



АСТ

Территориальная
Электросетевая
Компания
Территориаль
Электр сетәре
Компанияһы

Общество с ограниченной ответственностью
«Автоматизация Систем Технологии»

«Технология Системаларын Автоматлаштыруу»
яуаплылығы сикләнгән йәмғиәте

УТВЕРЖДАЮ

Технический директор ООО «АСТ»



Н.В. Салынов

«27» января 2026г.

Пояснительная записка к отчету о ходе реализации программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» ООО «АСТ» за 2025г.

Территориальная электросетевая компания Общество с ограниченной ответственностью
«Автоматизация Систем Технологии» (ООО «АСТ»)

453252 Республика Башкортостан, г. Салават, ул. Северная д. 1

Тел: 8 800 333 23 65 e-mail: info@tegsc.ru

ОГРН 1137746277085 ОКПО 17382840 ИНН 7719841157 КПП 026601001

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.....	7
4.1.4. Равномерное распределение нагрузки по фазам в электрических сетях.....	7
4.1.5. Техперевооружение, модернизация трансформаторных подстанций.....	9
5. Информация об экономии расхода топливно-энергетических ресурсов на собственные нужды ООО «АСТ».....	10
5.1. Целевой показатель: Сокращение расхода энергоресурсов при эксплуатации зданий, строений, сооружений, находящихся в собственности регулируемой организации и имеющих отношение к регулируемому виду деятельности.....	10
6. Обоснование экономии расхода горюче-смазочных материалов АТС ООО «АСТ».....	10
6.1. Целевой показатель: Сокращение удельного расхода горюче-смазочных материалов, используемых для оказания услуг по передаче электрической энергии.....	10
7. Сведения об увязке результатов реализации программы с вознаграждением сотрудников организации, в том числе через механизм ключевых показателей результативности (далее - КПП) для менеджеров и структурных подразделений по каждому направлению деятельности организации в разрезе каждого года, их целевые и фактические значения.....	11
8. Механизм мониторинга и контроля за исполнением целевых показателей программы.....	11

**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	Генеральный директор ООО «АСТ» Лубенников Дмитрий Игоревич
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;

- 54 распределительных пунктов (РП) 10(6) кВ;
- 1117 трансформаторных подстанций (ТП) 10(6)/0,4 кВ;
- 1698 км воздушных линий 0,4-10 кВ;
- 1891 км кабельных линий 0,4-10 кВ.

Суммарная установленная мощность силовых трансформаторов составляет 717 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», АО «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 65 единиц спецтехники, на 93 единицах транспортных средств установлена аппаратура спутниковой навигации GPS Глонасс.

Из 50316 точек поставки электрической энергии системами коммерческого учета оснащено 50316 точек учета (100 % от общего количества точек учета), в том числе системами интеллектуального учета (АИИСКУЭЭ) – 19193 точки учета (38,14% 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 приборами учета 100%);

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

Точки поставки газа и горячего водоснабжения отсутствуют.

За 2025 год ООО «АСТ» потребило 1014 т у.т. ТЭР и 5138,29 м³ холодной воды на хозяйственные нужды. Общие затраты составили 23604,07 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) Равномерное распределение нагрузки по фазам в электрических сетях.
- 5) Техпереворужение, модернизация трансформаторных подстанций.

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 2025г. 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.
- 5) Замена силовых трансформаторов в трансформаторных подстанциях на ТМГ.

Пример расчета определения величины потерь электрической энергии на ВЛ-0,4кВ при замене неизолированного провода А-35 на СИП-2 3*50+1*54,6

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

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

$T_{в}$ -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-2 3х50+1х54,6 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-2 3х50+1х54,6 снизит потери электроэнергии на 9,84%.

Пример расчета уменьшения величины потерь электроэнергии при делении ВЛ-0,4кВ, выполненным проводом СИП-2 3х50+1х54,6 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-2 3х50+1х54,6 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-2 3х50+1х54,6 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 протяженностью 900м на две линии по 450м приведёт к снижению потерь электроэнергии на 17,41%

Расчет изменений величины потерь электрической энергии на ВЛ-0,4-10кВ, после выполнения мероприятий по замене неизолированного провода на СИП-2 3х50+1х54,6 в 2025г. приведен в таблице 1.

Таблица 1

№	Наименование, адрес	До реализации мероприятия			После реализации мероприятия			Затраты на мероприятие, руб. без НДС
		Протяженность, км	Марка, сечение	Технологические потери	Протяженность, км	Марка, сечение	Технологические потери	
1.	ВЛ-0,4кВ ТП-35-7	0,05	А-35	1,32	0,05	СИП-2 3х50+1х54,6	0,91	45 202,41
2.	ВЛИ-0,4 кВ ТП-272-7	0,300	А-35	8,78	0,300	СИП-2 3х50+1х54,6	5,80	70 298,58
3.	ВЛ-0,4кВ ТП-401 руб. 5,10	0,50	А-35	10,5	0,50	СИП-2 3х50+1х54,6	6,80	269 968,24
4.	ВЛ-0,4кВ ТП-344-8	1,114	А-35	12,35	1,114	СИП-2 3х50+1х54,6	7,78	551 609,15
5.	ВЛ-0,4кВ ТП-415-2	0,51	А-35	10,75	0,51	СИП-2 3х50+1х54,6	7,01	214 132,40
6.	ВЛИ-0,4 кВ линия РП-19 руб. 14,1	0,18	А-35	3,42	0,18	СИП-2 3х50+1х54,6	2,34	440 963,40
7.	ВЛ-0,4кВ ТП-72-2,3,4	2,42	А-35	13,72	2,42	СИП-2 3х50+1х54,6	8,70	886 950,71
8.	ВЛ-0,4кВ ТП-307 р-8,6	1,19	АС-50	4,11	1,19	СИП-2 3х50+1х54,6	4,06	519 356,50
9.	ВЛ-0,4кВ ТП-522	0,132	А-35	2,48	0,132	СИП-2 3х50+1х54,6	1,71	124 585,24
10.	ВЛ-0,4кВ ТП-2-4 от	0,146	А-35	6,63	0,146	СИП-2	4,45	54 513,18

№	Наименование, адрес	До реализации мероприятия			После реализации мероприятия			Затраты на мероприятие, руб. без НДС
		Протяженность, км	Марка, сечение	Технологические потери	Протяженность, км	Марка, сечение	Технологические потери	
	ТП-2 с.Толбазы					3х50+1х54,6		
11.	ВЛ-0,4кВ ТП-3-14 от ТП-3 с.Толбазы	0,115	A-35	5,12	0,115	СИП-2 3х50+1х54,6	3,46	41 053,68
12.	ВЛ-0,4кВ ТП-17-8 от ТП-17 с.Толбазы	0,043	A-25	2,57	0,043	СИП-2 3х25+1х35	2,39	13 162,09
13.	ВЛ-10кВ РП-20-ТП-363	0,263	A-50	2,12	0,263	СИП-3 1х70	2,00	224 365,42
14.	ВЛ-10кВ ТП-44-ТП-354	0,247	A-50	2,09	0,247	СИП-3 1х70	1,99	143 294,72
15.	ВЛ-10 кВ ТП-124-РЛНДЗ	0,27	A-50	2,36	0,27	СИП-3 1х70	2,18	168 068,24
16.	ВЛ-10кВ ТП-35-ТП-38	0,45	A-50	2,78	0,45	СИП-3 1х70	2,48	280 142,61
17.	ВЛ-0,4кВ ТП-С8, АВ.№4	0,450	A-35	15,04	0,450	СИП-2 3х70+1х70	6,32	221 542,27
18.	ВЛ-0,4кВ ТП-С3	0,120	A-35	10,01	0,120	СИП-2 3х70+1х70	4,43	99 215,44
19.	ВЛ-0,4кВ ТП-С3 руб.№2 пер.Ягодный	0,160	A-35	14,22	0,160	СИП-2 3х70+1х70	6,03	53 205,06
20.	ВЛ-0,4кВ ТП-С3 руб.№2 ул. Парковая	0,120	A-35	11,73	0,120	СИП-2 3х70+1х70	5,11	88 670,45
21.	ВЛ-0,4кВ ТП-С1 б. Приозерный	0,310	A-35	16,26	0,310	СИП-2 3х70+1х70	6,73	162 224,91
22.	ВЛ-0,4кВ ТП-С2 ул. Лесная	0,071	A-35	11,71	0,071	СИП-2 3х70+1х70	5,11	46 443,09
23.	ВЛ-0,4кВ ТП-С3 ул. Филаретова	0,250	A-35	14,3	0,250	СИП-2 3х70+1х70	6,05	150 770,37
24.	ВЛ-0,4кВ ТП-132 ф.Ворошилова	0,130	A-35	7,50	0,130	СИП-3 1х50	4,98	55 447,48
25.	ВЛИ-0,4кВ от ТП-33 ф.Белинского от ТП-278 ф.Морозова	0,123	A-35	6,25	0,123	СИП-2 3х50+1х54,6	4,20	101 708,72
26.	ВЛ-0,4кВ РП-5 ф.Докучаева	0,520	A-35	9,18	0,520	СИП-2 3х50+1х54,6	6,05	166 051,70
27.	ВЛ-0,4кВ ТП-9 ф.Коттеджей	0,070	A-35	4,64	0,070	СИП-2 3х50+1х54,6	3,15	44 344,94
28.	ВЛ-0,4кВ ТП-18 ф.ГРС	0,270	A-35	9,59	0,270	СИП-2 3х50+1х54,6	6,31	82 192,64
29.	ВЛИ-0,4кВ ТП-18 ф.Северной	0,620	A-35	11,29	0,620	СИП-2 3х50+1х54,6	7,33	193 293,64
30.	ВЛИ-0,4кВ ТП-237 ф.Дуслык	0,030	A-35	3,77	0,030	СИП-2 3х50+1х54,6	2,57	10 754,24
31.	ВЛИ-0,4кВ от ТП-54 ф.Глинки	1,600	A-35	11,73	1,600	СИП-2 3х50+1х54,6	7,59	250 240,65
32.	ВЛИ-0,4кВ от ТП-108 ф.Вавилова	0,790	A-35	12,14	0,790	СИП-2 3х50+1х54,6	7,83	217 103,58
33.	ВЛИ-0,4кВ от ТП-108 ф.Карбышева	0,690	A-35	10,32	0,690	СИП-2 3х50+1х54,6	6,75	193 283,12
34.	ВЛ-0,4кВ от ТП-117 ф. Гайдара	0,384	A-35	9,02	0,384	СИП-2 3х50+1х54,6	5,95	207 915,73
35.	ВЛ-0,4кВ от ТП-197 ф. Производственной базы	0,350	A-35	8,12	0,350	СИП-2 3х50+1х54,6	5,39	157 413,34
36.	ВЛИ-0,4кВ от ТП-48 ф.Тракторной	0,080	A-35	6,83	0,080	СИП-2 3х50+1х54,6	4,58	57 471,86
37.	ВЛИ-0,4кВ от ТП-48 ф.Заливной	0,560	A-35	10,01	0,560	СИП-2 3х50+1х54,6	6,56	207 821,85
38.	ВЛИ-0,4кВ от ТП-156 ф.Островского	0,500	A-35	8,78	0,500	СИП-3 1х50	5,80	141 650,00
39.	ВЛИ-0,4кВ от ТП-202 ф.Федосеева	0,960	A-35	10,34	0,960	СИП-2 3х50+1х54,6	6,76	308 236,79
40.	ВЛ-0,4кВ от ТП-202 ф.Жуковского	0,650	A-35	6,64	0,650	СИП-2 3х50+1х54,6	4,46	175 284,02
41.	ВЛ-6кВ ТП-33-ТП-253 с отп. ф.1В	1,4	A-35	3,19	1,4	СИП-3 1х50	2,73	647 769,40

4.1.2. Внедрение энергосберегающих технологий и автоматизированных систем учета энергоресурсов.

В рамках исполнения обязательств Сетевой организации в части замены приборов учета с истекшим межповерочным интервалом использовались приборы учета, функционально обеспечивающие дистанционную передачу данных.

В 2025 году в ходе мероприятий по внедрению энергосберегающих технологий и автоматизированных систем учета энергоресурсов было установлено 1196 прибора учета. Полученный технологический эффект от внедрения АСКУЭ составил 4037 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:

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

где:

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

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

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

$K_{\phi}^2 = \frac{1+2K_3}{3K_3}$ – квадрат коэффициента формы графика за расчетный период, у.е.;

$K_3 = \left(\frac{W_T}{S_H} * T_p * \cos\varphi\right) * 10^{-3}$ 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;

$R = \left(\Delta P_{K3} * \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}^2}\right) * 10^{-3}$ – 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 13,8МВт и периоде 1 год получаем 847,117 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 1204,985 тыс. кВт*ч.

Вывод: работа одного трансформатора при существующей нагрузке снижает потери электроэнергии на 357,868 тыс. кВт*ч. в год.

4.1.4. Равномерное распределение нагрузки по фазам в электрических сетях

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

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

где I_A, I_B, I_C - токи в проводах соответствующих фаз; I_{cp} – 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

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

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

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

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-483 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-483						
№ рубильника	Ток			Расчетный период, ч	Коэффициент несимметричной нагрузки, $K_{нер}$	Потери электроэнергии в линии, тыс.кВт*ч
	IA	IB	IC			
1	10	70	30	8760	1,460	4,782
2	45	30	18	8760	1,127	2,720
Итого						7,502
При симметричном распределении нагрузок по фазам в ТП-483						
№ рубильника	Ток			Расчетный период, ч	Коэффициент несимметричной нагрузки, $K_{нер}$	Потери электроэнергии в линии, тыс.кВт*ч
	IA	IB	IC			
1	36	34	40	8760	1,004	2,228
2	31	30	32	8760	1,001	2,087
Итого						4,315

На основании фактических данных по нагрузке фаз в ТП 6(10)/0,4кВ были выполнены мероприятия по симметричному распределению нагрузок на 14 объектах. Данные сведены в таблицу 3.

Таблица 3

При несимметричном распределении нагрузок по фазам						
Наименование линии	Ток			Расчетный период, ч	Коэффициент несимметричной нагрузки, $K_{нер}$	Потери электроэнергии в линии, тыс.кВт*ч
	IA	IB	IC			
ТП-291 руб.2	45	90	55	8760	1,092	3,786
ТП-92 руб.1	20	45	18	8760	1,197	2,915
ТП-91 руб.1	65	30	42	8760	1,101	3,161
ТП-35 руб.4	32	12	30	8760	1,132	2,486

ТП-103 руб.10	45	80	36	8760	1,125	3,639
ТП-104 руб.2	18	36	9	8760	1,285	2,981
ТП-63Б руб.6	25	41	62	8760	1,126	3,200
Итого						22,168
При симметричном распределении нагрузок по фазам						
№ рубильника	Ток			Расчетный период, ч	Коэффициент несимметричной нагрузки, Кнер	Потери электроэнергии в линии, тыс.кВт*ч
	IA	IB	IC			
ТП-291 руб.	64	62	64	8760	1,001	3,097
ТП-92 руб.1	29	30	29	8760	1,001	2,034
ТП-91 руб.1	45	46	46	8760	1,001	2,543
ТП-35 руб.4	27	24	23	8760	1,005	1,905
ТП-103 руб.10	52	54	55	8760	1,001	2,801
ТП-104 руб.2	21	21	21	8760	1,000	1,767
ТП-63Б руб.6	44	41	43	8760	1,001	2,460
Итого						16,607

1.4.5. Техперевооружение, модернизация трансформаторных подстанций

Замена устаревшего оборудования позволяет снизить потери электроэнергии и повысить надежность электроснабжения потребителей. В 2025 году произведена замена силовых масляных трансформаторов типа ТМ на 20 подстанциях. Применены энергоэффективные силовые трансформаторы герметичного исполнения типа ТМГ, в которых значительно снижены потери холостого хода и короткого замыкания. Данные сведения представлены в таблице 4.

Таблица 4

№	Наименование ТП	До реализации мероприятия			После реализации мероприятия			Затраты на мероприятие, руб. без НДС
		Номинал тр-ра	Тип	Технологические потери в трансформаторе, тыс.кВт*ч в год	Номинал тр-ра	Тип	Технологические потери в трансформаторе, тыс.кВт*ч в год	
1	ТП-42"Б"	320; 315	ТМ	51,171	400;400	ТМГ У/Ун-0	25,016	1399560,56
2	ТП-51"Г"	250; 250	ТМ	19,228	400;400	ТМГ У/Ун-0	12,951	1399560,56
3	ТП-53"Е"	250; 250	ТМ	20,340	400;400	ТМГ У/Ун-0	13,630	1437360,56
4	ТП-56	100	ТМ	39,016	250	ТМГ У/Ун-0	14,630	565900,05
5	ТП-50"Г"	320; 320	ТМ	33,459	400;400	ТМГ У/Ун-0	14,485	1399560,56
6	ТП-56"П"	160	ТМ	6,056	250	ТМГ У/Ун-0	4,668	565900,05
7	ТП-42"Е"	630	ТМ	17,621	630	ТМГ У/Ун-0	10,077	878883,33
8	ТП-38"А"	560	ТМ	28,678	630	ТМГ У/Ун-0	10,331	878844,44
9	ТП-42"А"	250	ТМ	22,964	630	ТМГ У/Ун-0	12,749	878883,33
10	ТП-94"А"	630	ТМ	28,764	630	ТМГ У/Ун-0	22,429	878883,33
11	ТП-315"Е"	250	ТМ	7,614	400	ТМГ У/Ун-0	5,815	613555,7
12	ТП-212	250	ТМ	10,815	250	ТМГ У/З	8,043	1335586,27
13	ТП-191	160	ТМ	12,424	160	ТМГ У/З	9,971	932867,93
14	ТП-56	250	ТМ	7,132	250	ТМГ У/З	4,100	1647772,85
15	ТП-128	160	ТМ	7,606	160	ТМГ У/З	5,108	351971,27
16	ТП-165	400;400	ТМ	15,918	630;630	ТМГ У/З	11,840	1354717,29
17	ТП-38	160	ТМ	7,606	160	ТМГ У/З	5,108	351971,27
18	ТП-22	250	ТМ	9,916	250	ТМГ У/З	7,080	430826,27
19	ТП-21	250	ТМ	13,440	250	ТМГ У/З	10,856	430826,27

№	Наименование ТП	До реализации мероприятия			После реализации мероприятия			Затраты на мероприятие, руб. без НДС
		Номинал тр-ра	Тип	Технологические потери в трансформаторе, тыс.кВт*ч в год	Номинал тр-ра	Тип	Технологические потери в трансформаторе, тыс.кВт*ч в год	
20	ТП-117	160	ТМ	13,587	250	ТМГ У/З	9,282	430826,27

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

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;
- организация 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 5

Таблица 5

№п/п	ТЭР	Ед. изм.	Количество		
			2023г.	2024г.	2025г.
1	Расход электроэнергии	т у.т.	189,194	194,643	174,65
		тыс.кВт*ч	549,184	565,727	506,986
		Тыс.руб	3447,11	3655,53	3884,619
2	Расход тепловой энергии	т у.т.	588,51	561,275	523,821
		Гкал	3949,7	3925,244	3666,748
		Тыс.руб	7721,86	7988,44	8379,71
3	Расход холодной воды	м³	5763	5475	5138,29
		Тыс.руб	269,10	293,76	331,94

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

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

Автопарк ООО «АСТ» состоит из 22 легковых автомобилей, 23 автоподъемников, 4 автокрана, 12 тракторов и 39 грузовых автомобилей. На 2025г. на 93 единицах техники установлена система слежения ГЛОНАС.

Динамика расхода ГСМ отражена в таблице 6.

Таблица 6

ТЭР	Ед. изм.	Количество		
		2023г.	2024г.	2025г.
Расход ГСМ	т у.т.	325,371	342,9	316,0
	т.л	221,2	233,25	214,99
	Тыс.руб	9883,14	11251,56	11339,74

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

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 бесперебойного 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. Руководитель предприятия 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

Т.Р. Заплогова

Согласовано:

Заместитель генерального директора
по реализации и развитию электросетевых услуг

А.А. Жиров

Начальник оперативно-диспетчерского отдела

С.А. Барменков

Заместитель технического директора

А.В. Темляков

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 "Автоматизация Систем Технологии"

(наименование организации)

за 20 25 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 (Заплогова Т.Р., +7 (3473) 25-68-50, zaplohova-tr@tegc.ru)									
Даты начала и окончания действия программы				01.01.2024 - 31.12.2024 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				
		всего	в т.ч. капи- тальные		Суммарные затраты ТЭР		Экономия ТЭР в результате реализации программы		Суммарные затраты ТЭР		Экономия ТЭР в результате реализации программы		
					т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	
за отчетный год	план	194,15	192,92	51,87	301928,6	314,0	4910,9	44,3	1316,4	25,4	75,98	0,82	
	факт	161	159,98	56,23	308414,2	265,45	4689,89	45,90	1014	23,94	72,18	0,78	
	отклонение	-33,15	-32,94	4,36	6485,60	-48,51	-221,02	1,61	-302,41	-1,45	-3,80	-0,04	

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 2025г.

№ 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, %	
						2024 г.	2025 г.	2024 г.	2025 г.	2024 г.	2025 г.	2024 г.	2025 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Поступление энергии	т у.т.				302456,09	302862,30	312465,28	309276,59	-10009,19	-6414,30	-3,31	-2,12
	В том числе:												
1.1	Электроэнергия	тыс.кВт*ч				875229,4	876425,6	904318,0	895251,7	-29088,56	-18826,10	-3,32	-2,15
		т у.т.				301516,5	301928,6	311537,5	308414,2	-10021,01	-6485,59	-3,32	-2,15
1.2	Тепловая энергия	Гкал				4134,3	4134,3	3925,2	3666,7	209,03	467,52	5,06	11,31
		т у.т.				616,0	616,0	584,9	546,3	31,14	69,66	5,06	11,31
1.3	ГСМ	т.л				220,1	216,1	233,3	215,0	-13,15	1,11	-5,97	0,51
		т у.т.				323,5	317,7	342,9	316,0	-19,33	1,63	-5,97	0,51
2	Экономия энергии от внедрения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности												
	В том числе:												
2.1	Электроэнергия	тыс.кВт*ч				13676,11	13594,3057	14902,13	13149,91	-1226,02	-444,40	-8,96	3,27
		т у.т.				4711,42	4683,23832	5133,784	4530,144	-422,36	-153,09	-8,96	3,27
2.2	Тепловая энергия	Гкал				42	44	61	58	-19,00	-14,00	-45,24	-31,82
		т у.т.				6,258	6,556	9,089	8,642	-2,83	-2,09	-45,24	-31,82
2.3	ГСМ	л				230	240	290	270	-60,00	-30,00	-26,09	-12,50
		т у.т.				0,3381	0,3528	0,4263	0,3969	-0,09	-0,04	-26,09	-12,50

* 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 2025г.**

№ 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 значения экономии, тыс. кВт*ч	численные значения экономии, т ут.	численные значения экономии, млн. руб.	численные значения экономии, тыс. кВт*ч	численные значения экономии, т ут.	численные значения экономии, млн. руб.	численные значения экономии, тыс. кВт*ч	численные значения экономии, т ут.	численные значения экономии, млн. руб.	численные значения экономии, тыс. кВт*ч	численные значения экономии, т ут.	численные значения 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	37/183,95	3/60,047	29/161,2	3/56,93	10759,30	4235,19	40,01	3395,91	1169,89	11,24	9444,59	4446,95	42,01	3463,83	1193,29	12,95	74,31	33,22	60,54	32,72
1.1	Замена неизолированных проводов на провод СИП на ВЛ-0,4-10кВ в рамках капитального ремонта в ГС Стерлитамак, Салават, Ишимбай.	км	157,8	19,5	157,218	19,138	-	-	-	1542,12	531,26	5,10	-	-	-	1572,96	541,89	5,88	74,31	11,82	60,54	8,09
1.2	Реконструкция КЛ-10кВ ТП-102 – ТП-103, ПИР и СМР	км	-	0,3	-	0,3	-	-	-	384,65	132,51	1,27	-	-	-	392,34	135,16	1,47	-	1,95	-	1,53
1.3	Реконструкция КЛ-10кВ ТП-100 – ТП-101 1 этап ПИР, 2 этап СМР	км	-	0,6	-	0,6	-	-	-	392,13	135,09	1,30	-	-	-	399,97	137,79	1,50	-	2,79	-	6,79
1.4	Реконструкция ЛЭП-6кВ от ГПП СК до РП-1, ПИР и СМР	км	-	2,1	-	2,1	-	-	-	390,87	134,65	1,29	-	-	-	398,69	137,35	1,49	-	2,25	-	1,99
1.5	Реконструкция КЛ-6кВ ТЭЦ 51Ш-РП-39(6); Реконструкция КЛ-6кВ ТЭЦ 63Ш-РП-39(11)	км	-	3,59	-	3,59	-	-	-	334,21	115,14	1,11	-	-	-	340,89	117,44	1,27	-	12,93	-	12,93
1.6	Реконструкция ВЛ-6кВ ф.44РП-3-РП-4	км	-	1,5	-	1,5	-	-	-	351,93	121,24	1,16	-	-	-	358,97	123,66	1,34	-	1,47	-	1,39

№ 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 значения экономии, тыс. кВт*ч	численные значения экономии, т. у.т.	численные значения экономии, млн. руб.	численные значения экономии, тыс. кВт*ч	численные значения экономии, т. у.т.	численные значения экономии, млн. руб.	численные значения экономии, тыс. кВт*ч	численные значения экономии, т. у.т.	численные значения экономии, млн. руб.	численные значения экономии, тыс. кВт*ч	численные значения экономии, т. у.т.	численные значения 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
2	Внедрение энергосберегающих технологий и автоматизированных систем учета энергоресурсов	шт.	5130	0	2655	0	6771,19	624,11	5,57	0,00	0,00	0,00	1902,22	655,31	5,85	0,00	0,00	0,00	101,75	0,00	83,89	0,00
2.1	Внедрение автоматизированной, информационной, интеллектуальной системы учета ЭЭ для коммерческого учета ЭЭ (мощности) в отношении непосредственно или опосредованно присоединенных потребителей	шт.	5130	0	2655	0	-	-	-	0,00	0,00	0,00	-	-	-	0,00	0,00	0,00	101,75	0,00	83,89	0,00
3	Оптимизация схемных режимов	шт/км	27/25,32	5/3,88	26/20,74	5/3,88	8655,62	5616,92	55,23	7873,92	2712,57	26,06	9088,40	5897,77	57,99	8031,40	2766,82	30,02	163,00	85,04	147,80	73,21
3.1	Строительство КЛ-10 кВ РП-38 – ТП-99	км	-	0,16	-	0,16	-	-	-	399,65	137,68	1,32	-	-	-	407,64	140,43	1,52	-	0,70	-	0,11
3.2	Комплекс мероприятий по перераспределению нагрузки в существующих сетях от ТП-483: - Замена трансформаторной подстанции ТП 511 на КТПК с силовым трансформатором 400кВА и дополнительными ячейками; - Строительство ВЛ-10кВ от ТП-511 - Строительство 2хВЛИ-0,4кВ в СНТ Строитель	шт.	-	1	-	1	-	-	-	478,96	165,00	1,58	-	-	-	488,54	168,30	1,83	-	4,77	-	1,61
3.3	Строительство ВКЛ-10кВ от ТП -99 до ТП-562 ("СНТ Каучук-2") ПИР и СМР	км	-	1,38	-	1,38	-	-	-	286,12	98,57	0,95	-	-	-	291,84	100,54	1,09	-	4,03	-	4,03
3.4	Замена ТП-458 КТПН-ТК на КТПН-ПК с трансформатором 630/10/0,4 и доп.ячейками	шт.	-	1	-	1	-	-	-	421,23	145,11	1,39	-	-	-	429,65	148,02	1,61	-	2,81	-	2,83

№ 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 значения экономии, тыс. кВт*ч	численные значения экономии, т. у.т.	численные значения экономии, млн. руб.	численные значения экономии, тыс. кВт*ч	численные значения экономии, т. у.т.	численные значения экономии, млн. руб.	численные значения экономии, тыс. кВт*ч	численные значения экономии, т. у.т.	численные значения экономии, млн. руб.	численные значения экономии, тыс. кВт*ч	численные значения экономии, т. у.т.	численные значения 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
3.5	Строительство 2 КЛ-6кВ "РП-9 - ГПП-3-Сола" (для повышения надежности электроснабжения потребителей мкр. Краснознаменский): 2 этап - II очередь (СМР)	км	-	5,5	-	5,5	-	-	-	469,23	161,65	1,55	-	-	-	478,61	164,88	1,79	-	14,24	-	14,24
3.6	Строительство 2 КЛ-6 кВ от ГПП-3 Сола до РП-19 (для повышения надежности электроснабжения потребителей мкр. Краснознаменский): 2 этап - II очередь (СМР)	км	-	5,78	-	5,78	-	-	-	416,20	143,38	1,38	-	-	-	424,52	146,25	1,59	-	12,95	-	12,95
3.7	Строительство КЛ-6кВ РП-36-РП-39	км	-	1,43	-	1,43	-	-	-	389,12	134,05	1,29	-	-	-	396,90	136,73	1,48	-	13,57	-	10,64
3.8	Замена силовых трансформаторов на ТП на ТМГ У/Уи-0	шт.	-	15	-	15	-	-	-	421,65	145,26	1,40	-	-	-	430,08	148,16	1,61	-	10,90	-	6,58
3.9	Замена силовых трансформаторов на ТП на ТМГ У/З	шт.	-	10	-	10	-	-	-	354,87	122,25	1,17	-	-	-	361,97	124,70	1,35	-	4,62	-	3,53
3.10	Строительство распределительного пункта РП-14 в металлическом корпусе в комплектации четыре	шт.	-	1	-	1	-	-	-	339,48	116,95	1,12	-	-	-	346,27	119,29	1,29	-	1,76	-	1,02
3.11	Строительство ВКЛ-6 кВ между РП-14 и ТП-360"А"	км	-	1,01	-	1,01	-	-	-	378,87	130,52	1,25	-	-	-	386,45	133,13	1,44	-	2,79	-	2,82
3.12	Строительство КЛ-6 кВ между ВЛ-6 кВ фид. №33 ПС "УМР" и РП-14	км	-	0,2	-	0,2	-	-	-	395,65	136,30	1,31	-	-	-	403,56	139,03	1,51	-	0,45	-	0,70
3.13	Строительство распределительного пункта РП-15 в металлическом корпусе в комплектации четыре	шт.	-	1	-	1	-	-	-	378,14	130,27	1,25	-	-	-	385,70	132,87	1,44	-	1,76	-	1,07
3.14	Строительство ВКЛ-6 кВ между ВЛ-6 кВ фид. №19 РТП-25, фид. №22 РТП-25, фид. №22 РП-7 и РП-15	км	-	3,02	-	3,02	-	-	-	426,96	147,09	1,41	-	-	-	435,50	150,03	1,63	-	1,05	-	1,08
3.15	Строительство ВКЛ-6 кВ между ВЛ-6 кВ фид. №13 ПС "Северная" и ТП-120	км	-	0,34	-	0,34	-	-	-	389,87	134,31	1,29	-	-	-	397,67	137,00	1,49	-	1,32	-	1,50

[illegible]

№ 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 значения экономии, тыс. кВт*ч	численные значения экономии, т у.т.	численные значения экономии, млн. руб.	численные значения экономии, тыс. кВт*ч	численные значения экономии, т у.т.	численные значения экономии, млн. руб.	численные значения экономии, тыс. кВт*ч	численные значения экономии, т у.т.	численные значения экономии, млн. руб.	численные значения экономии, тыс. кВт*ч	численные значения экономии, т у.т.	численные значения 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	Регулирование напряжения в линиях электрической сети	шт.	134	44	134	44	123,89	59,11	0,56	49,10	16,91	0,16	130,08	62,07	0,59	50,08	17,25	0,19	0,36	0,12	0,36	0,12
6.1	Снижение потерь электрической мощности путем перераспределения нагрузки по фазам	шт.	44	14	44	14	-	-	-	23,12	7,96	0,08	-	-	-	23,58	8,12	0,09	0,18	0,06	0,18	0,06
6.2	Сезонное, ручное повышение и понижение уровня напряжения в ТП на основании замеров	шт.	90	30	90	30	-	-	-	25,98	8,95	0,09	-	-	-	26,50	9,13	0,10	0,18	0,06	0,18	0,06
7	Снижение расхода электрической энергии на собственные нужды электроустановок и хозяйственные нужды организации	шт.	624	210	624	210	28,78	16,22	0,16	18,84	6,49	0,06	30,22	17,03	0,16	19,22	6,62	0,07	0,96	20,42	0,72	13,48
7.1	Замена существующих осветительных приборов на светодиодные модели в АБК и хоз. корпусах	шт.	174	58	174	58	-	-	-	11,58	3,99	0,04	-	-	-	11,81	4,07	0,04	0,85	0,22	0,63	0,25
7.2	Замена существующих осветительных приборов на светодиодные модели в РП, ТП	шт.	450	150	450	150	-	-	-	0,86	0,30	0,003	-	-	-	0,88	0,30	0,003	0,11	0,05	0,09	0,06
7.3	Реконструкция административного здания участка эл.сетей в районном центре Толбазы (со строительством теплого бокса (гаража) для	шт.	-	1	-	1	-	-	-	3,80	1,31	0,01	-	-	-	3,88	1,34	0,01	-	13,23	-	7,70
7.4	Реконструкция холодного склада	шт.	-	1	-	1	-	-	-	2,60	0,90	0,01	-	-	-	2,65	0,91	0,01	-	6,91	-	5,47

№ 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
8	Организация достоверного и своевременного снятия показаний приборов коммерческого учета электрической энергии у потребителей, проверка их технического состояния	шт.	63317	20967	64281	21975	3847,42	1061,78	10,02	840,65	289,60	2,78	2390,24	1114,87	10,52	845,96	291,43	3,16	3,89	0,96	3,83	0,9
8.1	Снятие показаний приборов коммерческого учета граждан потребителей и проверка их технического состояния	шт.	63317	20967	64281	21975	-	-	-	840,65	289,60	2,78	-	-	-	845,96	291,43	3,16	3,89	0,96	3,83	0,9
9	Установка приборов учета энергоресурсов	шт.	5133	2184	7975	1196	1326,78	602,46	5,66	1080,40	372,20	3,58	1393,12	632,58	5,94	443,12	152,65	1,66	198,26	53,98	268,23	40,15
9.1	Замена приборов учета в связи с истекшим межповерочным интервалом	шт.	5133	2184	7975	1196	-	-	-	1080,40	372,20	3,58	-	-	-	443,12	152,65	1,66	198,26	53,98	268,23	40,15
10	Мероприятия по экономии горючего и смазочных материалов	шт.	7	2	11	1	0,00	170,29	0,31	0,00	67,05	0,12	0,00	64,96	0,07	0,00	32,48	0,07	1,2	0,4	1,2	0,4
10.1	Оснащение транспорта системой слежения "Глонасс"	шт.	7	2	11	1	-	-	-	0,00	67,05	0,12	-	-	-	0,00	32,48	0,07	1,2	0,4	1,2	0,4
11	ИТОГО:	-	-	-	-	-	32371,35	12779,01	121,21	13594,31	4734,79	44,84	25280,17	13304,12	127,01	13149,91	4530,14	49,16	543,78	194,15	566,63	161,00