

«Утверждаю»

Директор АО «Учалинские
электрические сети»

Давлетгареев Ф. Ф.

« 25 » 2021 г.



Паспорт

программы в области энергосбережения и
повышения энергетической эффективности

АО «Учалинские электрические сети» на 2022-2026 гг.

Полное название предприятия	Акционерное общество «Учалинские электрические сети»
Сокращенное название предприятия	АО «УЭС»
Юридический адрес, телефон, факс, телетайп, электронная почта	453700, РБ, г. Учалы ул. Энергетиков, 1, теле/факс: 6-09-61. e-mail: OAOUES @ yandex. ru
Основной вид деятельности	- Передача и распределение электроэнергии; - Технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям
Наименование программы	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности АО «Учалинские электрические сети» на 2022-2026 гг.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к программе энергосбережения и энергетической эффективности АО «Учалинские электрические сети» на 2022-2026 г.г.

Основным видом деятельности Общества является оказание услуг по передаче электрической энергии населению и организациям на территории муниципального района Учалинский район Республики Башкортостан.

Также Общество оказывает услуги по осуществлению технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям, находящимся в закреплённой зоне обслуживания.

В отличие от других промышленных предприятий осуществление производственных функций Общества имеет целый ряд важных особенностей. Процесс распределения и потребления электрической энергии осуществляется одновременно и непрерывно, и поэтому нарушение бесперебойности электроснабжения объектов Общества сразу же сказывается на работе потребителей.

Главным фактором является рассредоточенность объектов электрических сетей на значительной территории. Удаленность этих объектов от центра управления и друг от друга усложняет управление отдельными объектами и производственными участками. Возможность проведения ремонтно-эксплуатационных работ на объектах электрических сетей зависит от большого числа случайных факторов (погодных условий, режима работы энергосистемы, режима работы потребителей и т. п.), что в значительной степени усложняет текущее планирование этих работ.

Наличие на объектах электрических сетей большого количества разнотипного оборудования, подверженного влиянию внешней среды, вызывает необходимость в процессе ремонтно-эксплуатационного обслуживания выполнять многочисленную номенклатуру работ, каждая из которых обычно сама по себе незначительна по объёму. Все эти особенности в значительной степени затрудняют работу Общества и требуют его постоянного совершенствования.

АО «Учалинские электрические сети» создано в январе 1971 года на базе энергослужбы Управления жилищно-коммунального хозяйства Учалинского ГОК.

Назначение электросетей - обеспечивать передачу и распределение электроэнергии от подстанции ОАО «Башкирэнерго» до населения, социальных объектов, учреждений и организаций города Учалы, поселка Межозерный, села Учалы, села Миндяк, поселка Мансурово, села Буйда, которые расположены в радиусе 70 км от г. Учалы.

Построена производственная база Общества, созданы необходимые условия для обучения и работы персонала. Приобретены специальные транспортные средства для обслуживания электросетей.

Электроснабжение развивается в соответствии с генеральным планом застройки города. Схемы построения электросетей выбираются исходя из технико-экономических обоснований с учетом плотности нагрузки, характера потребителей с электроприемников, вида застройки.

Вопросы электроснабжения города решаются комплексно независимо от ведомственной принадлежности потребителей.

С 1971 года по 1991 год электрическая сеть относилась к предприятиям республиканского подчинения.

С января 2006 года в соответствии с Постановлением комитета имущественных отношений Республики Башкортостан от 19 декабря 2005 года № 247 предприятие было приватизировано путем преобразования в открытое акционерное общество «Учалинские электрические сети».

АО «Учалинские электрические сети» распоряжается линиями электропередачи (воздушными и кабельными), распределительными пунктами и трансформаторными подстанциями.

Основание для разработки программы

Программа разработана в соответствии с требованиями и положениями действующего законодательства:

- Федерального закона Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" (с изм. и доп., в действующей редакции);

- Постановления Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009г. № 1225 "О требованиях к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности" (ред. от 22.07.2013).

Программа разработана в соответствии с требованиями и рекомендациями: распоряжения Правительства Российской Федерации от 01.12.2009г. № 1830-р «Об утверждении плана мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в Российской Федерации, направленных на реализацию Федерального Закона № 261-ФЗ» (ред. 23.09.2010);

- приказа Министерства экономического развития Российской Федерации от 17.02.2010г. № 61 «Об утверждении примерного перечня мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, который может быть использован в целях разработки региональных, муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности»;

- распоряжения Правительства Российской Федерации от 13.11.2009г. № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года»;

- распоряжения Правительства Российской Федерации от 17.11.2008г. года № 1662-р «Об утверждении Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года»;

- указа Президента Российской Федерации от 04.06.2008г. № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики».

Цели и задачи Программы

Энергосбережение для территориальной сетевой организации АО «Учалинские электрические сети», заключается, прежде всего, в сокращении потерь электроэнергии (мощности) в распределительных электрических сетях. В обществе ведется постоянная планомерная работа, повышающая эффективность передачи и распределения электроэнергии.

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях - сложная комплексная проблема, требующая капитальных вложений, постоянной работы и внимания персонала, его высокой квалификации, юридической грамотности и заинтересованного участия в эффективном решении задачи.

Попытки решить эту проблему без системного подхода, отдельными мерами, а особенно недооценка этой проблемы приводит к тому, что данная проблема остается одной из самых главных для сетевых организаций.

В этих целях должен осуществляться комплекс мероприятий:

- 1) оптимизация режимов работы электрических сетей (организационные мероприятия);

- 2) замена электрооборудования (технические мероприятия);
- 3) мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета э/энергии;
- 4) повышение качества электроэнергии в соответствии с установленными ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», в том числе проведение сертификации качества электрической энергии.

Затраты по мероприятиям (эксплуатационные затраты Общества), не требующие вливания дополнительных инвестиций (инвестиционные программы). Данные мероприятия направлены на совершенствование организации работ по снижению потерь, на основе проведенного анализа (энергоаудит и расчет существующих нормативных потерь в распределительных сетях), а также на учет «человеческого фактора», под которыми понимаются:

- обучение и повышение квалификации персонала;
- осознание персоналом важности для предприятия в целом и для его работников лично эффективного решения поставленной задачи;
- мотивация персонала, моральное и материальное стимулирование;
- связь с общественностью, широкое оповещение о целях и задачах снижения коммерческих потерь, ожидаемых и полученных результатах.

Технические мероприятия наиболее энергоэффективны, но требуют значительных затрат, при этом срок окупаемости этих затрат находится в пределах 5-10 лет и более. Поэтому так важен квалифицированный энергоаудит электросетевой организации для разработки обоснованной программы действий.

В соответствии с этим, для организации работ по снижению уровня фактических потерь в сетях АО «Учалинские электрические сети» и дальнейшего сокращения издержек Обществом была разработана Программа энергосбережения АО «Учалинские электрические сети» на 2022 - 2026 гг.

Основные задачи реализации программы:

- системная организация и обеспечение выполнения мероприятий, направленных на достижение вышеуказанных целей, в том числе реконструкция объектов, используемых для передачи электроэнергии, модернизация системы учета электроэнергии, оптимизации режимов работы электросетевого оборудования;
- определение ожидаемого экономического, технологического эффекта от реализации мероприятий и ожидаемых сроков их окупаемости.

Сроки реализации программы.

В соответствии с «Правилами установлений требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности», утвержденным Постановлением Правительства РФ от 15.05.2010 г. №340 (с изменениями, внесенными постановлениями Правительства Российской Федерации от 16 мая 2014 года № 452; от 27 сентября 2016 года № 971; от 15 ноября 2018 года № 1374; от 30 января 2019 года № 64) сроки выполнения программы установлены на период с 2022 г. до 2026 г.

Приоритетные направления по повышению энергетической эффективности.

Приоритетные направления в рамках данной программы планируются следующие обязательные мероприятия:

1. модернизация оборудования, используемого для передачи электрической энергии, в том числе установка оборудования с более высокими показателями надежности;
2. сокращение потерь электрической энергии при ее передаче.

Механизм реализации Программы

Механизм реализации Программы основан на обязательности выполнения мероприятий цикла «планирование - реализация - мониторинг».

Механизм включает следующие основные составляющие:

- расширение системы морального стимулирования и материальной заинтересованности в результатах энергосбережения, а также усиление административной и экономической ответственности за энергорасточительную деятельность;
- наращивание темпов комплексного оснащения средствами учета, мониторинга, контроля и автоматического регулирования энергоносителей;
- совершенствование форм статистической отчетности в сфере энергопотребления;
- соответствие современной системе стандартов и нормативов энергосбережения;
- проведение мероприятий по информационному обеспечению и пропаганде энергосбережения;
- ведение энергетических паспортов;
- активизация работы по ресурсосберегающим проектам и расширению практики применения энергосберегающих технологий при проектировании, реконструкции, модернизации и капитальном ремонте основных фондов;
- организация ведения топливно-энергетических балансов;
- совершенствование нормирования и обоснования лимитов потребления энергетических ресурсов;
- мониторинг потребления энергетических ресурсов.

	Показатели	Ед. изм.	Факт за 2018 год	Факт за 2019 год	Факт за 2020 год
2	Получение эл.энергии	т.кВт.ч	122811,9	122593,7	121901,8
2	Потери, эл.энергии	т.кВт.ч	22449,5	21234,8	20768,9
3	Потери эл.энергии	%	18,3	17,3	17,0
4	Полезный отпуск эл.энергии	т.кВт.ч	100362,4	101358,9	101132,8
	в т.ч. населению	т.кВт.ч	54195,7	54986,1	55623,1
	удельный вес в общем полезного отпуска	%	54	54,25	55

Всего за 2020 год транспортировалось 121901,8 тыс. кВт.ч. электроэнергии. Объем транспортировки электроэнергии к соответствующему периоду 2018 года составил 99,26%, т.е. снизился на 910,1 тыс. кВт.ч, что обусловлено снижением потребления электроэнергии со стороны потребителей в период пандемии коронавируса.

При нормативе 16,17% потери электроэнергии в 2020 г. составили 20768,9 тыс. кВт.ч или 17,0%. За

2018 год потери составили 22449,5 тыс. кВт.ч или 18,3%, за период 2018-2020 гг. произошло снижение потерь на 1,3% или на 1680,6 тыс. кВт.ч. Полезный отпуск электроэнергии за 2020 год составил 101132,8 тыс. кВт.ч., что составляет 100,77% к полезному отпуску 2018 года, или прирост на 770,4 тыс. кВт.ч. Необходимо отметить, что рост полезного отпуска произошел при падении объемов получения электроэнергии, что также свидетельствует об эффективности проведенных мероприятий по энергосбережению за вышеуказанный период.

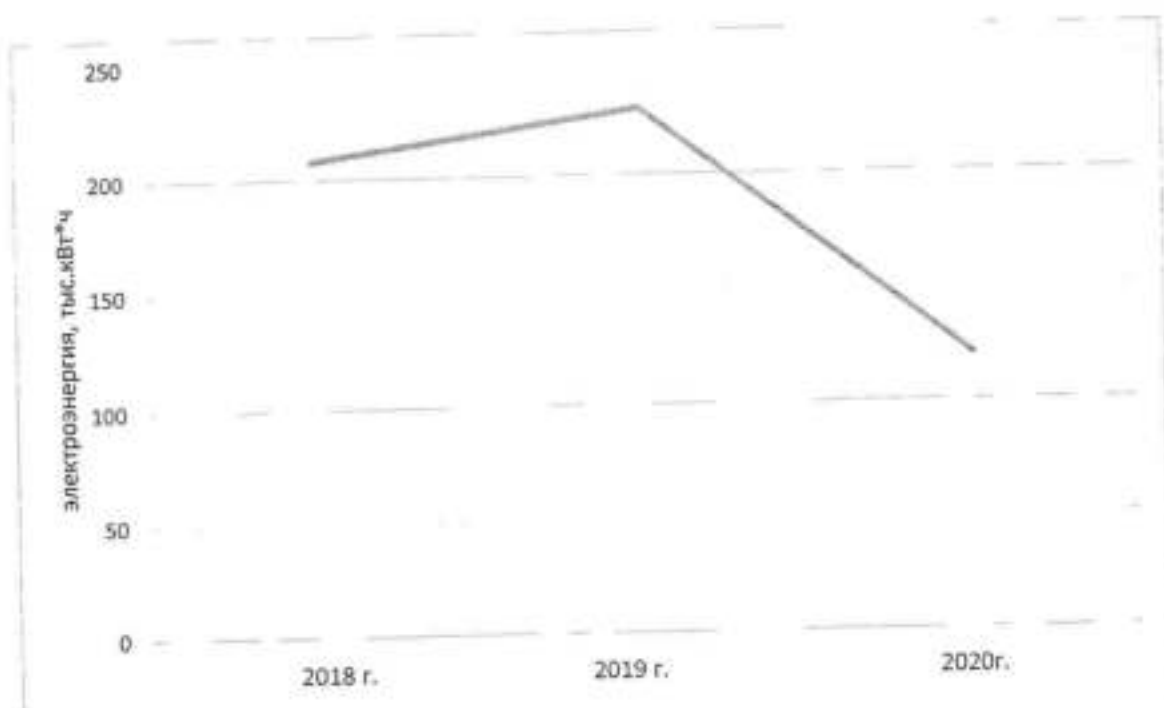
Показатели

Потребление топливно-энергетических ресурсов АО «УЭС» для собственных нужд:

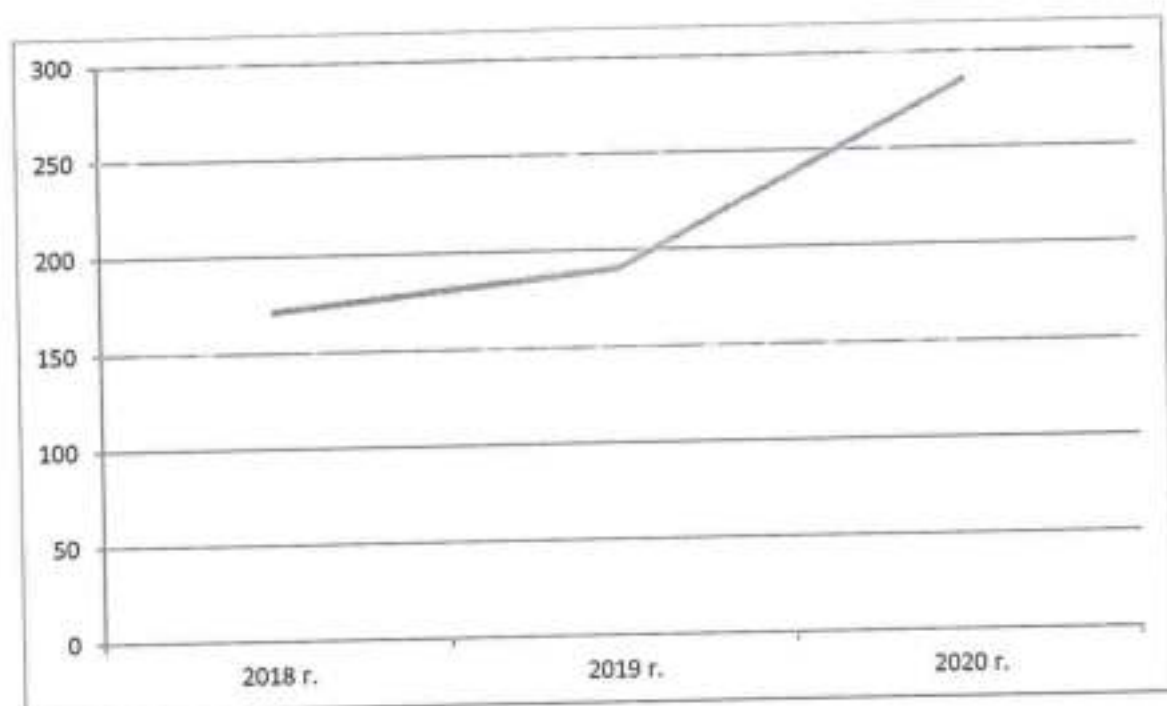
№ п/п	Год	Электроэнергия, тыс. кВт*час	Теплоэнергия, Гкал	Природный ³ газ, тыс. м	Примечание
1	2018	208,1	171,5	0	
2	2019	229,0	190,5	0	
3	2020	119,9	285	0	

За период 2018-2020 гг. снижение потребления электроэнергии обусловлено переводом части отапливаемых помещений с электрического отопления на центральное, что в свою очередь привело к увеличению потребления тепловой энергии на 113,5 Гкал.

Потребление электроэнергии, тыс. кВт*ч



Потребление тепловой энергии, Гкал



Целевые показатели программы по энергосбережению и повышению энергетической эффективности от внедрения мероприятий в 2018-2020гг.

№ п.п.	Наименование показателя	Единица измерения	2018 г.	2019г.	2020г.	Отношение столбца 6. к столбцу 4, %
1	Поступление ТЭР	т у.т.	15130,4	15106,2	15034,6	99,4
2	Экономия энергии от внедрения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности	т у.т.	5,8	28,4	22,2	383
	В том числе:					
2.1	Электроэнергия	тыс. кВт*ч	41,8	209,4	80,275	192
		т у.т.	5,1	25,8	9,8	192
2.2	Тепловая энергия	Гкал	5,06	-19	89,5	1769
		т у.т.	0,7	2,6	12,4	1769

Краткое описание действующего автотракторного парка

На сегодняшний день весь подвижной состав, находящийся на балансе АО «Учалинские электрические сети» включает в себя 25 единицы автотракторной техники. В состав автотракторного парка входят следующие виды техники : легковые автомобили -3 ед., грузовые автомобили- 4 ед., специализированная техника(автоподъемники, бурильные машины, передвижная испытательная лаборатория, фургон, для перевозки ремонтных бригад) - 12 ед. тракторная техника (включая землеройную)- 4 ед., прицепы – 2 ед. Неоднородный состав структуры автотранспортных средств обусловлен основной производственной задачей Общества, т.к. большая часть техники задействована в процессе строительства, обслуживания и эксплуатации электросетевого хозяйства.

Подвижной состав предприятия по возрастным критериям (год выпуска) разделяется на 4 основные группы транспортных средств:

- 1 группа - транспортные средства «условно новые», находящиеся в эксплуатации не более 3-х лет. - 4 единицы;
- 2 группа - транспортные средства, находящиеся в эксплуатации в пределах срока полезного использования (в среднем срок составляет 120 мес.) - 9 единиц;
- 3 группа - транспортные средства, находящиеся в эксплуатации от 10 до 15 лет - 5 единиц;
- 4 группа - транспортные средства, находящиеся в эксплуатации более 15 лет. - 7 единиц.

Анализ «возраста» транспортных средств автотракторного парка указывает, что удельный вес 4 группы транспортных средств, находящихся в эксплуатации более 15 лет составляет 28%. Использование такого транспорта негативно влияет на производственные показатели Общества, окружающую среду и безопасность дорожного движения.

Анализ системы коммерческого учета электрической энергии

На момент разработки данной Программы часть приборов коммерческого учета электрической энергии находятся на балансе АО «УЭС», часть – на балансе потребителей. В Обществе формирование

информации о потреблении электроэнергии, снятых с приборов учета, в виде акта сводного учета осуществляется 1 раз в месяц. Причем дистанционный съем показаний приборов учета осуществляется только с 9% точек учета от общего количества, остальной объем показаний снимается непосредственно работниками Общества и/или предоставляется самими потребителями. Такой регламент сбора данных не обеспечивает достаточной полноты и оперативности информации. В большинстве трансформаторных подстанций не оборудован интервальный учет электрической энергии и мощности, не установлены приборы учета и контроля качества электроэнергии, отсутствует система АИИС КУЭ. Также отсутствуют приборы учета, фиксирующие потребление электроэнергии (мощности) в отдельности по отходящим фидерам.

Система коммерческого учета потребителей организована посредством приборного учета с ручным и частично дистанционным съемом информации со счетчиков, к которым относятся точки учета юридических лиц и физических лиц.

Обслуживанием приборов учета электроэнергии, отпускаемой потребителям по сетям АО «УЭС», снятием показаний, выявлением хищений и работой с потребителями занимается отдел по ПЭЭ.

Данные о количестве приборов коммерческого учета отпускаемой электроэнергии, находящихся на обслуживании потребителей и АО «УЭС».

№ п/п	Приборы учета	Кол-во приборов учета - всего, шт.	Кол-во приборов учета юр.лица, шт.	Кол-во приборов учета (бытовые абоненты), шт.
1.	Общее количество счетчиков:	12662	2461	10201
2.	Однофазных счетчиков всего:	9702	1162	8540
3.	Трехфазных счетчиков - всего:	2960	1299	1661

В системе коммерческого учета электроэнергии используются как индукционные, так и электронные электросчетчики.

Большое количество приборов учета установлено в индивидуальных жилых домах, что затрудняет доступ для снятия показаний. В зону обслуживания общества не входят внутридомовые сети.

В связи с необходимостью работы по минимизации коммерческих потерь и потерь в системе учета АО «УЭС» вынуждено работать с потребителями по приведению приборного учета в соответствие нормативным требованиям.

Развитие системы учета

В связи со вступлением в силу Федерального закона "О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации" от 27.12.2018 N 522-ФЗ (последняя редакция) необходимо дальнейшее развитие автоматизированной информационно измерительной системы коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ), созданной в Обществе.

Современные системы учета электроэнергии подразумевают введение автоматизированного учета с внедрением АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ предназначена для автоматизации процессов измерения, сбора, обработки, хранения и передачи информации коммерческого учета электроэнергии (мощности), а также обеспечения интерфейсов контрольного доступа к ней, диагностики и мониторинга функционирования технических и программных

средств с привязкой к единому астрономическому времени.

Автоматизация учета позволяет:

- предотвращать хищения электроэнергии за счет оперативности контроля;
- сократить затраты, связанные с обработкой и сбором информации;
- выявить точки нерационального использования электрической энергии и снизить потери электроэнергии на основе анализа учётных данных;
- использовать данные потребления электроэнергии для анализа финансово экономической деятельности Общества;
- точнее соблюдать режим потребления электроэнергии;
- дистанционно ограничивать нагрузку потребителей.

Анализ потерь АО «Учалинские электрические сети»

На период долгосрочного регулирования 2017-2021 гг. ГКТ РБ по тарифам установил норматив потерь на уровне 16,17 %. Средние фактические потери за период 2018-2020 гг. составили 17,5%, при плановом значении 16,17%.

Мероприятия по снижению потерь, проводимые в 2018-2020 гг.:

- организационные мероприятия (обучение персонала, ежемесячный анализ показателей баланса электроэнергии, регулярный мониторинг технического состояния сетей и т.д.);
- мероприятия по внедрению приборов учета с подключением к АИИС КУЭ на участках сетей с повышенными коммерческими потерями;
- мероприятия по выносу приборов учета на границу балансовой принадлежности;
- капитальный ремонт и новое строительство объектов электросетевого хозяйства с целью оптимизации схем электроснабжения, повышения качества и надежности, а так же снижения потерь;
- оперативное устранение повреждений на объектах электросетевого хозяйства;
- другие мероприятия, включенные в программу энергосбережения.

Мероприятия по снижению потерь на 2022-2026 гг.:

- регулярный мониторинг технического состояния объектов электросетевого хозяйства;
- дальнейшее внедрение интеллектуальных приборов учета с подключением к АИИС КУЭ;
- автоматизация процесса снятия показаний приборов учета;
- мероприятия по выносу приборов учета на границу балансовой принадлежности в целях предотвращения хищений электроэнергии;
- замена силовых трансформаторов, выработавших нормативный срок службы, а также в ТП с низкой загрузкой, капитальный ремонт и новое строительство объектов электросетевого хозяйства с целью оптимизации схем электроснабжения;
- оперативное устранение повреждений на объектах электросетевого хозяйства;
- внедрение передовых технологий и использование инновационных материалов.

Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности АО «УЭС» на 2022-2026 гг.

Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «УЭС» на период 2022-2026 гг. в отношении регулируемой деятельности оказании услуг по передаче электрической

энергии включает технические и организационные мероприятия по совершенствованию систем расчётного и технического учёта электроэнергии.

В соответствии со статьей 16 Федерального закона от 23.11.2009г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении» АО «УЭС», как организация, осуществляющая регулируемый вид деятельности, организовала и провела обязательный энергоаудит в 2017 году с привлечением соответствующего энергоаудитора, имеющего допуск СРО на проведение обязательного энергетического обследования.

**Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности
АО «УЭС» на 2022-2026 гг.**

№ п/п	Наименование мероприятий	Стоимость, тыс. руб.	Сроки внедрения	Источник финансирования	Ожидаемые результаты
1	Проведение энерготехнологических обследований и энергетическая паспортизация объектов Общества	В соответствии с ФЗ «Об энергосбережении» от 23.11.2009 №261 последующие энергетические обследования - не реже чем один раз каждые пять лет.			
1.1	Проведение энергетического обследования зданий, строений, сооружений	400	2022 г.	Средства, учтенные в тарифе на обслуживание сетей. Средства, учтенные в инвестиционной программе.	Снижение потерь электрической, тепловой энергии
2	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 соответствии и со сроком действия инвестиционной программы		
2.1	Техническое перевооружение и реконструкция электроустановок	859075	2022-2026 годы	Средства, учтенные в тарифе на обслуживание сетей. Средства, учтенные в инвестиционной программе.	Повышение надежности энергоснабжения потребителей, снижение потерь электрической энергии
2.2	Исключение недогрузки трансформаторов (менее 30%)	15824	2022-2026 годы	Средства, учтенные в тарифе на обслуживание сетей. Средства, учтенные в инвестиционной программе.	Снижение потерь электрической энергии

3	Внедрение энергосберегающих технологий и автоматизированных систем учета энергоресурсов		2022-2026гг.		
3.1	Создание системы АИИС КУЭ	90965	2022-2026 годы	Средства, учтенные в тарифе на обслуживание сетей. Средства, учтенные в инвестиционной программе.	Повышение надежности энергоснабжения потребителей, снижение потерь электрической энергии
4	Оптимизация схемных режимов		2022-2026гг.		
4.1	Разработка энергобаланса сетей и постоянная оценка режимов электропотребления для снижения нерациональных энергозатрат	50	2022-2026 годы	Средства, учтенные в тарифе на обслуживание сетей. Средства, учтенные в инвестиционной программе.	Оптимизация работы электрических сетей
5	Оптимизация установившихся режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности		2022-2026 годы		
5.1	Разработка и реализация программы сокращения технологического расхода (потерь) электрической энергии в электрических сетях, используемых для оказания услуг по передаче электрической энергии	-	2022- 2026г.г.	Средства, учтенные в инвестиционной программе.	Снижение потерь электрической энергии
6	Установка оборудования для компенсации реактивной мощности	В соответствии инвестиционной программы АО «УЭС» на 2022-2026гг.			
7	Регулирование напряжения в линиях электрической сети	-	2022- 2026г.г.	Средства, учтенные в тарифе	Оптимизация работы электрических сетей

8	Снижение расхода электрической энергии на собственные нужды электроустановок и хозяйственные нужды Общества		2022-2026 годы		
8.1	Совершенствование организационной структуры управления энергосбережением и повышением энергетической эффективности	-	2022-2026 годы	Средства, учтенные в тарифе на обслуживание сетей. Средства, учтенные в инвестиционной программе.	Оптимизация работы электрических сетей, снижение потерь электрической энергии до обоснованных значений
8.2	Совершенствование положения об энергосбережении для Общества	-	2022 год	-	Повышение квалификации персонала
8.3	Введение в Обществе ответственных за соблюдение режима экономии и порядка их отчетности по достигнутой экономии	-	2022-2026 годы	-	Повышение квалификации персонала
8.4	Финансовый учет экономического эффекта от проведения энергосберегающих мероприятий и организация рефинансирования части экономии в проведении новых энергосберегающих мероприятий	-	2022- 2026годы	-	Повышение квалификации персонала
9	Организация достоверного и своевременного снятия показаний приборов коммерческого учета электрической энергии у потребителей, проверка их технического состояния		2022-2026 годы		
9.1	Обеспечение ответственного за энергосбережение в Обществе автоматизированными средствами управления энергосбережением	50	2022-2026 годы	Средства, учтенные в тарифе на обслуживание сетей. Средства, учтенные в инвестиционной программе	Оптимизация работы электрических сетей, снижение потерь электрической энергии

9.2	Актуализация положения о порядке стимулирования работников за экономию энергоресурсов	50	2022-2026 годы	Средства, учтенные в тарифе на обслуживание сетей. Средства, учтенные в инвестиционной программе	Оптимизация работы электрических сетей, снижение потерь электрической энергии
10	Установка приборов учета энергоресурсов		2022-2026 годы		
10.1	Замена электросчетчиков на класс точности 0,5S, 1.0 с установкой выносного учета	Средства учтены в п.3.1 Создание системы АИИС КУЭ	2022-2026 годы	Средства, учтенные в тарифе на обслуживание сетей. Средства, учтенные в инвестиционной программе.	Повышение надежности энергоснабжения потребителей, модернизация системы учета
11	Приобретение программных и технических средств АСДУ	1850	2022-2026 годы	Средства, учтенные в тарифе на обслуживание сетей. Средства, учтенные в инвестиционной программе.	Оптимизация работы электрических сетей, повышение надежности энергоснабжения потребителей

Технико- экономическое обоснование мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

1. Техническое перевооружение и реконструкция сетей.

В инвестиционной программе 2022-2026 гг. запланированы следующие мероприятия:

- 1.1 Реконструкции воздушных линий электропередач 0,4 кВ протяженностью 63,4 км с применением самонесущих изолированных проводов, что приведет к:
- улучшению показателя и нормы качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013);
 - длительному сроку эксплуатации (до 40 лет) без замены проводов и подвесной арматуры;
 - сокращению объемов аварийно-восстановительных работ;
 - уменьшению пожарной опасности, ввиду исключения короткого замыкания при схлестывании;
 - отсутствию гололеда на проводах;
 - существенному ограничению несанкционированного отбора электроэнергии;
 - минимизации хищения проводов, так как они не подлежат вторичной переработке;
 - возможности подключения абонентов и новых ответвлений под напряжением;
 - уменьшению размеров просеки перед монтажом и в процессе эксплуатации;
 - минимизации обрыва проводов ввиду высокой механической прочности проводов;
 - снижению потерь в ЛЭП;
 - снижению падения напряжения вследствие малого сопротивления, согласно расчетам программного комплекса РТП 3.

Расчет экономического эффекта по реконструкции ВЛ-0,4кВ на 2022 год

2022 год: реконструкция ВЛ-0,4 кВ - 12,411 км; сметная стоимость проекта 9 685 т.рублей (без НДС)

Годы	Отключений в часах	На 1 час недоотпуск эл.энергии кВт.ч.	Итого недоотпуск по объекту т. кВт. ч	Средняя стоимость 1 кВт руб.	Недополучение денежных средств из за частых аварий, плохого качества эл.энергии, поставляемой потребителям, руб.	Недополучение денежных средств из за частых аварий, плохого качества эл.энергии, поставляемой потребителям, (км/руб.)
2020 (факт)	6,68	368,65	2,46	2,57431	6,34	78678,91
2022 (прогноз)	3,1	169,58	0,53	2,6547	1,40	17432,30
		тыс. кВт*ч	%	Стоимость 1 кВт , руб	Оплата потерь в год, руб	
						Реконструкция линий (км)
Потери до реконструкции на 1 км ВЛ		61,74	17,87	2,57431	158937,90	1972578,27
Потери после реконструкции на 1 км ВЛ		28,41	8,25	2,6547	75420,60	936045,01
Годы	До реконструкции	После реконструкции	Результат	Сметная стоимость - 9 685 т. руб.		
2020 - 2022 гг	2051257,18	953477,31	1097779,87			

Годовой экономический эффект: $9\,685 / 1\,097,8 = 8,8$ лет

Срок окупаемости проекта - 8,8 лет

Проект является экономическим выгодным , т.к. срок амортизации ВЛ составляет 15 лет (VI группа).

Расчетные данные
 Район электрических сетей
 Центр питания
 Наименование фидера
 Трансформаторная подстанция
 Тип трансформатора, кВ-А
 Наименование линии
 Номинальное напряжение линии, кВ
 Расчетный сезон

АО "Учленские электрические сети"
 г. Жульки
 ИС Селем
 Ф-601
 1
 ТН-400
 2-401
 0,350
 2028 г.

Потери электроэнергии

Расчетные данные			
Наименование и значение параметра, В	Фазы А	Фазы В	Фазы С
Нагрузка, кВт, д.з., д	230	230	230
Коэффициент мощности нагрузки естественной мощности, а.д.	120,000	120,000	120,000
	0,950	0,950	0,950

Однородный электрический фидер в сети, тыс. кВт-ч
 Однородный электрический фидер в сети, тыс. кВт-ч
 Расчетный сезон, часть
 Коэффициент заполнения фидера, к.д.
 Относительное число часов завышения потерь, к.д.
 Прессирование нагрузки на фидере, к.д.
 Коэффициент допустимых потерь, к.д.
 Коэффициент естественной потерь, к.д.
 Коэффициент естественной потерь, к.д.
 Максимальное естественное напряжение на фидере, %
 Температура, °С

318,475
 113,552
 3784
 0,500
 0,333
 4392
 1,000
 0,677
 0,711
 36,47
 20

Длина неограниченной, км
 Длина ограниченной и трехфазной ограниченной, км
 Длина однофазной ограниченной, км
 Длина однофазной ограниченной, км
 Длина однофазной ограниченной, км

1,000
 0,600
 0,000
 1,000

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	изданные	не изданные	итого
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт-ч	60,514	1,206	61,720
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. кВт-ч	21,013	0,219	21,232
3	Расчетная нагрузка на фидер в кВт	тыс. кВт-ч	0,000	23,715	23,715
4	Расчетная нагрузка на фидер в кВт	тыс. кВт-ч	0,000	92,106	92,106
5	Коэффициент заполнения фидера	к.д.	0	25	25
6	Коэффициент заполнения фидера	к.д.	0	25	25
7	Коэффициент заполнения фидера	к.д.	0	25	25
8	Коэффициент заполнения фидера	к.д.	0	25	25
9	Коэффициент заполнения фидера	к.д.	0	25	25
10	Длина неограниченной линии	км	25	0	0
11	Длина ограниченной линии	км	1000	500	1500
12	Средняя длина участка линии	км	0	0	0
13	Коэффициент естественных потерь	к.д.	1000	500	1500
14	Среднее значение потерь в линии в расчетном году	тыс. кВт-ч	0,665	0,009	0,674
15	Однородное значение потерь в линии в расчетном году	тыс. кВт-ч	60,514	2,412	62,926
16	Однородное значение потерь в линии в расчетном году	тыс. кВт-ч	17,52	0,35	17,87

Расчет выполнен по формулам, приведенным в ПТТ 3

Расчет экономического эффекта по реконструкции ВЛ-0,4кВ на 2023 год

2023 год: реконструкция ВЛ-0,4 кВ -12,493 км; сметная стоимость проекта 10 030 т.рублей (без НДС)

Годы	Отключений в часах	На 1 час недоотпуск эл.энергии квт.ч.	Итого недоотпуск по объекту квт. ч	Средняя стоимость 1 квт руб.	Недополучение денежных средств из за частых аварий, плохого качества эл.энергии, поставляем ой потребител ям, руб.	Недополучение денежных средств из за частых аварий, плохого качества эл.энергии, поставляем ой потребител ям, (км/руб.)
2020 (факт)	6,68	368,65	2,46	2,57431	6,34	79198,74
2023 (прогноз)	3,1	169,58	0,53	2,6892	1,42	17775,59
		тыс. квт*ч	%	Стоимост ь 1 квт , руб	Оплата потерь в год, руб	
						Реконструк ция линий (км)
Потери до реконструкции на 1 км ВЛ		61,74	17,87	2,57431	158937,9 0	1985611,18
Потери после реконструкции на 1 км ВЛ		28,41	8,25	2,6892	76401,02	954478,00
Годы	До реконструк ции	После реконструк ции	Результ ат	Сметная стоимость - 10 030 т. руб.		
2020 - 2023 гг	2064809,92	972253,58	1092556 ,34			

Годовой экономический эффект: $10\,030 / 1\,092,6 = 9,2$ года

Срок окупаемости проекта - 9,2 года

Проект является экономическим выгодным , т.к. срок амортизации ВЛ составляет 15 лет (VI группа).

Формы электроснабжения

АО "Учалинские электросетевые сети"

г. Учалы
ПС Сельхоз

Ф.001

1

ТМ-100

3-001

0,180

2020 г.

Электросетевые сети
Район электросетевых сетей
Центр питания
Наименование фидера
Т. трансформатора, кВт
Наименование линии
Протяженность линии, км
Расчетный период

Протяженность фидера	Фидер А	Фидер В	Фидер С
Протяженность в километрах, км	2,10	2,10	2,10
Нагрузка по мощности, кВт	120,000	120,000	120,000
Коэффициент нагрузки, кВт/км	0,050	0,050	0,050

Отгрузка активной электроснабженности в сеть, тыс. кВт·ч
Отгрузка реактивной электроснабженности в сеть, тыс. кВт·ч

Расчетный период, часы

Коэффициент загрузки трансформатора, %

Относительные потери энергии в линиях, %

Время неэксплуатации трансформатора, %

Коэффициент загрузки трансформатора, %

Коэффициент загрузки трансформатора, %

Коэффициент загрузки трансформатора, %

Максимальная относительная нагрузка, %

Температура, °С

Длина магистралей, км

Длина трансформаторов и трансформаторных отделений, км

Длина однофазных отделений, км

Длина однофазных отделений, км

Длина однофазных отделений, км

Длина однофазных отделений, км

Длина однофазных отделений, км

Длина однофазных отделений, км

Длина однофазных отделений, км

Длина однофазных отделений, км

Длина однофазных отделений, км

Длина однофазных отделений, км

Длина однофазных отделений, км

Длина однофазных отделений, км

Длина однофазных отделений, км

Расчет выполнен программой комплекса РПТ-3

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	всего
1	Потери активной электроснабженности в линиях	тыс. кВт·ч	10,514	1,206	61,740
2	Потери реактивной электроснабженности в линиях	тыс. кВт·ч	21,013	0,219	21,232
3	Расчетная нагрузка на трансформаторы	тыс. кВт·ч	0,000	283,715	283,715
4	Расчетная нагрузка на трансформаторы	тыс. кВт·ч	0,000	92,300	92,300
5	Количество абонентов	аб.	0	25	25
6	Количество абонентов	штук	25	25	50
7	Количество абонентов	штук	0	0	0
8	Количество абонентов	штук	25	25	50
9	Объем потребления	м	1000	500	1500
10	Длина воздушных линий	м	0	0	0
11	Длина кабельных линий	м	1000	500	1500
12	Суммарная длина линий	м	0,465	0,009	0,474
13	Средняя нагрузка на трансформаторы	тыс. кВт·ч	60,334	2,412	62,746
14	Относительная нагрузка на трансформаторы	%	17,53	0,35	17,87
15	Относительная нагрузка на трансформаторы	%	17,53	0,35	17,87

Построение диаграммы

Эксплуатационный лист

Район электроснабжения

Центр питания

Наименование объекта

Техническая документация

Тип трансформатора, кВт·А

Наименование линии

Наименование измерительной линии, кВт

Расчетный период

АО "Удмуртские электросети"

г. Уфа

В.С. Сидорова

Ф.И.О.

1

ТМ-400

Д-001 (нагрузка)

0,380

2018 г.

Параметры	Формула	Формула	Формула
Полная мощность в кВт, кВт	210	210	210
Активная мощность в кВт, кВт	170,000	170,000	170,000
Коэффициент мощности нагрузки	0,810	0,810	0,810

Однородность нагрузки в кВт, кВт

Однородность нагрузки в кВт, кВт

Расчетный период

Коэффициент загрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Однородность нагрузки

Расчет выполнен программой «Эксперт» РТТ-3

Расчет экономического эффекта по реконструкции ВЛ-0,4кВ на 2024 год

2024 год: реконструкция ВЛ-0,4 кВ - 12,104 км; сметная стоимость проекта 9 921 т.рублей (без НДС)

Годы	Отключений в часах	На 1 час недоотпуск эл.энергии квт.ч.	Итого недоотпу ск по объекту квт. ч	Средняя стоимост ь 1 квт руб.	Недополучен ие денежных средств из за частых аварий, плохого качества эл.энергии, поставляемой потребителям , руб.	Недополучен ие денежных средств из за частых аварий, плохого качества эл.энергии, поставляемой потребителя м, (км, руб.)
2020 (факт)	6,68	368,65	2,46	2,57431	6,34	76732,70
2024 (прогноз)	3,1	169,58	0,53	2,7242	1,44	17445,99
		тыс. квт*ч	%	Стоимост ь 1 квт , руб	Оплата потерь в год, руб	
						Реконструкц ия линий (км)
Потери до реконструкции на 1 км ВЛ		61,74	17,87	2,57431	158937,9 0	1923784,33
Потери после реконструкц ии на 1 км ВЛ		28,41	8,25	2,7242	77394,24	936779,85554 16
Годы	До реконструкц ии	После реконструкц ии	Результат	Сметная стоимость -9 921 т. руб.		
2020 - 2024 гг	2000517,03	954225,84	1046291, 19			

Годовой экономический эффект: $9\,921 / 1046,3 = 9,5$ лет

Срок окупаемости проекта - 9,5 лет

Проект является экономическим выгодным , т.к. срок амортизации ВЛ составляет 15 лет (VI группа).

Годовые электротехнические

Зависимые от
Работы электротехнических сетей

Центр питания

Наименование фидера

7 трансформаторная подстанция

Тип трансформатора, кВт/А

Наименование линии

Повышающее напряжение линии, кВ

Расчетный период

АО "Учалинские электротехнические сети"
г. Учалы
ПС Сосновы
Ф-801
1
ТМ-100
Д-801
0,380
2020 г.

Показатели фидера			
Наименование с указанием назначения, В	Фидер А	Фидер Б	Фидер С
Питательный электр. фидер	210	210	210
Коэффициент полезности нагрузки годового участка, в.е.	120,000	120,000	120,000
	0,950	0,950	0,950

Отпуск активной электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч

Отпуск реактивной электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч

Расчетный период, часов

Коэффициент загрузки графика, в.е.

Относительная часть часов аварийных потерь, в.е.

Время неэксплуатации массовых нагрузок, в.

Коэффициент допустимых потерь, в.е.

Коэффициент потерь вл. потерь мощности в вл. потерь напряжения, в.е.

Коэффициент реактивности, в.е.

Максимальные плановые потери напряжения, %

Температура, °С

Длина электротехнической сети, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Длина аварийных в трансформаторах, км

Расчет выполнен программой «Электротехнические сети»

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	всего
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	60,134	1,206	61,340
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	21,031	0,219	21,250
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	383,715	383,715
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	92,300	92,300
5	Количество абонентов	аб.	0	25	25
6	Количество улиц в линии	штук			51
7	Количество воздушных участков	штук	25	25	50
8	Количество кабельных участков	штук	0	0	0
9	Общая протяженность участков	км	25	25	50
10	Длина воздушных участков, км	км	1000	500	1500
11	Длина кабельных участков, км	км	0	0	0
12	Средняя длина участков, км	км	1000	500	1500
13	Наименование оборудования линии	шт.	0,405	0,009	0,414
14	Отопление воздушных потерь в линии в расчетный период, тыс. кВт·ч/км	тыс. кВт·ч/км	60,514	2,412	62,926
15	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%	17,52	0,35	17,87

Застрахованные сети
 Район электрических сетей
 Центр питания
 Преобразовательная
 Трансформаторная подстанция
 Тип трансформатора, кВт·А
 Наименование линии
 Номинальное напряжение линии, кВ
 Расчетный период

Потери электроэнергии
 АО "Учальские электрические сети"
 г. Учаль
 ПЭС Соевая
 Ф-001
 I
 ТН-400
 Ф-001 Носяе реконструкция
 0,380
 2020 г.

Параметры фидера			
Номинальное напряжение, В	Фидер А	Фидер В	Фидер С
Номинальный ток I_n , А	250	250	250
Коэффициент мощности нагрузки линейной нагрузки, о.е.	120,000	120,000	120,000
	0,950	0,950	0,950

Отпуск активной электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч
 Отпуск реактивной электроэнергии в сеть, тыс. квар·ч
 Расчетный период, часы
 Коэффициент загрузки графика, о.е.
 Оценочное число часов пиковых потерь, о.е.
 Время неэксплуатации максимумов нагрузки, ч.
 Коэффициент доли неэксплуатированных потерь, о.е.
 Коэффициент скака отн. потерь, максимума в отн. потерь, максимума, о.е.
 Коэффициент загрузки, о.е.
 Максимальное значение фактической загрузки, %
 Температура, °C

Длина магистрала, км
 Длина лунковых и туннельных ответвлений, км
 Длина кабельных ответвлений, км
 Эквивалентная длина линии, км

№ п/п	Потери	Всего	из балансе	не из балансе	всего
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	57,219	1,191	28,410
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	3,154	0,217	3,571
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	116,121	116,121
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	109,671	109,671
5	Количество абонентов	о.е.	0	25	25
6	Количество линий в линии	кВт	0	25	25
7	Количество лунковых участков	кВт	25	25	51
8	Количество кабельных участков	кВт	0	25	50
9	Объем мощности участка	кВт	25	25	50
10	Длина лунковых участков	м	1000	25	50
11	Длина кабельных участков	м	0	25	50
12	Средняя длина участка	м	1000	25	50
13	Средняя длина участка	м	0	25	50
14	Отношение потерь в линии к средней длине линии	о.е.	0,210	0,009	0,219
15	Отношение потерь в линии к отпуску электроэнергии в сеть	о.е.	27,219	2,163	29,601
		о.е.	2,90	0,35	3,25

Расчет выполнен программой комплекса РТМ-3

Расчет экономического эффекта по реконструкции ВЛ-0,4кВ на 2025 год

2025 год: реконструкция ВЛ-0,4 кВ - 13,361 км; сметная стоимость проекта 10 357 т.рублей (без НДС)

Годы	Отключений в часах	На 1 час недоотпуск эл.энергии квт.ч.	Итого недоотпу ск по объекту квт. ч	Средняя стоимост ь 1 квт руб.	Недополучени е денежных средств из за частых аварий, плохого качества эл.энергии, поставляемой потребителям, руб.	Недополучен ие денежных средств из за частых аварий, плохого качества эл.энергии, поставляемо й потребителя м, (км, руб.)
2020 (факт)	6,68	368,65	2,46	2,57431	6,34	84701,38
2023 (прогноз)	3,1	169,58	0,53	2,7596	1,46	19508,14
		тыс. квт*ч	%	Стоимост ь 1 квт , руб	Оплата потерь в год, руб	
						Реконструкц ия линий (км)
Потери до реконструкции на 1 км ВЛ		61,74	17,87	2,57431	158937, 90	2123569,27388 34
Потери после реконструкц ии на 1 км ВЛ		28,41	8,25	2,7596	78400,5 2	1047509,35
Годы	До реконструкц ии	После реконструкц ии	Результат	Сметная стоимость - 10 357 т. руб.		
2020 - 2025 гг	2208270,66	1067017,49	1141253, 17			

Годовой экономический эффект: $10\,357 / 1\,141,3 = 9,1$ года

Срок окупаемости проекта - 9,1 года

Проект является экономическим выгодным , т.к. срок амортизации ВЛ составляет 15 лет (VI группа).

Потери электроэнергии

Электроснабжение сети
Район электроснабжения
Центр питания
Нижестоящие фидеры
Трансформаторная подстанция
Тип трансформатора, кВт·А
Наименование линии
Номинальное напряжение линии, кВ
Расчетный период

АО "Улучшение электрических сетей"
г. Уфа
ПС Сетевая
Ф-001
I
ТН-400
Д-400
0,380
2020 г.

Параметры фидера	Фидер А	Фидер В	Фидер С
Напряжение в центре питания, В	230	230	230
Потребный ток, А	120,000	120,000	120,000
Коэффициент загрузки нагрузки данного участка, о.е.	0,950	0,950	0,950

345,475

113,553

878,4

0,508

0,333

4292

1,000

0,677

0,711

38,47

20

1,000

0,000

0,000

1,000

Отпуск активной электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч
Отпуск реактивной электроэнергии в сеть, тыс. квар·ч
Расчетный период, час
Коэффициент загрузки графика, о.е.
Относительное число часов избыточных потерь, о.е.
Время неиспользованной мощности нагрузки, ч.
Коэффициент дежигентных потерь, о.е.
Коэффициент связи от потерь мощности в отн. потерь, квар·ч/о.е.
Коэффициент разнотакта, о.е.
Максимальные относительные потери напряжения, %
Температура, °С

Длина магистралей, км
Длина трансформаторных и трансформаторных отключений, км
Длина отключений отключений, км
Эквивалентная длина линии, км

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	итого
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	60,554	1,200	61,754
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	21,013	0,219	21,232
3	Расчетная активная нагрузка в линиях	тыс. кВт·ч	0,000	28,1735	28,1735
4	Расчетная реактивная нагрузка в линиях	тыс. квар·ч	0,000	92,300	92,300
5	Количество абонентов	аб.	0	25	25
6	Количество узлов в линии	узлы	25	25	50
7	Количество воздушных участков	штук	0	0	0
8	Количество кабельных участков	штук	25	25	50
9	Объем контурности участков	м	1900	500	1500
10	Длина воздушных участков линии	м	0	0	0
11	Длина кабельных участков линии	м	1000	500	1500
12	Суммарная длина участков линии	Ом	0,465	0,009	0,474
13	Наименование соответствующей линии	тыс. кВт·ч/км	60,554	2,412	62,967
14	Отношение натуральной потери в линии к суммарной длине линии	%	17,52	0,25	17,77
15	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть				

Расчет выполнен программным комплексом РТП 3

Потери электроэнергии

АО "Учашинские электрические сети"

г. Учалы

ПС Соснов

0,001

1

ТМ-400

3-001 после реконструкции

0,300

2020 г.

Электрические сети

Район электрических сетей

Центр питания

Назначение фидера

Трансформаторная подстанция

Тип трансформатора, кВ·А

Наименование линии

Номинальное напряжение линии, кВ

Расчетный период

Наименование фидера	Факт А	Факт В	Факт С
Напряжение в центре подстанции, В	230	230	230
Измеренный ток I _ф , А	120,000	120,000	120,000
Коэффициент мощности нагрузки потребителей участка, о.е.	0,950	0,950	0,950

344,531

113,243

8784

0,499

0,332

4380

1,000

0,715

0,702

16,82

20

1,000

0,050

0,000

1,000

Отпуск активной электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч

Отпуск реактивной электроэнергии в сеть, тыс. квар·ч

Расчетный период, часов

Коэффициент загрузки графика, о.е.

Относительное число часов наибольшей загрузки, о.е.

Время использования максимальной нагрузки, ч.

Коэффициент девиационных потерь, о.е.

Коэффициент сква отп. потерь мощности в отв. потерь напряжения, о.е.

Коэффициент разветвления, о.е.

Максимальные относительные потери напряжения, %

Температура, °С

Длина магистралей, км

Длина деуфазных и трехфазных ответвлений, км

Длина однофазных ответвлений, км

Эквивалентная длина линий, км

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	из баланса	из баланса	из баланса	исход.
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	27,219	1,101	28,410	
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	3,354	0,217	3,571	
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	316,121	316,121	
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	109,671	109,671	
5	Количество абонентов	аб.	0	25	25	
6	Количество узлов в линии	узлов			51	
7	Количество км магистралей	км	25	25	50	
8	Количество км ответвлений	км	0	0	0	
9	Общее количество участков	штук	25	25	50	
10	Длина км участков	м	1000	500	1500	
11	Длина км ответвлений	м	0	0	0	
12	Суммарная длина участков	м	1000	500	1500	
13	Длина км ответвлений	км	0,210	0,009	0,219	
14	Отношение нагрузки потерь в линии к суммарной длине линий	тыс. кВт·ч/км	27,219	2,383	29,601	
15	Отношение суммарных потерь в отпуску электроэнергии в сеть	%	7,90	0,33	8,23	

Расчет выполнен программным комплексом РТТ 3

Расчет экономического эффекта по реконструкции ВЛ-0,4кВ на 2026 год

2026 год: реконструкция ВЛ-0,4 кВ - 13,040 км; сметная стоимость проекта 9 700 т.рублей (без НДС)

Годы	Отключений в часах	На 1 час недоотпуск эл.энергии квт.ч.	Итого недоотпу ск по объекту квт. ч	Средняя стоимост ь 1 квт руб.	Недополучен ие денежных средств из за частых аварий, плохого качества эл.энергии, поставляемой потребителям , руб.	Недополучен ие денежных средств из за частых аварий, плохого качества эл.энергии, поставляемой потребителям , (км, руб.)
2020 (факт)	6,68	368,65	2,46	2,57431	6,34	82666,42
2023 (прогноз)	3,1	169,58	0,53	2,7955	1,48	19286,93
		тыс. квт*ч	%	Стоимост ь 1 квт , руб	Оплата потерь в год, руб	
						Реконструкц ия линий (км)
Потери до реконструкции на 1 км ВЛ		61,74	17,87	2,57431	158937,9 0	2072550,21 13,04
Потери после реконструкц ии на 1 км ВЛ		28,41	8,25	2,7955	79419,59	1035631,41 13,04
Годы	До реконструкц ии	После реконструкц ии	Результат	Сметная стоимость - 9 700 т.руб.		
2020 - 2026 гг	2155216,63	1054918,35	1100298, 28			

Годовой экономический эффект $9\,700 / 1100,3 = 8,8$ лет

Срок окупаемости проекта - 8,8 лет

Проект является экономическим выгодным , т.к. срок амортизации ВЛ составляет 15 лет (VI группа).

АО "Учашинские электросетевые системы"

г. Учалы

НС Северный

Ф.001

1

ТМ-400

Т-001

0,380

2020 г.

Электросетевая сеть
Район электросетевых сетей
Центр питания
Наименование фидера
Трансформаторная подстанция
Тип трансформатора, кВт·А
Наименование линии
Номинальное напряжение линии, кВ
Всего в сети

Наименование фидера	Фидер А	Фидер В	Фидер С
Напряжение в фидере номинальное, В	230	230	230
Потребляемый ток фидера, А	128,000	128,000	128,000
Коэффициент мощности по фидеру до момента учета, д.с.	0,950	0,950	0,950

Отношение активной электроэнергии в сети, тыс. кВт·ч
Отношение реактивной электроэнергии в сети, тыс. квар·ч
Расчетный период, час
Коэффициент выравнивания графика, д.с.
Отношение чистой части номинальных потерь, д.с.
Время использования номинального потерь, ч.
Коэффициент амортизации потерь, д.с.
Коэффициент связи от потерь номинальной и от потерь номинальной, д.с.
Коэффициент разветвления, д.с.
Максимальное относительное значение потерь напряжения, %
Температура, °С

Длина магистральной, км
Длина распределительных и трансформаторных сетей, км
Длина кабельных сетей, км
Средняя длина линии, км

№ п/п	Параметры	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	всего
1	Потери активной электроэнергии в линии	тыс. кВт·ч	40,534	1,506	61,740
2	Потери реактивной электроэнергии в линии	тыс. квар·ч	21,013	0,219	21,232
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	281,715	281,715
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	91,300	91,300
5	Коэффициент обескура	д.с.	0	2,5	2,5
6	Коэффициент связи в линии	д.с.	2,5	2,5	5,0
7	Количество кабельных участков	штук	0	0	0
8	Количество кабельных участков	штук	2,5	2,5	5,0
9	Объем потерь в линии	м	1000	500	1500
10	Длина по балансу участков линии	м	1000	500	1500
11	Длина кабельных участков линии	м	0,463	0,009	0,472
12	Средняя длина участка линии	км	60,534	2,412	62,947
13	Средняя длина участка линии	км	17,52	0,35	17,87
14	Отношение потерь в линии к суммарной длине линии	%	17,52	0,35	17,87
15	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%	17,52	0,35	17,87

Расчет выполнен программой комплекса РТТЗ

АО "Учалинские электросетевые сети"

с. Учалы

ПС Сетев

Ф.001

1

ТМ-108

3-001 несл. реконструкция

0,350

2020 г.

Застрахованные сети
Район электросетевых сетей
Центр питания
Наименование филиала
Трансформаторная подстанция
Тип трансформатора, кВт-А
Наименование линии
Номинальное напряжение линии, кВ
Расчетный период

Потери энергии фидера			
Напряжение в фидере, В	Фазы А	Фазы В	Фазы С
Нагрузка в фидере, В	210	210	210
Нагрузка в фидере, В	120,000	120,000	120,000
Коэффициент мощности нагрузки фидера, о.е.	0,950	0,950	0,950

Односторонний электроснабжения в сеть, тыс. кВт-ч
Односторонний электроснабжения в сеть, тыс. кВт-ч
Расчетный период, число
Коэффициент загрузки фидера, о.е.
Относительное число часов избыточной нагрузки, о.е.
Время восстановления электроснабжения, ч.
Коэффициент дополнительного потерь, о.е.
Коэффициент связи от потерь мощности в сети, потерь напряжения, о.е.
Коэффициент загрузки фидера, о.е.
Максимальное относительное напряжение, %
Температура, °С

Длина фидера, км
Длина фидера в трансформаторной, км
Длина фидера в трансформаторной, км
Длина фидера в трансформаторной, км

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	из баланса	из баланса	итого
1	Потери активной энергии в линиях	тыс. кВт-ч	27,219	1,191	28,410
2	Потери реактивной энергии в линиях	тыс. квар-ч	3,354	0,217	3,571
3	Расчетная нагрузка в узлах	тыс. кВт-ч	0,000	316,121	316,121
4	Расчетная нагрузка в узлах	тыс. квар-ч	0,000	109,671	109,671
5	Количество узлов	шт.	0	25	25
6	Количество узлов в линии	шт.			31
7	Количество вольтных устройств	шт.	25	25	50
8	Количество вольтных устройств	шт.	0	0	0
9	Односторонний электроснабжения	шт.	25	25	50
10	Длина вольтных устройств	м	1000	500	1500
11	Длина вольтных устройств	м	0	0	0
12	Средняя длина вольтных устройств	м	1000	500	1500
13	Средняя длина вольтных устройств	м	0,210	0,000	0,210
14	Односторонний электроснабжения	тыс. кВт-ч	27,219	3,353	30,572
15	Односторонний электроснабжения	%	7,90	0,35	8,25

Расчет выполнен программой КОМПАС-ЭЛЕКТРО

1.2 Реконструкция кабельных линий электропередач 6 кВ протяженностью 30,51 км, что приведет к:

- снижению эксплуатационных затрат за счет уменьшения объемов аварийно-восстановительных работ;
- повышению эксплуатационной надежности и обеспечению бесперебойного электроснабжения потребителей.

Расчет экономического эффекта по реконструкции КЛ-6 кВ на 2022 год

2022 год: реконструкция КЛ-6 кВ км; сметная стоимость проекта 15 113 т.рублей (без НДС)

Годы	Отключений в часах	На 1 час недоотпуск эл.энергии квт.ч.	Итого недоотпуск к по объекту квт. ч	Средняя стоимость 1 квт руб.	Недополучен ие денежных средств из за частых аварий, плохого качества эл.энергии, поставляемой потребителям , руб.	Недополучен ие денежных средств из за частых аварий, плохого качества эл.энергии, поставляемой потребителям , (км, руб.)
2020 (факт)	0,26	21,83	5,68	2,57431	14,61	91,32
2022 (прогноз)	0,11	11,61	1,28	2,6547	3,39	21,19
		тыс. квт*ч	%	Стоимость 1 квт , руб	Оплата потерь в год, руб	
						Реконструкция (км)
Потери до реконструкции на 1 км ВЛ		0,125	1,92	2,57431	3861,47	24134,16
Потери после реконструкции на 1 км ВЛ		0,049	1,81	2,6547	1560,98	9756,10
Годы	До реконструкции	После реконструкции	Результат	сметная стоимость - 867 000 руб.		
2020 - 2022 гг	24148,77	9759,49	14389,28			

Годовой экономический эффект: $867\,000 / 90\,315,87 = 9,6$ года

Срок окупаемости проекта - 9,6 года

Проект является экономическим выгодным, т.к. срок амортизации ВЛ составляет 15 лет (VI группа).

1.3 Замена масляных выключателей 6 кВ на вакуумные с микропроцессорной РЗА в количестве 14 штук. Данное мероприятие позволит:

- обеспечить надежную коммутацию цепей;
- исключить ложные срабатывания, отказы, присущие устаревшим масляным выключателям;
- сократить время оперативных переключений, обеспечить безопасность эксплуатирующего персонала;

- после интеграции в АСДУЭ дистанционно управлять коммутационным аппаратом и вести мониторинг параметров электрической энергии.

№	Объект	2022 год		2023 год		2024 год		2025 год		2026 год	
		Стоимость проекта (млн. руб.)	Количество ячеек (шт.)	Стоимость проекта (млн. руб.)	Количество ячеек (шт.)	Стоимость проекта (млн. руб.)	Количество ячеек (шт.)	Стоимость проекта (млн. руб.)	Количество ячеек (шт.)	Стоимость проекта (млн. руб.)	Количество ячеек (шт.)
1	Замена в РП-1 масляных выключателей на вакуумные	2,292	3	2,292	3	2,292	3	2,292	3	1,563	2

Расчет экономического эффекта по замене масляных выключателей на вакуумные в РП-1 на 2022-2026 годы

2022 год: ячейки 3, 4, 12; сметная стоимость 2 292,1 т.рублей (без НДС)

2023 год: ячейки 8, 10, 11; сметная стоимость 2 292,1 т.рублей (без НДС)

2024 год: ячейки 7, 9, 11; сметная стоимость 2 292,1 т.рублей (без НДС)

2025 год: ячейки 13, 15, 17; сметная стоимость 2 292,1 т.рублей (без НДС)

2026 год: ячейки 16, 18 сметная стоимость 1 563,1 т.рублей (без НДС)

№ п/п	Показатели	Масляные выключатели		Вакуумные выключатели (3 ячейки)	
		Формула	Расчет	Формула	Расчет
1.	Капитальные вложения (руб.)	$ZI = C * Q * N$, где C-цена одного масляного выключателя, N- число выключателей на подстанции	330000,00	$0,02 * n * K(ВК)$, где n- кол-во выключателей, K(ВК) - стоимость выключателя	750000,00

2.	Годовые эксплуатационные затраты (руб.)	$Z = 1 / T_c * K_1 + I_1$, где T_c - нормативный срок службы (в энергетике 25 лет), K_1 - капиталовложения, I_1 - годовые издержки при эксплуатации (расходы на амортизацию 3,5% от кап.вложений+расходы на тех.обслуживание 40% от кап.вложений+прочие расходы 1% от кап.вложений)	160050,00	$1 / T_c * K_2 + I_2$, где T_c - нормативный срок службы (в энергетике 25 лет), K_2 - капиталовложения, I_2 - годовые издержки при эксплуатации (расходы на амортизацию 3,5% от кап.вложений+расходы на тех.обслуживание 15% от кап.вложений+прочие расходы 1% от кап.вложений)	176250,00
3.	Годовой экономический эффект (руб.)	$\Delta = 1 / T_c * (K_2 - K_1) + (I_2 - I_1)$	17400,00		
4.	Годовой экономический эффект с учетом инфляции (руб.)	$\Delta_i = \Delta * (K_i * 25 - 1) / 25 * (K_i - 1)$, где K_i - коэффициент инфляции	128760,00		
5.	Срок окупаемости (лет)	$T_{ок} = K_1 / \Delta_i$	5,8		

Срок окупаемости проекта - 5,8 лет

Проект является экономически выгодным, так как срок службы вакуумных выключателей составляет 20 лет.

№ п/п	Показатели	Масляные выключатели		Вакуумные выключатели (2 ячейки)	
		Формула	Расчет	Формула	Расчет
1.	Капитальные вложения (руб.)	$Z_1 = C * Q * N$, где C - цена одного масляного выключателя, N - число выключателей на подстанции	220000,00	$0,02 * n * K(ВК)$, где n - кол-во выключателей, $K(ВК)$ - стоимость выключателя	500000,00

2.	Годовые эксплуатационные затраты (руб.)	$Z=1 / T_c * K_1 + I_1$, где T_c - нормативный срок службы (в энергетике 25 лет), K_1 - капиталовложения, I_1 - годовые издержки при эксплуатации (расходы на амортизацию 3,5% от кап.вложений+расходы на тех.обслуживание 40% от кап.вложений+прочие расходы 1% от кап.вложений)	106700,00	$1 / T_c * K_2 + I_2$, где T_c - нормативный срок службы (в энергетике 25 лет), K_2 - капиталовложения, I_2 - годовые издержки при эксплуатации (расходы на амортизацию 3,5% от кап.вложений+расходы на тех.обслуживание 15% от кап.вложений+прочие расходы 1% от кап.вложений)	117500,00
3.	Годовой экономический эффект (руб.)	$\Delta = 1/T_c * (K_2 - K_1) + (I_2 - I_1)$	10432,00		
4.	Годовой экономический эффект с учетом инфляции (руб.)	$\Delta_{ин} = \Delta * (K_{ин} * 25 - 1) / 25 * (K_{ин} - 1)$, где $K_{ин}$ - коэффициент инфляции	77196,80		
5.	Срок окупаемости (лет)	$T_{ок} = K_1 / \Delta_{ин}$	6,5		

Срок окупаемости проекта - 6,5 лет

Проект является экономически выгодным, так как срок службы вакуумных выключателей составляет 20 лет.

1.4 Замена морально и физически устаревших, выработавших нормативные сроки эксплуатации, силовых трансформаторов в ТП и РП в количестве 40 штук. Замена силовых трансформаторов позволит:

- минимизировать отказы в работе и преждевременный выход из строя, тем самым сократить недоотпуск электроэнергии потребителям;
- повысить надежность электроснабжения потребителей, особенно социально-значимых объектов;
- обеспечить оптимальную загрузку трансформаторов;
- повысить пожаро- и взрывобезопасность;
- сократить потери холостого хода трансформаторов в связи с применением современных материалов и технологий при изготовлении новых трансформаторов;
- обеспечить требуемые параметры качества напряжения согласно ГОСТ 32144-2013.

№	Объект	2022 год		2023 год		2024 год		2025 год		2026 год	
		Стоим ость проек та (млн. руб.)	Колич ество ТП и РП (шт.)	Стоим ость проек та (млн. руб.)	Колич ество ТП и РП (шт.)	Стоим ость проек та (млн. руб.)	Колич ество ТП и РП (шт.)	Стоим ость проек та (млн. руб.)	Колич ество ТП и РП (шт.)	Стоим ость проек та (млн. руб.)	Колич ество ТП и РП (шт.)
1	Замена трансформаторов в ТП и РП	3,722	13	3,197	6	2,361	2	3,280	9	3,264	10

N п/п	Тип трансформатора	№ Р/В, категория	Год ввода в эксплуатацию	Время лет в эксплуатации	ΔP_{Σ} (по справочн.), кВт/ч	ΔP_{Σ} (с учетом срока службы), кВт/ч	ΔP_{Σ} по факт. данным, кВт/ч	$\Delta \Sigma_{\text{ат}}$ Потери электроэнергии с учетом коэфф.	$\Delta \Sigma_{\text{ат}}$ Потери электроэнергии трансформатора	Расход кВт/ч (в т)
1	ТМ-100	96	1962	59	0,29	0,36	1,98	8419,628	8577,008	2842,62
2	ТМ-100	203	1964	57	0,29	0,36	1,98	8419,628	8577,008	2842,62
3	ТМ-100	12	1970	51	0,29	0,36	1,98	8419,628	8577,008	2842,62
4	ТМ-100	230	1970	21	0,29	0,29	1,98	8784,528	8577,008	2277,52
5	ТСМ-180	РП-1	1967	54	0,41	0,51	2,65	12846,54	7628,208	5218,332
6	ТСМ-180	309	1969	41	0,41	0,51	2,65	12846,54	7628,208	5218,332
7	ТСМА-160	105	1972	49	0,41	0,51	2,65	12846,54	7628,208	5218,332
8	ТМ-160	106	1974	47	0,41	0,51	2,65	12846,54	7628,208	5218,332
9	ТМ-160	113	1974	47	0,41	0,51	2,65	12846,54	7628,208	5218,332
10	ТМ-180	25	1974	37	0,46	0,58	3,30	14814,16	8098,208	6746,942
11	ГТУ-АВ-250	141	1975	25	0,48	0,48	3,40	14827,04	8241,408	6645,632
12	ГТУ-АВ-250	144	1975	35	0,55	0,69	3,70	17695,82	8834,608	8836,212
13	ТМ-230	25	1974	37	0,55	0,69	3,70	17695,82	8834,608	8836,212
14	ТМ-230	2	1961	60	0,55	0,69	3,70	17695,82	8834,608	8836,212
15	ТМ-230	37	1970	51	0,55	0,69	3,70	17695,82	8834,608	8836,212
16	ТМ-230	3	1972	49	0,55	0,69	3,70	17695,82	8834,608	8836,212
17	ТМ-230	3	1972	49	0,55	0,69	3,70	17695,82	8834,608	8836,212
18	ТМ-230	4	1972	49	0,55	0,69	3,70	17695,82	8834,608	8836,212
19	ТМ-230	31	1973	48	0,55	0,69	3,70	17695,82	8834,608	8836,212
20	ТМ-230	50	1973	48	0,55	0,69	3,70	17695,82	8834,608	8836,212
21	ТМ-230	23	1975	46	0,55	0,69	3,70	17695,82	8834,608	8836,212
22	ТМ-230	42	1975	46	0,55	0,69	3,70	17695,82	8834,608	8836,212
23	ТМ-230	52	1977	44	0,55	0,69	3,70	17695,82	8834,608	8836,212
24	ТМ-230	40	1978	43	0,55	0,69	3,70	17695,82	8834,608	8836,212
25	ТМ-230	54	1978	43	0,55	0,69	3,70	17695,82	8834,608	8836,212
26	ТМ-230	54	1978	43	0,55	0,69	3,70	17695,82	8834,608	8836,212
27	ТМ-230	110	1979	42	0,55	0,69	3,70	17695,82	8834,608	8836,212
28	ТМ-230	110	1979	42	0,55	0,69	3,70	17695,82	8834,608	8836,212
29	ТМ-230	141	1979	25	0,55	0,55	3,70	16496,32	8834,608	7631,712
30	ТМ-230	251	1979	16	0,55	0,59	3,70	17695,82	8834,608	8836,212
31	ГТУ-АВ-315	24	1967	54	0,73	0,91	4,10	20923,76	10431,408	10491,852
32	ТСМ-320	РП-1	1967	54	0,73	0,91	4,60	22500,06	10431,408	12068,652
33	ТСМА-320	14	1969	52	0,73	0,91	4,60	22500,06	10431,408	12068,652
34	ТМ-320	4	1972	49	0,73	0,91	4,60	22500,06	10431,408	12068,652
35	ТМ-320	18	1971	50	0,73	0,91	4,60	22500,06	10431,408	12068,652
36	ТМ-400	14	1969	52	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
37	ТМ-400	19	1979	42	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
38	ТМ-400	34	1973	48	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
39	ТМ-400	32	1975	46	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
40	ТМ-400	20	1976	45	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
41	ТМ-400	52	1977	44	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
42	ТМ-400	36	1978	43	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
43	ТМ-400	36	1978	43	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
44	ТМ-400	19	1979	42	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
45	ТМ-400	271	1982	39	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
46	ТМ-400	271	1982	39	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
47	ТМ-630	130	1983	36	1,1	1,38	7,40	36712,36	13672,408	23339,752
48	ТМ-630	130	1983	36	1,1	1,38	7,40	36712,36	13672,408	23339,752
Итого								929651,91		
Итого									432877,44	
Итого										446773,93

$$\Delta \Sigma_{\text{ат}} = \Delta P_{\Sigma} \cdot T_{\text{н}} + \kappa_3^2 \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot T_{\text{раб}}$$

$\Delta \Sigma_{\text{ат}}$ -потери электроэнергии в трансформаторе

где $\kappa_3 = S_{\text{ф}}/S_{\text{т.ном.}}$ – коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{\text{ф}}$ – фактическая нагрузка трансформатора;

$S_{\text{т.ном.}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$T_{\text{н}}$ – годовое число часов работы трансформатора, 8760 ч;

$T_{\text{раб}}$ – число часов работы трансформатора с номинальной нагрузкой

1.5 Дальнейшее развитие АИИС КУЭ, при котором будет установлено 2818 приборов учета (ПУ) с интеллектуальными электросчетчиками (однофазных и трехфазных) у потребителей, 214 ПУ в ТП и РП на вводах силовых трансформаторов, 183 устройства сбора и передачи данных (УСПД), строительство 7 км волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) каждый год. Это позволит автоматизировать следующие основные процессы:

- учет коммерческой электроэнергии;
- выполнение измерений параметров отпускаемой в сеть электроэнергии;
- сбор и консолидация результатов измерений с последующим анализом;
- контроль нагрузки (мощности);
- хранение данных об измерениях в специализированной базе;
- передачу данных об измерениях в консолидированную базу данных;
- синхронизацию времени в Системе;
- возможность дистанционного ручного и автоматического ограничения допустимой мощности (нагрузки) или полного отключения электроснабжения.

Расчет экономического эффекта от внедрения системы АСКУЭ на 2022-2026 годы

2022-2026 годы: однофазные и трехфазные счетчики - 2 818 шт., центры питания - 214 шт., УСПД - 183 шт., строительство ВОЛС - 7 км в год, сметная стоимость проекта - 90 965 т.рублей.

№ п/п	Год внедрения от мероприятий		Участки от внедрения АСКУЭ	Потери (тыс.кВт.ч.)	Потери (%)	Стоимость 1 кВт.ч	Оплата потерь, (т.руб.)
	2021 год	Потери до установки АСКУЭ	г.Учалы, с.Учалы	15 560,55	16,29	2,61549	40698,47
		Потери после установки АСКУЭ		15 500,55	16,27	2,61549	40541,54
	2022 год	Потери до установки АСКУЭ		15609,77	16,33	2,65472	41439,61
		Потери после установки АСКУЭ		15284,77	15,99	2,65472	40576,82
	2023 год	Потери до установки АСКУЭ		15682,79	16,39	2,68923	42174,70
		Потери после установки АСКУЭ		15204,37	15,89	2,68923	40888,10
	2024 год	Потери до установки АСКУЭ		15736,79	16,43	2,72419	42870,06

		Потери после установки АСКУЭ		15085,48	15,75	2,72419	41095,76
	2025 год	Потери до установки АСКУЭ		15838,81	16,52	2,75961	43708,92
		Потери после установки АСКУЭ		15052,63	15,70	2,75961	41539,35
	2026 год	Потери до установки АСКУЭ		15998,61	16,67	2,79548	44723,85
		Потери после установки АСКУЭ		14971,71	15,60	2,79548	41853,15
2.		До установки	После установки	Результат			
	2021 год	40698,47	40541,54	156,93			
	2022 год	41439,61	40576,82	862,80			
	2023 год	42174,70	40888,10	1286,60			
	2024 год	42870,06	41095,76	1774,29			
	2025 год	43708,92	41539,35	2169,57			
	2026 год	44723,85	41853,15	2870,70			
				9120,89			
3.		Годовой экономический эффект		10,0			

Срок окупаемости проекта - 10,0 лет

Проект является экономически выгодным, так как срок службы счетчиков составляет 16 лет.

- 1.6 Строительство линий электроснабжения 10 кВ от ПС-2 «Иремель» на мкрн. «Юго-Восточный» г. Учалы протяженностью 7 км. Данное строительство позволит:
- обеспечить техническую возможность осуществления технологического присоединения объектов перспективного мкрн. «Юго-Восточный»;
 - создать техническую возможность для перевода электроснабжения мкрн. «Аэропорт» г. Учалы с напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ (на данное время этот мкрн. подключен по временной схеме от ЛЭП-6 кВ Ф.3-32 от ПС-3 «Районная»);
 - создать техническую возможность для перевода сетей электроснабжения г. Учалы-2 с напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ. Необходимость перевода обусловлена большой протяженностью ЛЭП-6 кВ Ф.4-13 от ПС-4 «ГПП» и Ф.3-32 от ПС-3 «Районная», у которых недостаточная пропускная способность при недостаточном сечении проводов и кабелей;
 - снизить технические потери в сетях 10 кВ;
 - освободить мощности на ПС-3 и ПС-4.

1.7 Приобретение программных и технических средств автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ). Реализация данного мероприятия позволит решить следующие основные задачи:

- телеуправление объектами электросетевого хозяйства и телеизмерения в них;
- повышение эффективности оперативно-диспетчерского управления и эффективности принятия решений при нештатных и аварийных ситуациях;
- постоянный мониторинг режимов работы объектов электросетевого хозяйства, архивирование и хранение информации.

2. Теплозащита стен за отопительными приборами с установкой теплоотражающих экранов за радиаторами отопления в отапливаемых зданиях

Теплозащита наружной стены за отопительным прибором. Температура внутренней поверхности стены за прибором значительно выше, чем в остальной части, что является причиной увеличения теплопотерь. Для снижения теплопотерь необходимо теплоизолировать за приборные участки наружной стены материалами с низким коэффициентом теплопроводности (около 0,05 Вт/мС). Энергосбережение достигается за счет сокращения потребности в теплоте для отопления помещений. Стоимость мероприятий по теплозащите ориентировочно составляет 10 000 руб.

Расчет энергетической эффективности:

1. Годовой расход тепла на отопление составляет (по данным за 2020 г.):

$$Q^t = 285 \text{ Гкал / год.}$$

2. Применение теплозащит наружной стены за отопительным прибором обеспечивает энергосбережение в пределах от 1 до 3 %.
3. Годовая экономия тепловой энергии составит:

$$Q^t = 285 \times 0,01 = 2,85 \text{ Гкал / год.}$$

В денежном выражении это составит:

$$2,85 \times 1934,6 = 5513,6 \text{ руб/год,}$$

где 1934,6 руб. - стоимость 1 Гкал тепловой энергии на II полугодие 2021г. в г. Учалы, поставляемой ОАО «Учалинские тепловые сети».

$$\text{Срок окупаемости: } 10\,000 / 5513,6 = 1,8 \text{ год.}$$

3 Замена ламп накаливания на светодиодные.

Расчеты имеющихся светильников, а также необходимое количество светодиодных светильников и ламп приведены в следующих таблицах:

Таблица 1

Расчет количества светильников по АБК АО «УЭС» по состоянию на 14.05.2020 г.

№ п/п	Кабинет (помещение)	Тип светильника, мощность (Вт), и количество (шт)								Примечание
		ЛВО 4x18 «Арм-стронг»/суммарная мощность	Светодиодный «Армстронг» 1x36/суммарная мощность	ЛПО 2x40/суммарная мощность	НСП с лампой накаливания / суммарная мощность	НСП с энергосберегающей лампой 1x20/суммарная мощность	НСП со светодиодной лампой 1x10/суммарная мощность	Прожектор светодиодный 1x50/суммарная мощность	Точечный светодиодный /суммарная мощность	
1	Директор	2/144	2/72							
2	Приемная	2/144								
3	Главный инженер		2/72							
4	Отдел снабжения	1/72							4x20/80	
5	ПТО									
6	Коридор 2-й этаж									
7	ПЭО			7/560					4x20/80	Требуется увеличить освещенность – замена на «Арм-стронг» 1x36
8	ОТ	2/144								
9	Начальник ПТО	2/144								
10	Начальник ОТП	2/144								
11	Бухгалтерия	4/288								
12	Главный бухгалтер	2/144								

13	Актовый зал						4x4x10/160					4-х роковые люстры -- замена на «Арм- стронг» 1x45 (4 шт.)
	Комната приема пищи	1/72										
14	ОК, юрист	2/144										
15	Коридор 1-й этаж					6/480						
16	Туалет мужской					1x60/60						Требуется установка еще одного точечного светильни- ка
17	Туалет женский									4x10/40		
18	Тамбур входа									2x10/20		
19	АБО	3/216	1/36									
20	ОДО											
	Начальник		1/36									
	Монтерская	2/144										
	Диспетчерская					4/320						Требуется установка светильни- ка «Арм- стронг» 1x36
	Тамбур ОДО											
21	Техник ОГПП	2/144										
22	УПЭЭ		4/144									
23	Серверная		2/72									
24	Начальник УПЭЭ	2/144										
25	ИЗПИ									3x36/108		Линейные светодиод

										-выс светильни- ки
26	ЭТЛ	1/72	1/36							
27	Коридор пристроя 1-й этаж			10 /800						Замена на линейные светильники
28	Участок ТП и РП		2/72	2/160						
29	Токарь		2/72	4/320					3x10/30	
30	Туалет, душ Раздевалка		4/144							
31	Сварочный пост			2/160			6/60			Замена на точечные светильники
32	Коридор пристроя 2-й этаж				7/140					
33	Участок ВЛ			2/160						
34	Специалист АСКУЭ		2/72							
35	Комната приема пищи			2/160						
36	Стенд для механических испытаний				1х150/150					Подвесной светильник – замена на 2 линейных светильников
37	Шукуатур-маляр				1х95/95					

	Тамбур									Требуется установка светильников (итого надо 2 точечных светильников -ка)
38	Кладовщик		2/72							
39	Склад металла				6/120	3х40/120 (без плафона)				
40	Вещевой склад			6х60/360		4х40/160 (без плафона)				
41	Новое помещение участка ВЛ		6/216							
42	Начальник участка механизации	2/144								
	Раздевалка			2/160			1/30			Требуется установка 5-ти точечных светильников в подсобных помещениях + замена существующих светильников на 3 линейных светильника -ка
43	Гараж: Бокс №1			4/320			7/70	1/30		

2	проекто- ра – нерабочие – на замену		6/300								9923 Вт- суммар- ная мощ- ность всех светоточек
Боксы №2-5											
	Бокс №6	8/240									
	Боксы №7-8	8/240									
	Боксы №9-11	7/210									
Итого, шт/Вт:	32/2304	31/1116	45/3600	665	13/260	570	25/750	6/300	358		

* Красным цветом выделены светильники, подлежащие замене;

** ЛПО, ЛВО – светильники с ртутными люминесцентными лампами;

*** НСП – светильники подвесные с плафоном под лампы с цоколем E27.

Таблица 2

Расчет требуемого количества светодиодных светильников

Общее количество светоточек до замены светильников, шт	204		
Суммарная мощность всех светоточек до замены светильников, Вт	9923		
Суммарная мощность светоточек, подлежащих замене, Вт	6829		
Ориентировочно требуемое количество светодиодных светильников по видам:	Штук	Суммарная мощность, Вт	Место установки
«Армстронг» (36 Вт)	66	2376	
«Армстронг» (45 Вт)	4	180	Актовый зал
Точечный (20 Вт)	16	320	
Прожектор (50 Вт)	2	100	Боксы №2-5 гаража
Линейный (36 Вт)	19	684	

Лампы светодиодные (16 Вт)	12	192	
Суммарная мощность вновь устанавливаемых светильников, Вт		3852	
Общее количество светоточек после замены светильников, шт		213	
Суммарная мощность всех светоточек после замены светильников, Вт		6946	
Уменьшение суммарной мощности светоточек после замены светильников, %		30	

Выводы

1. Замена светильников с лампами накаливания, ртутьсодержащими лампами на светодиодные светильники даст следующие преимущества:

- снижение потребления электроэнергии на цели освещения;
 - снижение затрат на замену, ремонт, эксплуатацию за счет большого срока службы светильников;
 - исключение затрат на утилизацию ртутьсодержащих ламп;
 - улучшение освещенности рабочих мест в помещениях;
 - улучшение эстетического вида помещений после замены морально и физически устаревших типов светильников.
2. Ориентировочная стоимость необходимого количества светильников в текущих ценах составляет около 75000 руб.

Замена ламп накаливания, ртутьсодержащих ламп на светодиодные в АБК АО «УЭС» в 2020 г. полностью завершена.

4. Установка приборов учета электроэнергии на границе балансовой принадлежности

Установка приборов учета на границе балансовой принадлежности позволит решить проблему коммерческих потерь электроэнергии в случаях несанкционированного отбора мощности (хищения электроэнергии). Данное мероприятие выполняется в ходе реализации проекта дальнейшего развития АИИС КУЭ.

5. Организационные мероприятия (проведение энергетических обследований, обучение персонала на курсах энергосбережения и повышения энергоэффективности).

В период 2022-2026 гг. планируется обучение персонала на курсах энергосбережения и повышения энергоэффективности.

В соответствии со статьей 16 Федерального закона от 23.11.2009г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении» АО «УЭС», как организация, осуществляющая регулируемый вид деятельности, обязано провести энергоаудит в 2022 году с привлечением соответствующего энергоаудитора, имеющего допуск СРО на проведение обязательного энергетического обследования.

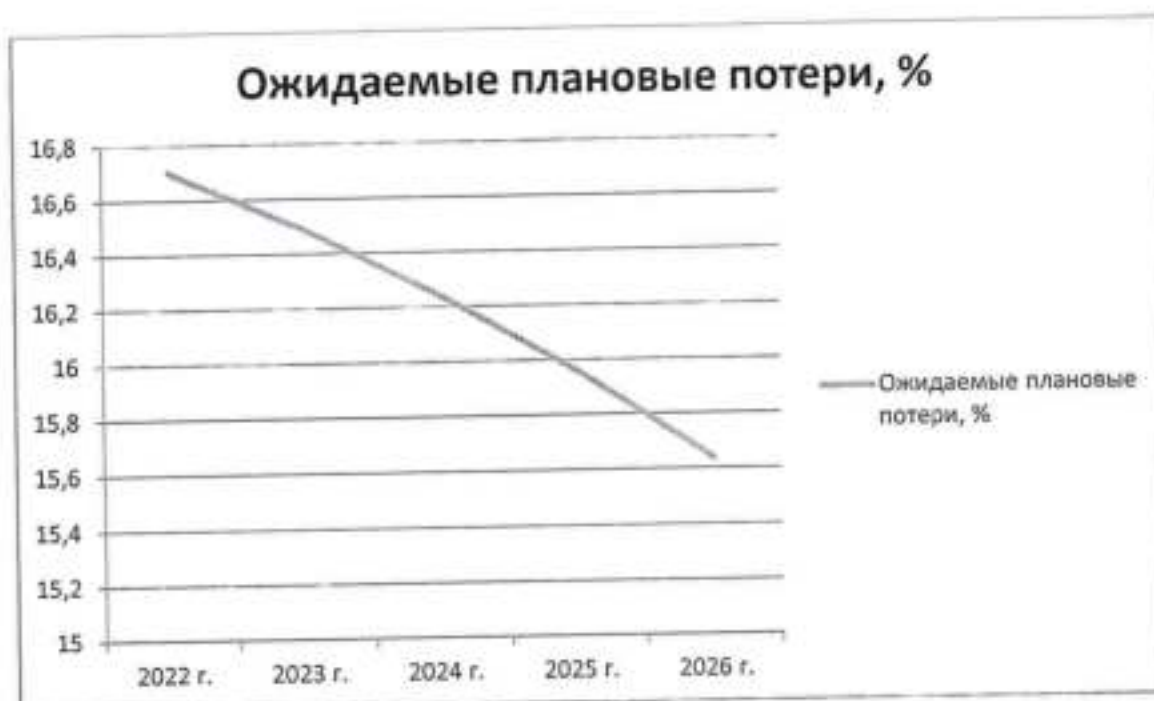
Заключение

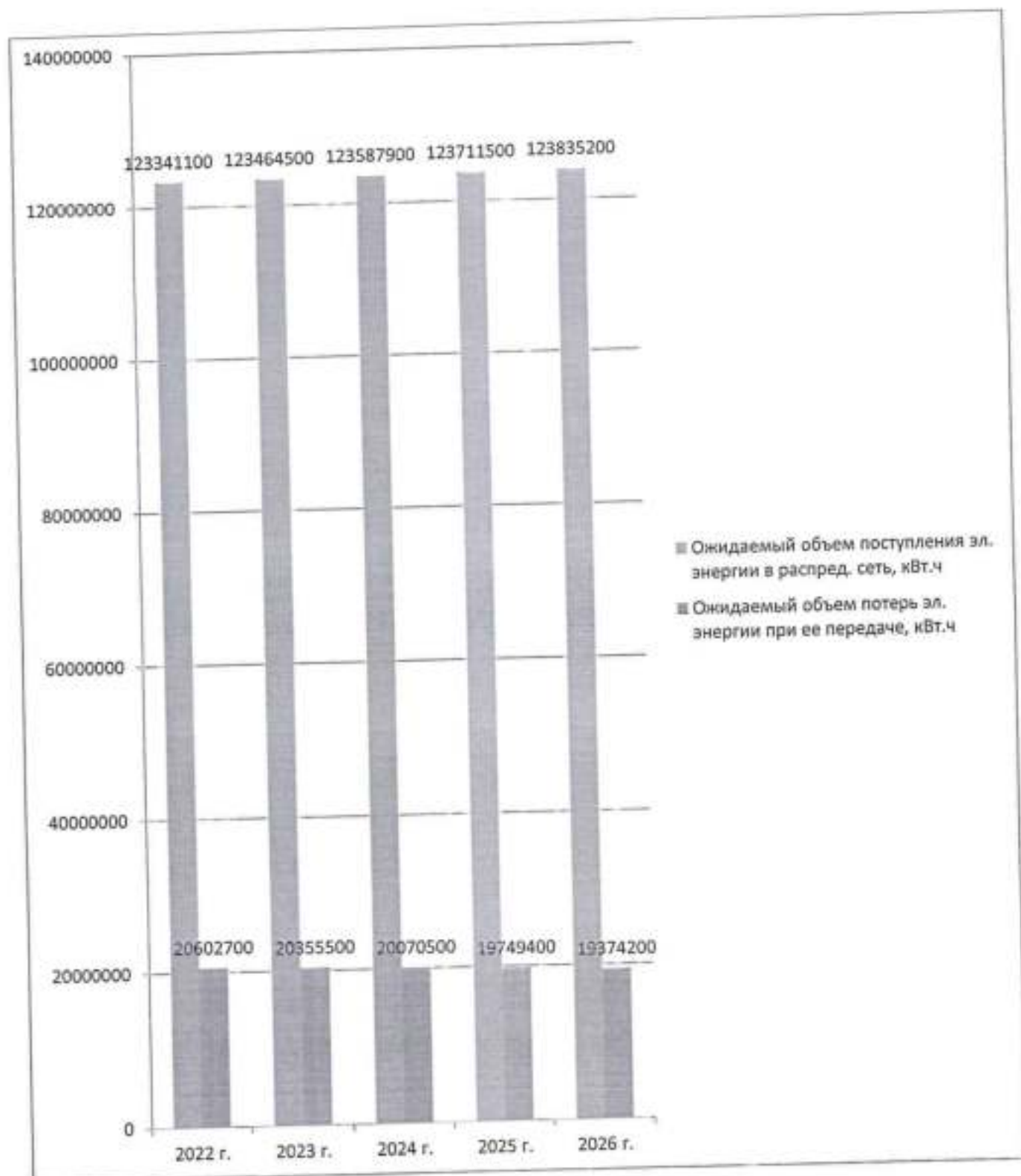
По итогам реализации Программы по энергосбережению и повышения энергетической эффективности АО «Учалинские электрические сети» на следующий период регулирования 2022-2026 гг. прогнозируется достижение следующих основных результатов:

- обеспечения надежной и бесперебойной работы системы энергоснабжения организации;
- завершение установки приборов учета расхода энергетических ресурсов;
- снижение потребления энергетических ресурсов, предназначенных для освещения и отопления зданий;
- использование энергосберегающих технологий, а также оборудования и материалов высокого класса энергетической эффективности;
- стимулирование энергосберегающего поведения работников организации;
- снижение потерь электрической энергии при передаче.

Плановые потери электрической энергии в электросетях при передаче должны составить:

-	2022 год	-	16,7%;
-	2023 год	-	16,49%;
-	2024 год	-	16,24%;
-	2025 год	-	15,96%;
-	2026 год	-	15,64%.





На графике видно, что АО «Учалинские электрические сети» ставит задачи по планомерному снижению потерь. К 2026 году уровень потерь должен достигнуть 15,64%.

Реализация Программы также обеспечит высвобождение дополнительных финансовых средств для реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности за счет полученной экономии в результате снижения затрат.

Начальник ПТО



И.И. Мурсалимов

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер



А.А. Самигуллин

Начальник ПЭО



З. Ф. Гайназарова

ЦЕЛЕВЫЕ И ПРОЧИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

№ п/п	Цели и прочие показатели	Ед. изм.	4	5	6 (базовый год) 2020*	Планируемые целевые показатели по годам**					Алгоритм расчета
						2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1	Снижение технологического расхода электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям										
1.1	Ожидаемый объем поступления электрической энергии в распределительную сеть	кВт.ч	н.д.	н.д.	121901842	123341100	123464500	123587900	123711500	123835200	Принимается по ожидаемому объему поступления электрической энергии в распределительную сеть по каждому году реализации
1.2	Ожидаемый объем потерь электрической энергии при ее передаче	кВт.ч	н.д.	н.д.	207689992	206027000	203555000	200705000	197494000	193742000	Принимается по ожидаемому объему потерь электрической энергии при ее передаче по каждому году реализации программы
1.3	Относительный фактический объем потерь электрической энергии при ее передаче от объема поступления электрической энергии в электрической сети	%	н.д.	н.д.	17,4	16,87	16,64	16,37	16,06	15,72	Определяется расчетным способом по фактическим данным в году, представляющем реализацию мероприятий по энергосбережению и повышению
1.4	Ожидаемый относительный объем потерь электрической энергии при ее передаче от объема поступления электрической энергии в электрической сети	%	н.д.	н.д.	17,04	16,07	16,49	16,24	15,96	15,64	Пункт 1.2 / Пункт 1.1 x 100
1.5	Снижение или превышение ожидаемого относительного объема потерь электрической энергии по отношению к относительно фактическому суммарный технологический эффект	кВт.ч	н.д.	н.д.	438846,63	209679,87	185196,75	160664,27	123711,5	99068,16	Пункт 1.3 - Пункт 1.4 Пункт 1.1 x Пункт 1.5 / 100
1.6	Суммарный экономический эффект	руб.	н.д.	н.д.	1129727,27	556641,34	498036,65	437679,99	341395,49	276943,06	Пункт 1.6 x Тариф за единицу электрической энергии в году, представляющем год реализации программы

Оснащенность зданий, строений, сооружений, находящихся в собственности регулируемой организацией, приборами учета энергоресурсов													
2	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется холодная вода	шт.	на	на	на	на	на	на	на	на	на	на	Принимается на каждый год реализации мероприятий по установке приборов учета
2.1	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется холодная вода	шт.	на	на	на	на	на	на	на	на	на	на	Принимается на каждый год реализации мероприятий по установке приборов учета
2.2	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется холодная вода	шт.	на	на	на	на	на	на	на	на	на	на	Принимается на каждый год реализации мероприятий по установке приборов учета
2.3	Оснащенность зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, приборами учета холодной воды	%	на	на	на	на	на	на	на	на	на	на	Пункт 2.2 / Пункт 2.1 x 100
2.4	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется горячая вода	шт.	на	на	на	на	на	на	на	на	на	на	Принимается на каждый год реализации мероприятий по установке приборов учета
2.5	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется горячая вода	шт.	на	на	на	на	на	на	на	на	на	на	Принимается на каждый год реализации мероприятий по установке приборов учета
2.6	Оснащенность зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, приборами учета горячей воды	%	на	на	на	на	на	на	на	на	на	на	Пункт 2.5 / Пункт 2.4 x 100
2.7	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется природный газ	шт.	на	на	на	на	на	на	на	на	на	на	Принимается на каждый год реализации мероприятий по установке приборов учета
2.8	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется природный газ	шт.	на	на	на	на	на	на	на	на	на	на	Принимается на каждый год реализации мероприятий по установке приборов учета

2.9	Оснащенность зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, приборами учета природного газа	%	нд	нд	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Пункт 2.8 / Пункт 2.7 x 100
2.10	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется тепловая энергия	шт.	нд	нд	3	3	3	3	3	3	3	3	3	Принимается на каждый год реализации мероприятий по установке приборов учета
2.11	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется тепловая энергия	шт.	нд	нд	3	3	3	3	3	3	3	3	3	Принимается на каждый год реализации мероприятий по установке приборов учета
2.12	Оснащенность зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, приборами учета тепловой энергии	%	нд	нд	100	100	100	100	100	100	100	100	100	Пункт 2.11 / Пункт 2.10 x 100
2.13	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется электрическая энергия	шт.	нд	нд	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Принимается на каждый год реализации мероприятий по установке приборов учета
2.14	Общее количество зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, при эксплуатации которых используется электрическая энергия, оснащенных приборами учета	шт.	нд	нд	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Принимается на каждый год реализации мероприятий по установке приборов учета
2.15	Оснащенность зданий, строений, сооружений, имеющих отношение к регулируемому виду деятельности, приборами учета электрической энергии	%	нд	нд	100	100	100	100	100	100	100	100	100	Пункт 2.14 / Пункт 2.13 x 100
3	Соотношение расхода энергоресурсов при эксплуатации зданий, строений, сооружений, находящихся в собственности регулируемой организации и имеющих отношение к регулируемому виду деятельности													

3.1	Общий объем зданий, строений, сооружений, при эксплуатации которых используется холодная вода	м3	н/д	н/д	6147,00	6147,00	6147,00	6147,00	6147,00	6147,00	6147,00	6147,00	6147,00	6147,00	Принимается по наружному обмеру или паспортным данным в году, предшествующем реализации мероприятий по
3.2	Фактический годовой расход холодной воды при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3	н/д	н/д	17105,00	17105,00	17105,00	17105,00	17105,00	17105,00	17105,00	17105,00	17105,00	17105,00	Определяется по фактическим данным в году, предшествующем реализации мероприятий по
3.3	Ожидаемый годовой расход холодной воды при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3	н/д	н/д	17105,00	17105,00	17105,00	17105,00	17105,00	17105,00	17105,00	17105,00	17105,00	17105,00	Определяется по ожидаемым данным на каждый год реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности
3.4	Фактический удельный расход холодной воды при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3/м3	н/д	н/д	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	Пункт 3.2 / Пункт 3.1
3.5	Ожидаемый удельный расход холодной воды при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3/м3	н/д	н/д	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	Пункт 3.3 / Пункт 3.1
3.6	Снижение или превышение ожидаемого удельного расхода холодной воды по отношению к фактическому	м3/м3	н/д	н/д	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Пункт 3.4 - Пункт 3.5
3.7	Суммарный технологический эффект	м3	н/д	н/д	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Пункт 3.6 x Пункт 3.1
3.8	Суммарный экономический эффект	руб.	н/д	н/д	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Пункт 3.7 x Тариф за единицу объема холодной воды в году, предшествующем году реализации программы
3.9	Общий объем зданий, строений, сооружений, при эксплуатации которых используется горячая вода	м3	н/д	н/д	6147,00	6147,00	6147,00	6147,00	6147,00	6147,00	6147,00	6147,00	6147,00	6147,00	Принимается по наружному обмеру или паспортным данным в году, предшествующем реализации мероприятий по

3.10	Фактический годовой расход горячей воды при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3	на	на	73	73	73	73	73	73	73	73	Определяется по фактическим данным в году, предшествующем реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности
3.11	Ожидаемый годовой расход горячей воды при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3	на	на	72	72	72	72	72	72	72	72	Определяется по ожидаемым данным на каждый год реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности
3.12	Фактический удельный расход горячей воды при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3/м2	на	на	0,0119	0,0119	0,0119	0,0119	0,0119	0,0119	0,0119	0,0119	Пункт 3.10 / Пункт 3.9
3.13	Ожидаемый удельный расход горячей воды при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3/м2	на	на	0,0117	0,0117	0,0117	0,0117	0,0117	0,0117	0,0117	0,0117	Пункт 3.11 / Пункт 3.9
3.14	Снижение или повышение ожидаемого удельного расхода горячей воды по отношению к фактическому	м3/м2	на	на	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	Пункт 3.12 - Пункт 3.13
3.15	Суммарный экологический эффект	м3	на	на	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	Пункт 3.14 x Пункт 3.9
3.16	Суммарный экономический эффект	Руб.	на	на	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	Пункт 3.15 x Тариф за единицу объема горячей воды в году, предшествующем году реализации программы
3.17	Общий объем зданий, строений, сооружений, при эксплуатации которых используется природный газ	м3	на	на	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Принимается по наружному обмеру или паспортным данным в году, предшествующем реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности
3.18	Фактический годовой расход природного газа при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3	на	на	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Определяется по фактическим данным в году, предшествующем реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности

3.19	Ожидаемый годовой расход природного газа при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	Определяется по указанным данным на каждый год реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности
3.20	Фактический удельный расход природного газа при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3/м3	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	Пункт 3.18/ Пункт 3.17
3.21	Ожидаемый удельный расход природного газа при эксплуатации зданий, строений и сооружений	м3/м3	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	Пункт 3.19/Пункт 3.17
3.22	Снижение или превышение ожидаемого удельного расхода природного газа по отношению к фактическому	м3/м3	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	Пункт 3.20 - Пункт 3.21
3.23	Суммарный технологический эффект	м3	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	Пункт 3.22 x Пункт 3.17
3.24	Суммарный экономический эффект	Руб.	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	Пункт 3.23 x Тариф за единицу объема природного газа в году, предшествующем году реализации программы
3.25	Общий объем зданий, строений, сооружений, при эксплуатации которых используется тепловая энергия	м3	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	Принимается по наружному обмеру или паспортам зданий в году, предшествующем реализации мероприятий по
3.26	Фактический годовой расход тепловой энергии при эксплуатации зданий, строений и сооружений	Гкал	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	Определяется по фактическим данным в году, предшествующем реализации мероприятий по энергосбережению и повышению
3.27	Ожидаемый годовой расход тепловой энергии при эксплуатации зданий, строений и сооружений	Гкал	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	мл	Определяется по указанным данным на каждый год реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности

3.28	Фактический удельный расход тепловой энергии при эксплуатации зданий, строений и сооружений	Гкал/м3	на	на	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	Пункт 3.26 / Пункт 3.25
3.29	Ожидаемый удельный расход тепловой энергии при эксплуатации зданий, строений и сооружений	Гкал/м3	на	на	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	Пункт 3.27 / Пункт 3.25
3.30	Снижение или превышение ожидаемого удельного расхода тепловой энергии по отношению к фактическому	Гкал/м3	на	на	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	Пункт 3.28 - Пункт 3.29
3.31	Суммарный технологический эффект	Гкал	на	на	12,29	12,29	12,29	12,29	12,29	12,29	Пункт 3.30 x Пункт 3.25
3.32	Суммарный экономический эффект	руб.	на	на	19056,19	19056,19	19056,19	19056,19	19056,19	19056,19	Пункт 3.31 x Тариф за единицу тепловой энергии в году, предшествующем году реализации программы
3.33	Общая площадь зданий, строений, сооружений, при эксплуатации которых используется электрическая энергия	м2	на	на	6147,00	6147,00	6147,00	6147,00	6147,00	6147,00	Принимается по паспортным данным с учетом их этажности в году, предшествующем году реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергосбережению и повышению энергосбережения по
3.34	Фактический годовой расход электрической энергии при эксплуатации зданий, строений и сооружений	кВт.ч	на	на	119963	-	-	-	-	-	Определяется по фактическим данным в году, предшествующем году реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергосбережения по
3.35	Ожидаемый годовой расход электрической энергии при эксплуатации зданий, строений и сооружений	кВт.ч	на	на	119963	119963	119963	119963	119963	119963	Определяется по ожидаемым данным на каждый год реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергосбережения по
3.36	Фактический удельный расход электрической энергии при эксплуатации зданий, строений и сооружений	кВт.ч/м2	на	на	19,52	19,52	19,52	19,52	19,52	19,52	Пункт 3.34 / Пункт 3.33

3.37	Оплаченный удельный расход электрической энергии при эксплуатации зданий, устройств и сооружений	кВт.ч/м2	н/д	н/д	19,52	19,52	19,52	19,52	19,52	19,52	19,52	Пункт 3.35 / Пункт 3.33
3.38	Снижение или повышение оплаченного удельного расхода электрической энергии по отношению к фактическому	кВт.ч/м2	н/д	н/д	0,00	-	-	-	-	-	-	Пункт 3.36 - Пункт 3.37
3.39	Суммарный технологический эффект	кВт.ч	н/д	н/д	0,00	-	-	-	-	-	-	Пункт 3.38 к Пункт 3.33
3.40	Суммарный экономический эффект	Руб.	н/д	н/д	-	-	-	-	-	-	-	Пункт 3.39 к Тариф за единицу электрической энергии в году, предоставляющем году реализации программы
4	Сокращение удельного расхода горюче-смазочных материалов, используемых для оказания услуг по передаче электрической энергии на 1 км пробега автотранспорта.											
4.1	бензин	%	н/д	н/д	9	9	9	9	9	9	9	
4.2	дизельное топливо	%	н/д	н/д	11	12	12	12	12	12	12	
5	Доля сотрудников, которым доведена информация о способах экономии энергетических	%	н/д	н/д	100	100	100	100	100	100	100	
6	Динамика аварийных отключений электроэнергии	кол-во в год	н/д	н/д	13	12	11	11	11	10	10	
7	Количество осветительных устройств	шт	н/д	н/д	210	210	210	210	210	210	210	
7.1	Количество осветительных устройств с использованием светодиодов	шт.	н/д	н/д	210	210	210	210	210	210	210	
7.2	Доля использования осветительных устройств с использованием светодиодов в общем объеме используемых осветительных устройств***	%	н/д	н/д	100	100	100	100	100	100	100	

Перечень обязательных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности организаций, осуществляющих передачу электрической энергии, подлежащих включению в программу, и сроки их проведения

№ п/п.	Наименования мероприятий	Сроки проведения мероприятий
1.	Проведение энерготехнологических обследований и энергетическая паспортизация объектов Организаций	2022г.
2.	Реконструкция и модернизация оборудования, используемого для передачи электрической энергии, в том числе замена оборудования с более высокой пропускной способностью, внедрение инновационных решений и технологий	В соответствии со сроком действия инвестиционной программы
3.	Внедрение энергосберегающих технологий и автоматизированных систем учета энергоресурсов	2022-2026 гг.
4.	Оптимизация схемных режимов	2022-2026 гг.
5.	Оптимизация установившихся режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности	2022-2026гг
6.	Установка оборудования для компенсации реактивной мощности	В соответствии со сроком действия инвестиционной программы
7.	Регулирование напряжения в линиях электрической сети	2022-2026 гг.
8.	Снижение расхода электрической энергии на собственные нужды электроустановок и хозяйственные нужды организации	2022-2026 гг.
9.	Организация достоверного и своевременного снятия показаний приборов коммерческого учета электрической энергии у потребителей, проверка их технического состояния	2022-2026 гг.
10.	Установка приборов учета энергоресурсов	2022-2026 гг.

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

№ п/п	Наименование мероприятия	Единица измерения	Объемы выполнения (план) с разбивкой по годам действия программы							Планируемые ежегодные значения экономии в обозначенной размерности с разбивкой по годам действия программы																Источники финансирования	Статья затрат	Источники финансирования																																																																																																																																																																																																																																																					
			Всего	2022	2023	2024	2025	2026	в том числе до конца периода в указанный период	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета				в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета	в том числе за счет средств бюджета

