП-5 (замена масляного выключателя на вакуумный)	объект	-	1	-	1	-	-	-	154,76	53,32	0,48	-	-	-	162,50	55,98	0,50	-	1,47	-	1,48
1.4	Замена ячеек КСО с РВ и ВН в РУ-6 кВ ТП-51Д с установкой вводной ячейки с вакуумным выключателем (1 шт.) и выключателями нагрузки (7 шт.)	объект	-	1	-	1	-	-	-	124,10	42,75	0,38	-	-	-	130,30	44,89	0,40	-	6,35	-	6,68
1.5	Замена ячеек КСО с РВ и ВН в РУ-6 кВ ТП-12 с установкой вводной ячейки с вакуумным выключателем (1 шт.) и отходящими выключателями нагрузки (2 шт.)	объект	-	1	-	1	-	-	-	180,95	62,34	0,56	-	-	-	190,00	65,46	0,58	-	3,45	-	3,2
1.6	Реконструкция РУ-10 кВ с заменой ячеек ГДР на КСО с ВН 5 шт. в ТП-48А	объект	-	1	-	1	-	-	-	144,86	49,90	0,45	-	-	-	152,10	52,40	0,47	-	1,12	-	2,73
1.7	Реконструкция РУ-6 кВ с заменой ячеек ГДР на КСО с ВН 5 шт. в ТП-48А-В	объект	-	1	-	1	-	-	-	182,00	62,70	0,56	-	-	-	191,10	65,83	0,59	-	1,12	-	2,44
1.8	Реконструкция РУ-6 кВ с заменой ячеек ГДР на КСО с ВН 4 шт. в 48Д	объект	-	1	-	1	-	-	-	167,90	57,84	0,52	-	-	-	176,30	60,74	0,54	-	0,9	-	1,95
1.9	Реконструкция РУ-10 кВ ТП -18 замена ячеек ГДР на КСО с ВН 4 шт.	объект	-	1	-	1	-	-	-	176,29	60,73	0,54	-	-	-	185,10	63,77	0,57	-	0,78	-	1,94
1.10	Реконструкция РУ-10 кВ ТП-7 замена ячеек на КСО с ВН 4 шт.	объект	-	1	-	1	-	-	-	166,86	57,48	0,51	-	-	-	175,20	60,36	0,54	-	0,79	-	2,38

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемы выполнения					Численные значения экономии												Затраты, млн. руб. (без НДС)			
		Размерность	план		факт		план						факт						план		факт	
			Всего накопительным итогом за годы реализации программы (объект, км, шт)	В отчетном году (объект, км, шт)	Всего накопительным итогом за годы реализации программы (объект, км, шт)	В отчетном году (объект, км, шт)	Всего накопительным итогом за годы реализации программы			В отчетном году			Всего накопительным итогом за годы реализации программы			В отчетном году			Всего накопительным итогом за годы реализации программы	В отчетном году	Всего накопительным итогом за годы реализации программы	В отчетном году
							численное значение экономии, тыс. кВт*ч	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии, тыс. кВт*ч	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии, тыс. кВт*ч	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии, тыс. кВт*ч	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1.11	Замена кабельных линий КЛ-10 кВ сечением 185мм в ТП-305(1)-ТП-50(6), КЛ-10 кВ ТП-305(2)-ТП-63(2), КЛ-10 кВ ТП-305(6)-ТП-16(4) на 240мм для увеличения пропускной способности(0,53 км)	км.	-	0,53	-	0,53	-	-	-	272,19	93,77	0,84	-	-	-	285,80	98,46	0,88	-	2,01	-	1,44
1.12	Реконструкция ВЛ-10кВ ф.26К от ТП-105 до ТП-11, замена неизолированного провода АС-35 проводов на СИП-3 1х50 (1,644 км)	км.	-	1,644	-	1,644	-	-	-	178,95	61,65	0,55	-	-	-	187,90	64,73	0,58	-	2,3	-	0,98
1.13	Реконструкция ВЛ-10кВ ф.26К ТП-143-ТП-18, замена неизолированного провода АС-35 проводов на СИП-3 1х50 (0,501 км)	км.	-	0,501	-	0,501	-	-	-	248,76	85,70	0,77	-	-	-	261,20	89,98	0,80	-	0,67	-	0,302
1.14	Реконструкция ВЛ-10кВ ф.26К ТП-96-ТП-124, замена неизолированного провода АС-35 проводов на СИП-3 1х50 (0,34 км)	км.	-	0,34	-	0,34	-	-	-	339,43	116,93	1,04	-	-	-	356,40	122,78	1,10	-	0,46	-	0,26
1.15	Реконструкция ВЛ-10кВ ф.26К ТП-124-ТП-105, замена неизолированного провода АС-35 проводов на СИП-3 1х50 (0,367 км)	км.	-	0,367	-	0,367	-	-	-	184,86	63,68	0,57	-	-	-	194,10	66,87	0,60	-	0,49	-	0,26
1.16	Реконструкция ВЛ-6кВ ф.27 ПС ИТЭЦ - ТП-165 замена неизолированного провода АС-95 проводов на СИП-3 1х120 (3,178 км)	км.	-	3,178	-	3,178	-	-	-	315,81	108,80	0,97	-	-	-	331,60	114,24	1,02	-	4,26	-	1,02
2	Внедрение энергосберегающих технологий и автоматизированных систем учета энергоресурсов	шт.	2467	1422	2543	1498	8858,14	4653,08	41,56	4648,62	1601,45	14,30	9301,05	4885,73	43,64	4881,05	1681,52	15,02	63,10	32,68	78,73	48,2
2.1	Внедрение автоматизированной, информационной, интеллектуальной системы учета ЭЭ для коммерческого учета ЭЭ (мощности) в отношении непосредственно или опосредованно присоединенных потребителей	шт.	2467	1422	2543	1498	-	-	-	4648,62	1601,45	14,30	-	-	-	4881,05	1681,52	15,02	63,10	32,68	78,73	48,2
3	Оптимизация схемных режимов	шт/км	22/21,44	15/6,4	21/16,86	15/6,4	2388,48	1298,86	11,60	1381,81	476,03	4,25	2507,90	1363,81	12,18	1450,90	499,84	4,46	77,96	36,5	74,59	33,36
3.1	Замена ТП-267 типа КТПН-ТК на КТПН-ПК с трансформатором 400кВА и дополнительной ячейкой ВНА (2 шт.)	шт.	-	1	-	1	-	-	-	86,76	29,89	0,27	-	-	-	91,10	31,38	0,28	-	1,25	-	1,033
3.2	Замена ТП-45 типа КТПН-ТВ на КТПН-ПВ	шт.	-	1	-	1	-	-	-	100,10	34,48	0,31	-	-	-	105,10	36,21	0,32	-	1,25	-	1,196
3.3	Замена ТП-85 типа КТПН-ТК на КТПН-ПК	шт.	-	1	-	1	-	-	-	97,05	33,43	0,30	-	-	-	101,90	35,10	0,31	-	1,62	-	1,607

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемы выполнения					Численные значения экономии												Затраты, млн. руб. (без НДС)			
		Размерность	план		факт		план						факт						план		факт	
			Всего накопительным итогом за годы реализации программы (объект, км, шт)	В отчетном году (объект, км, шт)	Всего накопительным итогом за годы реализации программы (объект, км, шт)	В отчетном году (объект, км, шт)	Всего накопительным итогом за годы реализации программы			В отчетном году			Всего накопительным итогом за годы реализации программы			В отчетном году			Всего накопительным итогом за годы реализации программы	В отчетном году	Всего накопительным итогом за годы реализации программы	В отчетном году
							численное значение экономии, тыс. кВт*ч	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии, тыс. кВт*ч	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии, тыс. кВт*ч	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии, тыс. кВт*ч	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
3.4	Замена ТП-268 типа КТПН-ТВ на КТПН-ПВ	шт.	-	1	-	1	-	-	-	90,57	31,20	0,28	-	-	-	95,10	32,76	0,29	-	1,32	-	1,313
3.5	Строительство 2БКТП-400/6/0,4 взамен ТП-109	шт.	-	1	-	1	-	-	-	321,71	110,83	0,99	-	-	-	337,80	116,37	1,04	-	4,24	-	4,064
3.6	Строительство КЛ-10кВ сеч. 240мм2 РП-5 - ТП-119 (0,5 км)	км	-	0,5	-	0,5	-	-	-	77,71	26,77	0,24	-	-	-	81,60	28,11	0,25	-	3,49	-	2,927
3.7	Строительство ВЛИ-0,4 кВ 1,4 км в 10 квартале	км	-	1,4	-	1,4	-	-	-	56,67	19,52	0,17	-	-	-	59,50	20,50	0,18	-	1,48	-	2,084
3.8	Строительство ВЛИ-0,4 кВ 1,3 км в 29 квартале	км	-	1,3	-	1,3	-	-	-	61,33	21,13	0,19	-	-	-	64,40	22,19	0,20	-	1,36	-	1,988
3.9	Строительство КЛ-10 кВ 1 км от ТП-КНС-1 взамен ВЛ-10 кВ фид. 6 КНС-1	км	-	1	-	1	-	-	-	83,24	28,68	0,26	-	-	-	87,40	30,11	0,27	-	3,28	-	0,897
3.10	Строительство ВЛЗ-6кВ 0,7 км между фид. 19 РП-6 и 22 РТП-25	км	-	0,7	-	0,7	-	-	-	62,00	21,36	0,19	-	-	-	65,10	22,43	0,20	-	1,2	-	0,711
3.11	Строительство ВЛЗ-10 кВ 1,5 км от фид. 61 ПС Текстекло	км	-	1,5	-	1,5	-	-	-	95,14	32,78	0,29	-	-	-	99,90	34,42	0,31	-	2,51	-	1,258
3.12	Оптимизация схем фидеров путем установки реклоузеров	шт.	10	10	10	10	-	-	-	249,52	85,96	0,77	-	-	-	262,00	90,26	0,81	-	13,5	-	14,282
4	Оптимизация установившихся режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности	объект	141	70	141	70	575,24	297,25	2,66	287,62	99,08	0,89	604,00	312,12	2,79	302,00	104,04	0,93	0,04	0,02	0,04	0,02
4.1	Вывод из работы трансформатора 110/10кВ на ПС ВТС	объект	2	1	2	1	-	-	-	285,71	98,43	0,88	-	-	-	300,00	103,35	0,92	0,02	0,01	0,02	0,01
4.2	Изменение точек колючей сети ВЛ, КЛ-6,10кВ	объект	139	69	139	69	-	-	-	1,90	0,66	0,01	-	-	-	2,00	0,69	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01
5	Установка оборудования для компенсации реактивной мощности	Не требуется в соответствии с приказом Минэнерго РФ от 23.06.2015 № 380																				
6	Регулирование напряжения в линиях электрической сети	шт.	90	60	90	60	309,52	187,01	1,67	233,33	90,24	0,72	325,00	196,36	1,75	245,00	84,40	0,75	0,24	5,13	0,24	4,619
6.1	Замена трансформаторов с группой соединений У/У в ТП-17 (1х250кВА), ТП-114(2х160кВА), ТП-32(1х250кВА), ТП-58(2х250кВА), ТП-101 (1х400кВА) ТП-122(1х400кВА), ТП-223 (1х250кВА), ТП-86(1х400кВА), ТП-96 (1х400 кВА) на тр-ры У/З (11 шт.)	шт.	-	11	-	11	-	-	-	146,67	50,53	0,45	-	-	-	154,00	53,05	0,47	-	3,92	-	3,518
6.2	Замена трансформатора в ТП-201 с ТМ-250 кВА У/У на ТМГ-250 кВА У/З	шт.	-	1	-	1	-	-	-	14,29	4,92	0,04	-	-	-	15,00	5,17	0,05	-	0,34	-	0,287
6.3	Замена трансформатора с группой соединений У/У в ТП-147 (1х250кВА), ТП-103 (1х400кВА) на У/З (2шт.)	шт.	-	2	-	2	-	-	-	43,81	15,09	0,13	-	-	-	46,00	15,85	0,14	-	0,75	-	0,694
6.4	Снижение потерь электрической мощности путем перераспределения нагрузки по фазам	шт.	30	16	30	16	-	-	-	14,29	9,85	0,04	-	-	-	15,00	10,34	0,05	0,12	0,06	0,12	0,06

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемы выполнения					Численные значения экономии												Затраты, млн. руб. (без НДС)			
		Размерность	план		факт		план						факт						план		факт	
			Всего накопительным итогом за годы реализации программы (объект, км, шт)	В отчетном году (объект, км, шт)	Всего накопительным итогом за годы реализации программы (объект, км, шт)	В отчетном году (объект, км, шт)	Всего накопительным итогом за годы реализации программы			В отчетном году			Всего накопительным итогом за годы реализации программы			В отчетном году			Всего накопительным итогом за годы реализации программы	В отчетном году	Всего накопительным итогом за годы реализации программы	В отчетном году
							численное значение экономии, тыс. кВт*ч	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии, тыс. кВт*ч	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии, тыс. кВт*ч	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии, тыс. кВт*ч	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6.4	Сезонное, ручное повышение и понижение уровня напряжения в ТП на основании замеров	шт.	60	30	60	30	-	-	-	14,29	9,85	0,04	-	-	-	15,00	10,34	0,05	0,12	0,06	0,12	0,06
7	Снижение расхода электрической энергии на собственные нужды электроустановок и хозяйственные нужды организации	шт.	416	208	416	208	24,76	13,45	0,12	14,29	4,92	0,04	26,00	14,12	0,13	15,00	5,17	0,05	0,69	0,28	0,69	0,28
7.1	Замена существующих осветительных приборов на светодиодные модели в АБК и хоз. корпусах	шт.	116	58	116	58	-	-	-	13,33	4,59	0,04	-	-	-	14,00	4,82	0,04	0,63	0,25	0,63	0,25
7.2	Замена существующих осветительных приборов на светодиодные модели в РП, ТП	шт.	300	150	300	150	-	-	-	0,95	0,33	0,00	-	-	-	1,00	0,34	0,00	0,06	0,03	0,06	0,03
8	Организация достоверного и своевременного снятия показаний приборов коммерческого учета электрической энергии у потребителей, проверка их технического состояния	шт.	42350	22197	42306	23166	1526,67	789,40	7,05	764,76	263,46	2,35	1603,00	828,87	7,40	803,00	276,63	2,47	1,97	0,96	1,97	0,96
8.1	Снятие показаний приборов коммерческого учета граждан потребителей и проверка их технического состояния	шт.	42350	22197	42306	23166	-	-	-	764,76	263,46	2,35	-	-	-	803,00	276,63	2,47	1,97	0,96	1,97	0,96
9	Установка приборов учета энергоресурсов	шт.	2949	2075	4413	2354	1879,10	983,01	8,78	974,33	335,66	3,00	1973,05	1032,16	9,22	1023,05	352,44	3,15	74,73	46,83	92,23	64,33
9.1	Замена приборов учета в связи с истекшим межповерочным интервалом	шт.	2949	2075	4413	2354	-	-	-	974,33	335,66	3,00	-	-	-	1023,05	352,44	3,15	74,73	46,83	92,23	64,33
10	Мероприятия по экономии горючего и смазочных материалов	шт.	10	5	10	5	114,29	170,29	0,31	228,57	340,57	0,70	360,00	894,00	1,85	240,00	357,60	0,74	0,8	0,4	0,8	0,4
10.1	Оснащение транспорта системой слежения "Глонасс"	шт.	10	5	10	5	-	-	-	228,57	340,57	0,70	-	-	-	240,00	357,60	0,74	0,8	0,4	0,8	0,4
11	ИТОГО:	-	-	-	-	-	24896,19	13376,12	118,27	13780,00	5018,89	42,40	26381,00	14760,12	125,70	14469,00	5259,49	44,52	279,51	175,63	328,15	196,36