Приложение 1
к приказу от 27.02.23 № 79

АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор АО «ДРСК»

_____А.В. Бакай

«27» 02 2023 г.

Пояснительная записка к Программе энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «ДРСК» на период 2023-2028 годы

г. Благовещенск 2023 г.

Раздел 1. Резюме программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Полное наименование организации	АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»
Адрес организации	675000, Амурская область, г. Благовещенск, ул. Шевченко, д. 32.
Основные виды деятельности	АО «ДРСК» – крупнейшая распределительная сетевая компания Дальнего Востока, оказывающая услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям 0,4-220 кВ, а также по технологическому присоединению потребителей к распределительным сетям на территории Амурской области, Хабаровского и Приморского краев, Еврейской автономной области и южной части Республики Саха (Якутия).
Ответственные за формирование ПЭиПЭЭ	Рабочая группа по анализу системы энергетического менеджмента АО «ДРСК»
Цель ПЭиПЭЭ	Повышение энергоэффективности передачи электроэнергии.
Задачи ПЭиПЭЭ	– Снижение потерь электроэнергии, – Проведение мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности, – Совершенствование системы учета электроэнергии, – Снижение потребления энергетических ресурсов в Организации.
Основные целевые показатели	– Технологический расход электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям - экономия энергетических ресурсов в Организации в натуральном выражении (по всем видам энергетических ресурсов), – Сверхнормативные потери, – Расход электроэнергии (тепловой энергии) на хозяйственные нужды зданий административно-производственного назначения, –Удельный расход автомобильного топлива, используемого для оказания услуг по передаче электрической энергии и оказание услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям.
Срок реализации ПЭиПЭЭ	2023-2028 года
Объем и источники финансирования ПЭиПЭЭ	Объем затрат на реализацию мероприятий Программы составляет 459,7 млн. руб. (без НДС), в т.ч. по годам реализации: 2023г. – 122,1 млн. руб.; 2024г. – 69,1 млн. руб.; 2025г. – 72,9 млн. руб.;

	2026г. – 67,5 млн. руб.; 2027г. – 65,0 млн. руб.; 2028г. – 63,1 млн. руб. Источниками средств для реализации Программы являются: себестоимость.
Ожидаемые конечные результаты реализации ПЭиПЭЭ	– Снижение потерь электроэнергии; – Снижение потребления энергетических ресурсов в Организации.
Система организации контроля исполнения ПЭиПЭЭ	Контроль выполнения Программы осуществляет Директор Департамента технического развития ПАО «РусГидро». Оперативный контроль хода реализации Программы обеспечивает начальник управления транспорта и учета электроэнергии АО «ДРСК». Контроль хода реализации мероприятий Программы обеспечивают филиалы АО «ДРСК».
Основание для разработки ПЭиПЭЭ	– Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», – Постановление Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности», – Приказ ПАО «РусГидро» от 02.07.2018 № 462 «Об утверждении Регламента формирования и мониторинга реализации программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности подконтрольных организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».

Раздел 2. Общая информация

2.1. Общие сведения об организации:

АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».

Вид собственности: акционерное общество.

Отраслевая принадлежность: электроэнергетика.

ИНН: 2801108200

Адрес: 675000, Амурская область, г. Благовещенск, ул. Шевченко, д. 32.

Ф.И.О. ген. директора: Бака Александр Васильевич.

Тел/факс: (4162)397-359/397-902;397-903.

E-mail: doc@drsk.ru.

В состав Общества входят следующие филиалы:

- Амурские электрические сети

- Приморские электрические сети
- Хабаровские электрические сети
- Электрические сети Еврейской АО
- Южно-Якутские электрические сети.

2.2. Общие сведения об организации, проводившей энергетическое обследование:

ООО «Предприятие группы «Городской центр экспертиз» - «Городской центр экспертиз-энергетика» (ООО «ГЦЭ-энерго»). Имеет свидетельство о членстве в СРО (свидетельство СРО-Э-010-005/2010 от 25.08.2010г.), а также свидетельство СРО о допуске к работам по энергообследованию (свидетельство 16 № 010028, выдано 12.05.2009г.).

Вид энергообследования:

- Документальное обследование: Сбор данных о предприятии и структурных подразделениях, технической и технологической документации (схемах энергоснабжения, оборудовании, режимах работы, схем технического и коммерческого учета и т.д.), для получения объективных данных об объеме используемых Обществом и передаваемых потребителям энергетических ресурсов и оценки потенциала энергосбережения.
- Инструментальное обследование: выборочное инструментальное обследование подстанций по уровням напряжений и выборочное тепловизионное обследование зданий и сооружений.

Дата проведения: 2016 год.

Дата согласования отчета и энергопаспорта: энергетический паспорт АО «ДРСК» (№ СРО-Э-010-005.2017-059 (декабрь 2016г.) зарегистрирован в Минэнерго РФ 26.05.2017г.

Ф.И.О. руководителя: Генеральный директор ООО «ГЦЭ-энерго» Москаленко А.В.

Тел./факс: (812) 334-59-81

E-mail: energ@gce.ru

Раздел 3. Анализ состояния энергосбережения

Текущее состояние в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организации:

В АО «ДРСК» вопросы энергосбережения, повышения энергоэффективности являются важнейшими элементами в структуре распределения электрической энергии. Снижение потерь энергоносителей при транспорте электроэнергии, соблюдение энергоэкономичных технологических режимов работы, замена энергооборудования, совершенствование системы учета, уменьшение энергопотребления эксплуатируемых АО «ДРСК» объектов – являются приоритетными задачами, направленными на снижение потерь электрической энергии.

В период с 21-25.03.2022 был проведен сертификационный аудит СЭнМ на соответствие требований стандарта ISO 50001:2018. По итогам аудита, на основании рекомендаций, полученных от Ассоциации по сертификации «Русский Регистр», проводившей сертификационный аудит, АО «ДРСК» получены Сертификаты соответствия требованиям стандарта ISO 50001:2018 «Системы энергетического менеджмента» (далее СЭнМ) от 31.03.2022.

3.1. Общие сведения.

Сведения о наличии зданий административного и административно-производственного назначения, автотранспорта и спецтехники представлены в таблице 1.

Таблица 1

№ п./п.	Показатель	Ед. изм.	2022 год
1.	Количество зданий, находящихся в собственности регулируемой организации, запитанных от сторонних источников электрической и тепловой энергии (всего)	шт.	178
2.	Площадь зданий, строений, сооружений, находящихся в собственности регулируемой организации, запитанных от сторонних источников электрической энергии	тыс. м2	112,7
3.	Объем зданий, строений, сооружений, находящихся в собственности регулируемой организации, запитанных от сторонних источников тепловой энергии	тыс. м3	544,9
3.1.	в т.ч. отапливаемый объем	тыс. м3	524,8
4.	Количество единиц автотранспорта	шт.	962
5.	Количество единиц спецтехники	шт.	710

Сведения о количестве точек поставки энергетических ресурсов на хозяйственные нужды представлены в таблице 2.

Таблица 2

№ п./п.	Наименование показателя	Ед. изм.	2022 год
1.	Количество точек поставки энергетических ресурсов на хозяйственные нужды, в том числе:	шт.	461
1.1.	электрической энергии	шт.	312
1.2.	тепловой энергии	шт.	42
1.3.	газа природного	шт.	-
1.4.	холодной и горячей воды	шт.	107

3.2. Информация о достигнутых результатах.

3.2.1. Показатели баланса электрической энергии.

Одним из методов производственной и управленческой деятельности, позволяющим повысить энергоэффективность транспортировки и распределения электроэнергии является ежемесячный мониторинг основных производственных показателей (отпуск в сеть, полезный отпуск (услуга), потери).

Основные фактические производственные показатели АО «ДРСК» за 2018-2022 гг., представлены в таблице 3.

Таблица 3

Наименование	ед.изм	2018 г. факт	2019 г. факт	2020 г. факт	2021 г. факт	2022 г. факт
Отпуск в сеть	млн. кВтч	24 764,6	25 046,1	25 294,4	26 206,0	26 845,9
Полезный отпуск, (услуга)	млн. кВтч	22 606,1	22 939,0	23 124,8	23 856,6	24 625,9
Потери электроэнергии	млн. кВтч	1 849,9	1 831,8	1 780,6	1 866,2	1 936,6
	%	7,47%	7,31%	7,04%	7,12%	7,21%
Нормативные потери	млн. кВтч	1 823,6	1 783,5	1 801,7	1 828,6	1 897,6
	%	7,36%	7,12%	7,12%	6,98%	7,07%
Сверхнормативные потери	млн. кВтч	26,3	48,3	-21,1	37,6	38,9

	%	0,11%	0,19%	-0,08%	0,14%	0,14%

На снижение относительной величины потерь повлияла реализация мероприятий ПЭиПЭЭ, а также начало выработки электроэнергии ТЭЦ в г. Советская Гавань, так же без регистрации на оптовом рынке электроэнергии (мощности) точек поставок в 2020 году.

Рост нормативных потерь в 2022 году произошел за счет увеличения объемов передачи электроэнергии по электрическим сетям АО «ДРСК», в т.ч. за счет увеличения по заданию СО перетока по сети 110кВ филиала ЮЯЭС от станций ДГК до ПС 220кВ «Нижний Куранах», что привело к росту нагрузочной составляющей потерь.

В целях сокращения технологического расхода электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям (потерь) АО «ДРСК» реализуются следующие мероприятия:

– Мероприятия по оптимизации схемных и режимных параметров в условиях эксплуатации и оперативного управления электрических сетей;

– Мероприятия, направленные на снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций;

– Мероприятия по строительству, реконструкции и развитию электрических сетей, вводу в работу энергосберегающего оборудования (снижение потерь носит сопутствующий эффект).

3.2.2. Потребление энергоресурсов.

Фактическое потребление энергоресурсов АО «ДРСК» за 2018-2022 гг., представлено в таблице 4.

Таблица 4.

Показатель	ед.изм.	2018	2019	2020	2021	2022
Потребления ЭЭ организацией на ХН	тыс.кВтч	55 649,6	55 126,4	55 505,2	55 251,6	53 966,3
Потребления ТЭ организацией на ХН	тыс. Гкал	26,8	27,3	28,5	30,1	30,6
Потребления воды организацией на ХН	тыс. куб. м	52,9	51,8	46,6	48,3	48,4
Удельный расход автомобильного топлива	л/км	0,255	0,235	0,237	0,239	0,241

Причинами, влияющие на изменение объемов электропотребления на хозяйственные нужды, являются следующие факторы:

– строительство и ввод в эксплуатацию здания Исполнительного Аппарата АО «ДРСК»;

– высокий температурный фон в филиале «Приморские ЭС», вследствие чего было снижено электропотребление котлов и водяных насосов;

– строительство на территории филиала «Приморские ЭС» центра управления сетями - объект ПАО «РусГидро» в 2020 году;

– низкий температурный фон в филиале «Южно-Якутские ЭС», вследствие чего было увеличено электропотребление котлов и водяных насосов;

– исключение двух объектов по Эльбанскому РЭС в связи с расторжением договора аренды в филиале «Хабаровские ЭС»;

– вводом в эксплуатацию в филиале «ЭС Еврейской автономной области» новых зданий и гаражей, здание монтерского пункта, гаража боксового типа в 2018-2021 годах».

– перевод части офисного персонала на удаленную работу в связи с угрозой распространения коронавирусной инфекции.

Причинами, влияющие на изменение объемов потребления тепловой энергии на хозяйственные нужды, являются следующие факторы:

– строительство и ввод в эксплуатацию здания Исполнительного Аппарата АО «ДРСК»;

– высокий температурный фон окружающего воздуха в филиале «Приморские ЭС», вследствие чего было отключены и снижены параметры теплоносителя при наступлении положительных температур в дневное время;

– ремонтные работы на теплотрассах баз филиала «Хабаровские ЭС»;

– низкий температурный фон в филиале «Южно-Якутские ЭС»;

– переход от поставщика услуг теплоснабжения ООО «Ассоциация строителей АЯМ» к поставщику АО АФ «Теплоэнергосервис» в филиале «Южно-Якутские ЭС»;

– вводом в эксплуатацию здания склада и гаража на базе филиала «ЭС Еврейской автономной области» в 2019-2020 годах;

– изменение сроков окончания отопительного сезона по территориям.

Причинами, влияющие на изменение объемов потребления воды на хозяйственные нужды, являются следующие факторы:

– строительство и ввод в эксплуатацию здания Исполнительного Аппарата АО «ДРСК»;

– переезд аппарата управления филиала «Амурские ЭС» на ул. Шевченко, д. 28;

– реконструкция и ремонт труб ХВС и ГВС филиала «Хабаровские ЭС»;

– вводом в эксплуатацию в филиале «ЭС Еврейской автономной области» новых зданий, здание монтерского пункта в 2018-2021 годах»;

– перевод части офисного персонала на удаленную работу в связи с угрозой распространения коронавирусной инфекции.

Причинами, влияющие на изменение расхода топлива, используемого для оказания услуг по передаче электрической энергии и оказание услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям, являются следующие факторы:

– изменение количества аварийно-восстановительных и других работ при эксплуатации электросетевого комплекса Общества по различным причинам (в т.ч. ледяной дождь, последствия тайфунов, увеличение количества заявок на технологическое присоединение, другие изменения, повлекшие увеличение пробега автотранспорта);

– дисциплина водителей и машинистов при эксплуатации ТС (использование автомобиля в непроизводственных целях, хищение и недоливы топлива, вмешательство в работу спидометрового оборудования);

– обновление автомобильного парка;

– простой техники по различным причинам (отсутствие водителей, в связи с ремонтом, под погрузкой, в ожидании пассажиров и др.);

– условия эксплуатации транспортных средств (дорожные условия, температура воздуха, гористая местность, движение в населенных пунктах с частыми остановка и т.п.);

– использование многофункциональной техники (например, МКМ-200 на шасси грузового автомобиля может заменить три ед. техники: автоподъемник,

автокран, грузовой автомобиль);

– оптимизация маршрутов перевозок пассажиров и грузов (диспетчеризация);

– техническое состояние автоспецтехники (износ узлов и агрегатов, неисправность топливной системы автомобиля).

Указанных результатов удалось достичь путем реализации мероприятий ПЭиПЭЭ.

Основные мероприятия, направленные на снижение расхода электрической и тепловой энергии в зданиях, строениях и сооружениях:

– Замена старых светильников с лампами накаливания на новые энергосберегающие (включая светодиодные);

– Оптимизация работы средств отопления (организационное мероприятие).

Основные мероприятия, направленные на снижение расхода горюче-смазочных материалов:

– оснащение системами мониторинга работы автотранспорта и учета топлива ГЛОНАСС/GPS (Автограф, СКАУТ, Omnicom) с последующим анализом информации, получаемой от этих систем (позволит минимизировать хищения ГСМ, недоливы на АЗС, минимизируются случаи использования ТС в непроизводственных целях, имеется возможность снижения норм расхода топлива);

– контроль тех. состояния ТС;

– контроль и учет работы спидометрового оборудования ТС;

– своевременное обновление автопарка (по возможности) с мониторингом наличия на рынке новейших видов техники;

– минимизация простоев техники с включенным двигателем;

– контроль списания топлива (оформление путевой документации).

В АО «ДРСК» идентифицированы следующие применяемые виды энергии, использующиеся для осуществления операционной деятельности:

– электроэнергия;

– тепловая энергия;

– автомобильное топливо.

Области значительного использования энергии в Обществе установлены и ранжированы следующим образом:

– нормативные потери электроэнергии (технологический расход электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям) (%);

– сверхнормативные потери электроэнергии (%);

– расход электроэнергии на хозяйственные нужды зданий административно-производственного назначения (тыс.кВтч);

– расход тепловой энергии на хозяйственные нужды зданий административно-производственного назначения (Гкал);

– удельный расход автомобильного топлива, используемого для оказания услуг по передаче электрической энергии и оказание услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям (л/км).

3.3. Основные плановые производственные показатели АО «ДРСК» на 2023–2028 гг. представлены в таблице 5.

Таблица 5.

Наименование	ед.изм	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Отпуск в сеть	млн. кВтч	27 208,1	27 480,7	27 720,0	27 972,8	28 229,4	28 480,4
Полезный отпуск, (услуга)	млн. кВтч	24 893,8	25 159,5	25 403,0	25 649,0	25 899,3	26 146,2
Потери электроэнергии	млн. кВтч	1 984,7	1 998,4	2 008,8	2 022,0	2 035,2	2 046,4
	%	7,29%	7,27%	7,25%	7,23%	7,21%	7,19%
Нормативные потери	млн. кВтч	1 928,8	1 943,8	1 956,1	1 970,9	1 986,1	1 999,3
	%	7,09%	7,07%	7,06%	7,05%	7,04%	7,02%
Сверхнормативные потери	млн. кВтч	55,9	54,5	52,7	51,0	49,1	47,2
	%	0,21%	0,20%	0,19%	0,18%	0,17%	0,17%

Показатели баланса электроэнергии по уровням напряжения на 2023 г. представлены в таблице 6.

Таблица 6.

№ п/п	Наименование показателя	Всего	ВН	СН1	СН2	НН
1	Отпуск электроэнергии в сеть, тыс.кВтч	27 208 139	22 218 050	9 248 136	14 865 692	4 127 595
	Объем переданной (потребленной) электроэнергии потребителям, непосредственно подключенным к объектам ЕНЭС, переданным в аренду ТСО, тыс.кВтч	3 699 458	3 317 114	187 067	195 212	65
2	Объем (количество) переданной электроэнергии (отпуск из сети), всего, тыс.кВтч	25 223 437	9 752 296	2 873 850	8 947 103	3 650 187
2.1	объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии потребителям, непосредственно подключенным к шинам подстанций, тыс.кВтч	1 390 823	316 085	223 960	817 989	32 789
3	Потери электроэнергии в сети, всего, тыс.кВтч	1 984 702	693 436	386 077	427 782	477 408
3.1	Потери электроэнергии в процентах от отпуска электроэнергии в сеть, всего, %	7,29%	3,12%	4,17%	2,88%	11,57%
3.2	Технологические потери электроэнергии, тыс.кВтч	1 928 782	693 436	386 077	427 782	421 488
3.3	Нетехнологические потери электроэнергии, тыс.кВтч	55 920				55 920

3.4. Плановые объемы расхода энергетических ресурсов на хозяйственные нужды и моторного топлива представлены в таблице 7.

Таблица 7.

Показатель	ед.изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Потребления ЭЭ организацией на ХН	тыс.кВтч	57 080,2	57 098,4	57 145,3	57 157,3	57 157,3	57 159,3
Потребления ТЭ организацией на ХН	тыс. Гкал	32,9	32,9	32,9	33,0	33,0	33,0
Потребления воды организацией на ХН	тыс. куб. м	53,1	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0
Удельный расход автомобильного топлива	л/км	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240

Раздел 4. Расчет целевых показателей

Общие сведения для расчета целевых показателей программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «ДРСК» представлены в приложениях 4, 5.

Перечень целевых показателей реализации программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «ДРСК» представлен в приложениях 1, 3.

Фактическое потребление энергоресурсов в 2022 году и их потребление на конец действия Программы приведен в таблице 8.

Таблица 8.

Целевые показатели	ед.изм.	2022 (факт)	2028 (план)
Нормативные потери электроэнергии	%	7,07	7,02
Сверхнормативные потери электроэнергии	%	0,14	0,17
Годовой объем потребления ЭЭ организацией на ХН	тыс.кВтч	53 966,3	57 159,3
Годовой объем потребления ТЭ организацией на ХН	тыс.Гкал	30,6	33,0
Годовой объем потребления воды организацией на ХН	тыс.куб.м	48,4	53,0
Удельный расход автомобильного топлива, используемого для оказания услуг по передаче электрической энергии и оказание услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям	л/км	0,241	0,240

Расчет целевых показатели произведен в соответствии с действующей в АО «ДРСК» методикой, описанной в ДП по энергетическому анализу.

Снижение относительной величины потерь планируется достичь в результате реализации мероприятий ПЭиПЭЭ.

Увеличение потребления электрической энергии на хоз. нужды обусловлено:

– в связи с принятием электросетевых комплексов в результате консолидации ТСО потерявших статус сетевых по филиалам «Амурские ЭС», «Приморские ЭС», «Хабаровские ЭС» и «Южно-Якутские ЭС»;

– вводом в эксплуатацию ЦУС -объект ПАО «РусГидро»;

– вводом в эксплуатацию здания монтерского пункта с гаражом, теплого склада в филиале «ЭС Еврейской автономной области».

Увеличение потребления тепловой энергии на хоз. нужды обусловлено:

– в связи с принятием электросетевых комплексов в результате консолидации ТСО потерявших статус сетевых по филиалам «Амурские ЭС», «Приморские ЭС», «Хабаровские ЭС» и «Южно-Якутские ЭС»;

– возможным высоким температурным фоном окружающего воздуха;

– вводом в эксплуатацию ЦУС -объект ПАО «РусГидро»;

– вводом в эксплуатацию здания монтерского пункта с гаражом, теплого склада в филиале «ЭС Еврейской автономной области».

Увеличение потребления воды на хоз. нужды обусловлено:

– в связи с принятием электросетевых комплексов в результате консолидации ТСО потерявших статус сетевых по филиалам «Амурские ЭС», «Приморские ЭС», «Хабаровские ЭС» и «Южно-Якутские ЭС»;

– вводом в эксплуатацию ЦУС -объект ПАО «РусГидро»;

– заполнение пожарного резервуара по предписанию Ростехнадзора (50 куб.м) на базе СП филиала «Хабаровские ЭС».

Изменение расхода автомобильного топлива, используемого для оказания услуг по передаче электрической энергии и оказание услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям обусловлено:

– в связи с принятием электросетевых комплексов в результате консолидации ТСО потерявших статус сетевых по филиалам «Амурские ЭС», «Приморские ЭС», «Хабаровские ЭС» и «Южно-Якутские ЭС»;

– возросшими количеством обращений заявителей на технологическое присоединение по всем филиалам АО «ДРСК»;

– запланированным отсутствием простоев техники на уровне 2018-2020 гг. в филиале «Хабаровские ЭС».

Раздел 5. Мероприятия по энергосбережению

Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности АО «ДРСК» на 2023-2028 гг., а также показатели их реализации представлены в приложении 2 и вошли в следующие разделы:

1. Совершенствование технологических процессов

В данный раздел вошли организационно-технические мероприятия, выполняемые филиалами АО «ДРСК».

1.1. Отключение трансформаторов на ПС с 2-мя трансформаторами в режимах малых нагрузок.

Экономически целесообразный режим работы трансформаторов на подстанциях относится к эффективным мероприятиям по снижению потерь электроэнергии. Нагрузочные потери и потери холостого хода в трансформаторах сопоставимы между собой. В режимах недогрузки трансформаторов потери холостого хода превышают потери в обмотках трансформатора. Поэтому имеет смысл отключать часть параллельно работающих трансформаторов.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 9.

Таблица 9

ед. измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
тыс.кВтч	3 726,2	3 905,9	3 847,9	3 847,9	3 847,9	3 847,9
млн.руб.	10,6	11,9	12,3	12,8	13,3	13,8

Расчет эффекта проводился в соответствии с Инструкцией по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений.

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$Э = Э_{ЭН} * Т_{П}$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$Т_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

1.2. Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой

Одним из мероприятий по сокращению технологического расхода электроэнергии (потерь) является увеличение эффективности использования трансформаторов за счет сезонного отключения (сезонная работа в летнее время: дачные участки, оздоровительные лагеря и т.д.).

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 10.

Таблица 10

ед. измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
тыс.кВтч	1 599,0	1 306,6	1 304,5	1 304,5	1 304,5	1 306,6
млн.руб.	4,4	4,0	4,2	4,3	4,5	4,7

Расчет эффекта проводился в соответствии с Инструкцией по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений.

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$Э = Э_{ЭН} * Т_{П}$

где $Э_{ЭН}$ - эффект тыс.кВтч;

$Т_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

1.3. Выравнивание нагрузок фаз в распределительных сетях 0,38 кВ

Характерной особенностью режима работы электрических сетей 0,38 кВ является неравномерность загрузки фаз.

Выравнивание нагрузок производится переключением нагрузки с более загруженной фазы на менее загруженные после проведения замеров нагрузок по фазам линии и анализа результатов.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 11.

Таблица 11

ед. измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
тыс.кВтч	81,2	81,9	83,3	81,9	81,9	81,9
млн.руб.	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3

Расчет эффекта проводился в соответствии с Инструкцией по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений.

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$Э = Э_{ЭН} * Т_{П}$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$Т_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

1.4. Приведение уровня напряжения на участке сети к номинальному

Снижение потерь электроэнергии можно достигнуть повышением пропускной способности сетей путем приведения уровня напряжения на участке сети к номинальному. Данное мероприятие должно проводиться не менее двух раз в год для характерных (сезонных) изменений нагрузок, его эффективность рассчитывается для каждого характерного периода (сезона) отдельно.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 12.

Таблица 12

ед. измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
тыс.кВтч	469,6	477,6	487,5	487,5	487,5	487,5
млн.руб.	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6

Порядок расчета:

Расчёт эффекта производился с использованием сертифицированного программного комплекса РТП 3.

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$Э = Э_{ЭН} * Т_{П}$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$Т_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

1.5. Перераспределение нагрузки основной сети путем производства переключений

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 13.

Таблица 13

ед. измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
тыс.кВтч	329,6	331,2	332,9	332,9	332,9	332,9
млн.руб.	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2

Порядок расчета:

Эффект по данному мероприятию рассчитывается с помощью сертифицированного программного комплекса РТП-3.

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$Э = Э_{ЭН} * Т_{П}$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$Т_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

1.6. Оптимизация мест размыкания линий 6-10 кВ с двусторонним питанием

Одним из мероприятий по снижению потерь электроэнергии в распределительной сети напряжением 10 кВ является оптимизация мест разрыва электрической сети, которое осуществляется на основе перебора точек возможного размыкания сети с оценкой изменения потерь как в размыкаемой, так и в питающей сети (в связи с перераспределением нагрузок сети между узловыми подстанциями).

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 14.

Таблица 14

ед. измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
тыс.кВтч	920,1	922,6	922,6	922,6	922,6	922,6
млн.руб.	2,8	2,9	3,1	3,2	3,3	3,5

Порядок расчета:

Расчёт эффекта производился с использованием программного комплекса РТП 3.

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$Э = Э_{ЭН} * Т_{П}$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс. кВтч;

$Т_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

2. Оптимизация режимов потребления энергоресурсов

В данном разделе представлены мероприятия, направленные на снижение электропотребления на собственные и хозяйственные нужды организации.

2.1. Разделение цепей подогрева приводов и баков выключателей 35-110 кВ

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 15.

Таблица 15

ед. измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
тыс.кВтч	1 813,7	1 813,7	1 813,7	1 813,7	1 813,7	1 813,7
млн.руб.	5,4	5,7	6,0	6,2	6,5	6,7

Порядок расчета:

$$Э_{ЭН} = n * Ч * P_{под}$$

где n-количество подогревателей, шт.;

Ч-число часов работы подогревателей, ч;

$P_{под}$ –мощность подогревателей, кВт;

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$$Э = Э_{ЭН} * T_{П}$$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$T_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

2.2. Замена осветительных устройств на светодиодные

Снижение расхода электроэнергии на хозяйственные нужды можно достичь путем замены осветительных устройств на светодиодные. Эффект получается за счет сокращения потребления электроэнергии, при этом, не теряя в освещенности, и за счет большего срока эксплуатации.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 16.

Таблица 16

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Эффект, тыс. кВтч	122,3	47,7	40,0	38,7	38,7	23,9
Экономический эффект, млн. руб.	0,8	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1
Затраты, млн.руб.	0,8	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4

Порядок расчета:

$$Э_{ЭН} = (\sum P_{ДРЛ} - \sum P_{LED}) * T_{год}$$

где:

$\sum P_{ДРЛ}$ – суммарная мощность ламп накаливания;

$\sum P_{LED}$ – суммарная мощность светодиодных ламп;

$T_{год}$ – среднее число часов работы ламп в год;

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$$Э = Э_{ЭН} * T_{П}$$

где: $Э_{ЭН}$ - эффект в кВт*ч;

$T_{П}$ - тариф электроэнергии на хозяйственные нужды, руб./кВтч.

2.3. Замена ПЭТ на конвекторы

При расчете технико-экономического эффекта от замены ПЭТ на конвектор принимается мощность одного ПЭТ = 1,5 кВт, мощность конвектора = 1,5 кВт.

Экономический эффект от внедрения данного мероприятия обусловлен тем, что ПЭТ в холодное время работает без отключения не зависимо от температуры окружающей среды, а конвекторы имеют автоматику на отключение, особенно это актуально для осенних и весенних периодов года. Например, в сентябре и октябре продолжительность работы ПЭТ-24 часа в сутки, а конвектора - 14 часов, так как температура в эти месяцы днём существенно отличается от ночной. В ноябре разница составляет 4 часа. Таким образом, экономический эффект - это разница расхода электроэнергии, которую потребит ПЭТ и конвектор в течение года.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 17.

Таблица 17

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Эффект, тыс. кВтч	415,1	98,4	17,5	178,2	17,5	17,5
Экономический эффект, млн. руб.	2,4	0,6	0,1	1,1	0,1	0,1
Затраты, млн.руб.	0,7	0,4	0,02	0,6	0,02	0,02

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$$Э = Э_{ЭН} * T_{П}$$

где: $Э_{ЭН}$ - эффект в кВт*ч;

$T_{П}$ - тариф электроэнергии на хозяйственные нужды, руб./кВтч.

2.4. Оптимизация режима обогрева оборудования и сооружения ПС

Снижение расхода электроэнергии на хозяйственные нужды можно достичь путем проведения ремонта водонагревателя в оперативно-диспетчерской службе филиала «Приморские ЭС».

Экономический эффект от внедрения данного мероприятия будет достигнут за счет разности мощности водонагревательного элемента при ремонте водонагревателя.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 18.

Таблица 18

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Эффект, тыс. кВтч	15,5	117,2	265,7	8,3
Экономический эффект, млн. руб.	0,1	0,7	1,7	0,1
Затраты, млн.руб.	0,1	0,5	2,9	0,1

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$$Э = Э_{ЭН} * T_{П}$$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в кВт*ч;

$T_{П}$ - тариф покупки эл. энергии конечным потребителем.

2.5. Оптимизация режима обогрева оборудования, ЗиС

В ОПУ/ЗРУ по ремонтной программе устанавливается отдельные обогреватели с автоматическим управлением по температуре.

При расчете технико-экономического эффекта от замены обогревателя мощностью одного = 4 кВт на отдельные обогреватели с автоматическим управлением по температуре мощностью = 3 кВт.

Экономический эффект от внедрения данного мероприятия - это разница расхода электроэнергии в течение года.

Расход электроэнергии 2 обогревателей составляет 23,0 тыс. кВт*ч, расход электроэнергии 2 обогревателей с автоматическим управлением по температуре – 13,1 тыс. кВт*ч, таким образом эффект от замены в 2022 году составит 9,9 тыс. кВтч.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 19.

Таблица 19

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Эффект, тыс. кВтч	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8
Экономический эффект, млн. руб.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Затраты, млн.руб.	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Порядок расчета:

$$Э_{ЭН} = n * Ч * P_{под}$$

где: n-количество подогревателей, шт.;

Ч-число часов работы подогревателей, ч;

$P_{под}$ – мощность подогревателей, кВт;

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$$Э = Э_{ЭН} * T_{П}$$

где: $Э_{ЭН}$ - эффект в кВтч;

$T_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии, руб./МВтч.

2.6. Замена проводов на большее сечение на перегруженных ЛЭП

При замене перегруженных линий учитывается фактическая нагрузка линий, предполагаемое ее увеличение на ближайшую перспективу и стоимость замены проводов.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 20.

Таблица 20

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Эффект, тыс. кВтч	595,6	304,1	311,4	284,8	272,3	268,0
Экономический эффект, млн. руб.	1,8	1,1	1,2	1,1	1,1	1,2
Затраты, млн.руб.	110,2	60,9	61,8	59,8	58,4	56,7

Расчет эффекта проводился в соответствии с Инструкцией по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений.

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$$Э = Э_{ЭН} * T_{П}$$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$T_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

2.7. Замена ответвлений в жилые дома на СИП

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 21.

Таблица 21

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Эффект, тыс.кВтч	27,1	25,4	23,4	20,8	18,6	13,4
Экономический эффект, млн.руб.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Затраты, млн.руб.	7,5	6,2	6,1	6,0	5,4	5,3

Расчет эффекта проводился в соответствии с Инструкцией по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений.

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$$Э = Э_{ЭН} * T_{П}$$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$T_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

2.8. Замена перегруженных трансформаторов

Данное мероприятие запланировано в филиалах «Приморские ЭС» и «Хабаровские ЭС».

В 2023 году в филиале «Приморские ЭС» планируется провести замену 5-ми перегруженных трансформаторов: 3 трансформатора мощностью 250 кВА на 400 кВА, 1 трансформатор мощностью 320 кВА на 630 кВА и 1 трансформатор мощностью 250 кВА на 630 кВА.

В период 2023-2028 года в филиале «Хабаровские ЭС» планируется провести замену 6-ти перегруженных трансформаторов: 1 трансформатор мощностью 400 кВА на 630 кВА и 5-ти трансформаторов 250 кВА на 400 кВА.

Расчет эффекта проводился в соответствии с Инструкцией по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 22.

Таблица 22

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Эффект, тыс.кВтч	12,6	2,0	3,2	2,0	2,0	2,0
Экономический эффект, млн.руб.	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Затраты, млн.руб.	2,8	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6

Расчет эффекта произведен согласно Инструкции по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$$Э = Э_{ЭН} * T_{П}$$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$T_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

2.9. Замена недогруженных трансформаторов (или демонтаж)

В 2025 году в филиале «Южно-Якутские ЭС» планируется провести демонтаж 4-ёх недогруженных трансформаторов: 1 трансформатор мощностью 400 кВА, 1 трансформатор мощностью 630 кВА и 2 трансформатора мощностью 160 кВА.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 23.

Таблица 23

Наименование показателя	2025 г.
Эффект, тыс.кВтч	16,2
Экономический эффект, млн.руб.	0,1
Затраты, млн.руб.	1,0

Расчет эффекта проводился в соответствии с Инструкцией по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений.

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$Э = Э_{эн} * Т_{п}$

где $Э_{эн}$ - эффект в тыс.кВтч;

$Т_{п}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

Раздел 6. Финансирование и стимулирование реализации мероприятий по энергосбережению

Финансирование мероприятий, включенных в программу по энергосбережению и повышению энергоэффективности АО «ДРСК» на период 2023-2028 гг., осуществляется в рамках бизнес-плана Общества (эксплуатационные затраты), а также принятых инвестиционной и ремонтной программ.

Сводные затраты на выполнение мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности на 2023-2028 гг. составляют 459,7 млн. руб., в том числе:

2023г. – 122,1 млн. руб.;
2024г. – 69,1 млн. руб.;
2025г. – 72,9 млн. руб.;
2026г. – 67,5 млн. руб;
2027г. – 65,0 млн. руб;
2028г. – 63,1 млн. руб.

Источники финансирования и сводные затраты на реализацию программы представлены в таблице 24:

Таблица 24

Показатели	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Годовые затраты на реализацию Программы (млн.руб. без НДС), в т.ч.	122,1	69,1	72,9	67,5	65,0	63,1
инвестиционная программа, в т.ч.						
- амортизация (млн.руб.)						
- прибыль (млн.руб.)						
- заемные средства (млн.руб.)						
- бюджетные средства (уровень бюджета) (млн.руб.)						
- прочие (млн.руб.)						
ремонтный фонд (млн.руб.)	121,7	69,0	72,8	67,4	64,8	63,1

прочие средства (млн.руб.)	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,04

Раздел 7. Мониторинг реализации Программы энергосбережения

Мониторинг достижения плановых ПЭР, а также реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности осуществляется ежеквартально и ежегодно. В ходе мониторинга рассматривается следующая информация о состоянии энергосбережения и повышения энергетической эффективности Общества:

– об анализе причин достижения (не достижения) целевых показателей, утвержденных ПЭиПЭЭ;

– о статусе выполнения запланированных на текущий год мероприятий ПЭиПЭЭ;

– о причинах недовыполнения (изменения) фактических параметров ПЭиПЭЭ относительно плановых;

– о шагах направленных на устранение факторов, препятствующих исполнению плановых значений в последующие периоды;

– о прогнозе исполнения ПЭиПЭЭ;

– о достигнутых результатах в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в отчетном периоде и накопительным итогом за все время реализации ПЭиПЭЭ;

– об экономических показателях реализации ПЭиПЭЭ, в том числе фактических и плановых затратах на реализацию ПЭиПЭЭ, сведениях о фактических источниках финансирования;

– об изменении потерь энергетических ресурсов при их передаче или снижении потребления энергетических ресурсов в отчетном году и за все годы реализации ПЭиПЭЭ для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном выражении и денежном выражении;

– об изменении расхода энергетических ресурсов на хозяйственные нужды в отчетном периоде;

– о фактических и плановых значениях целевых показателей ПЭиПЭЭ;

– о реализации мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, затратах на их реализацию и полученных результатах.

По результатам мониторинга определяется необходимость корректировки плановых значений целевых показателей и мероприятий по энергосбережению в филиалах АО «ДРСК».

Раздел 8. Оценка соответствия требований стандарта ГОСТ Р ИСО 50001:2018

Приказом ПАО «РусГидро» от 02.07.2018 № 462 утвержден Регламент формирования и мониторинга реализации программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности подконтрольных организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности.

Программа энергосбережения и повышения энергоэффективности АО «ДРСК» на период 2023-2028 годы разработана в соответствии с требованиями

настоящего Регламента.

Для организации в филиалах АО «ДРСК» работ, направленных на энергосбережение и повышение энергоэффективности ежегодно по Обществу, выпускаются организационно-распорядительные документы, устанавливающие ответственность по подготовке, формированию и контролю выполнения мероприятий по энергосбережению.

При формировании, реализации и мониторинге программ в области энергосбережения и повышения энергоэффективности филиалами АО «ДРСК» учитываются требования, установленные органами государственного регулирования тарифов по зонам действия филиалов АО «ДРСК», а также приказом Минэнерго РФ от 30.06.2014 №398 «Об утверждении требований к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства и муниципального образования, организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и отчетности о ходе их реализации».

В соответствии со стандартом ИСО 50001:2018 был разработан и рассмотрен проект «Энергетической политики АО «ДРСК» на Заседания Координационного совета АО «ДРСК». Решением Заседания Координационного совета АО «ДРСК» протокол от 01.02.202 № 2-КС «Энергетическая политика» была одобрена. Приказом АО «ДРСК» от 16.02.2022 № 79 «Энергетическая политика» введена в действие.

В рамках выполнения требований стандарта была разработана и введена приказом АО «ДРСК» от 15.12.2021 № 475 «Документированная процедура по энергетическому анализу» с целью сбора и обработки информации об использовании энергетических ресурсов для получения достоверной информации об объеме используемых энергетических ресурсов, о показателях энергетической эффективности, и позволяющая получать информацию о текущей энергетической результативности Общества, а также выявлять возможности энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Энергетический анализ проводится ежегодно в 4 квартале. Результатом проведенного энергетического анализа является проект программы по энергосбережению и повышению энергетической эффективности АО «ДРСК».

Раздел 9. Вывод

По результатам энергетического анализа, проведенного в ходе формирования ПЭиПЭЭ АО «ДРСК» на 2023-2028 гг., определены следующие области значительного использования энергии (ЗИЭ) Обществом (далее – *ЗИЭ*):

1. Нормативные потери;
2. Сверхнормативные потери;
3. Расход электроэнергии на хозяйственные нужды зданий административно-производственного назначения;
4. Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды зданий административно-производственного назначения;
5. Расход топлива, используемого для оказания услуг по передаче электрической энергии и оказание услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям.

В качестве значимых переменных факторов, влияющих на потребление

энергетических ресурсов в указанных *областях* определены:

– изношенность электрооборудования, старение изоляции;

– несоответствие используемого электрооборудования существующим нагрузкам;

– неоптимальный установившийся режим в сетях по уровням напряжения и реактивной мощности;

– качество электроэнергии;

– искажение предоставляемых объемов полезного отпуска энергосбытовой компанией;

– дата снятия показаний в отчетном периоде;

– выход из строя измерительного прибора учета;

– температура наружного воздуха;

– продолжительность светового дня;

– продолжительность отопительного сезона;

– искажение показаний одометров и мотосчетчиков водительским персоналом;

– нецелевое использование техники;

– бесконтрольное списание топлива на работу спец. механизмов.

Лица, влияющие или воздействующие на значительное потребление энергии Обществом, и находящиеся под управлением Общества, определены внутренними нормативными документами, распорядительными документами, а также положениями о подразделениях и должностными инструкциями в качестве персонала, осуществляющего эксплуатацию объектов Общества, входящих в область определения СЭнМ.

Для указанных областей значительного потребления энергетических ресурсов определены возможности для улучшения энергетической результативности отраженные как мероприятия, основной целью которых является энергосбережение и повышение энергетической эффективности:

1. Совершенствование технологических процессов:

1.1. Отключение в режимах малых нагрузок трансформаторов на ПС с 2-мя и более трансформаторами,

1.2. Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой,

1.3. Выравнивание нагрузок фаз в распределительных сетях 0,38 кВ,

1.4. Приведение уровня напряжения на участке сети к номинальному,

1.5. Перераспределение нагрузки основной сети путем производства переключений,

1.6. Оптимизация мест размыкания линий 6-10 кВ с двусторонним питанием,

2. Оптимизация режимов потребления энергоресурсов на хозяйственные нужды:

2.1. Разделение цепей подогрева приводов и баков выключателей 35-110 кВ,

2.2. Замена осветительных устройств на светодиодные,

2.3. Замена ПЭТ на конвекторы,

2.4. Оптимизация режима обогрева оборудования и сооружения ПС,

2.5. Оптимизация режима обогрева оборудования, ЗиС,

2.6. Замена проводов на большее сечение на перегруженных ЛЭП,

2.7. Замена ответвлений в жилые дома на СИП,

2.8. Замена перегруженных трансформаторов,

2.9. Замена недогруженных трансформаторов (или демонтаж).

Суммарный эффект от реализации мероприятий, основной целью которых является энергосбережение и повышение энергетической эффективности в 2023 году составит 10 152,5 тыс.кВтч (30,9 млн.руб.)

Фактические показатели по мероприятиям, включенным в программу энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «ДРСК» за период 2020-2022 гг., представлены в таблице 25.

Таблица 25.

Наименование показателя	ед.изм.	Факт 2020 г.	Факт 2021 г.	Факт 2022 г.
Экономия	тыс.кВтч	20 078,4	12 236,5	10 901,4
	млн.руб.	59,7	29,8	28,9
Затраты	млн.руб.	321,0	134,6	100,2

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.

Сиглюк Евгений Олегович
8(416-2) 397-143

Приложение к приложению 1 к приказу от __.02.2023 № __

ПАСПОРТ

ПРОГРАММА
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
АО "ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ"
НА 2023-2028 ГОДЫ

Основание для разработки программы	Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации"
Почтовый адрес	675000, Амурская область, г. Благовещенск, ул. Шевченко, д. 32
Ответственный за формирование программы (Ф.И.О., контактный телефон, e-mail)	Заместитель Генерального директора по развитию АО «ДРСК»
Даты начала и окончания действия программы	2023-2028 годы

Сведения по объектам осуществляющим передачу электрической энергии

Год	Затраты на реализацию программы, млн. руб. без НДС		Доля затрат в инвестиционной программе, направленная на реализацию мероприятий программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности, %	Топливно-энергетические ресурсы (ТЭР)							
				При осуществлении регулируемого вида деятельности				При осуществлении прочей деятельности, в т.ч. хозяйственные нужды			
				Суммарные затраты ТЭР		Экономия ТЭР в результате реализации программы		Суммарные затраты ТЭР		Экономия ТЭР в результате реализации программы	
	всего	в т.ч. капитальные		тыс. кВтч без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	тыс. кВтч без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды
2022	100,2	0,0	0,0%	1 936 561,7	4 885,2	10 901,4	28,9				
2023	122,1	0,0	0,0%	1 984 702,3	5 542,7	10 152,5	30,9				
2024	69,1	0,0	0,0%	1 998 369,1	5 796,1	9 576,3	30,3				
2025	72,9	0,0	0,0%	2 008 773,5	6 177,2	9 667,4	32,2				
2026	67,5	0,0	0,0%	2 021 968,2	6 594,9	9 521,6	32,7				
2027	65,0	0,0	0,0%	2 035 201,8	7 043,9	9 337,8	32,8				
2028	63,1	0,0	0,0%	2 046 415,3	7 520,1	9 317,8	34,0				
ВСЕГО	559,9	0,0	0,0%	14 031 992,0	43 560,2	68 474,8	221,6				

Целевые и прочие показатели программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности
АО "Дальневосточная распределительная сетевая компания"

№ п/п	Целевые и прочие показатели	Ед. изм.	Средние показатели по отрасли	Лучшие мировые показатели по отрасли	2022г.	Плановые значения целевых показателей по годам					
						2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Целевые показатели										
1.1	Годовой объем потребления ЭЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. кВт. ч			53 966,3	57 080,2	57 098,4	57 145,3	57 157,3	57 157,3	57 159,3
1.2	Годовой объем потребления ТЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал			30,6	32,9	32,9	32,9	33,0	33,0	33,0
1.3	Годовой объем потребления воды организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. куб. м			48,4	53,1	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0
1.4	Годовой объем потребления ЭЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. кВт. ч			53 966,3	57 080,2	57 098,4	57 145,3	57 157,3	57 157,3	57 159,3
1.5	Годовой объем потребления ТЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. Гкал			30,6	32,9	32,9	32,9	33,0	33,0	33,0
1.6	Годовой объем потребления воды организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. куб. м			48,4	53,1	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0
1.7	Нормативные потери ЭЭ при ее передаче по распределительным сетям (% к отпуску в сеть)	%			7,07%	7,09%	7,07%	7,06%	7,05%	7,04%	7,02%
1.8	Сверхнормативные потери ЭЭ при ее передаче по распределительным сетям (% к отпуску в сеть)	%			0,14%	0,21%	0,20%	0,19%	0,18%	0,17%	0,17%
1.9	Удельный расход автомобильного топлива, используемого для оказания услуг по передаче электрической энергии и оказание услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям	л/км			0,241	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240
2	Прочие показатели										
2.1	Общий объем освоения по всем мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности	млн.руб.			100,2	122,1	69,1	72,9	67,5	65,0	63,1

Перечень мероприятий основной целью которых является энергосбережение и (или) повышение энергетической эффективности
АО "Дальневосточная распределительная сетевая компания"

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемы выполнения (план) с разбивкой по годам действия программы								Плановые численные значения экономии в обозначенной размерности с разбивкой по годам действия программы																		Показатели экономической эффективности				Затраты (план), млн. руб. (без НДС), с разбивкой по годам действия программы										Статья затрат	Источник финансирования	Идентификатор инвестиционного проекта
												2023 год			2024 год			2025 год			2026 год			2027 год			2028 год							год 2022												
		ед. измерения	всего	год 2023	год 2024	год 2025	год 2026	год 2027	год 2028	ед. измерения	всего по годам экономия в указанной размерности	численное значение экономии в указанной размерности		численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности		численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности		численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности		численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности		численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности		численное значение экономии, млн. руб.	дисконтированный срок окупаемости, лет	ВНД, %	ЧДД, млн. руб.	Срок амортизации, лет	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал	год 2023	год 2024	год 2025	год 2026	год 2027	год 2028			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
Амурские ЭС																																														
1. Совершенствование технологических процессов											21 445,7	3 574,3		10,8	3 574,3		11,5	3 574,3		12,1	3 574,3		12,6	3 574,3		13,1	3 574,3		13,6					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
1.1.	Отключение трансформаторов с 2-мя трансформаторами в режимах малых нагрузок	шт.	157	157	157	157	157	157	157	тыс.кВтч	11 127,2	1 854,5		5,6	1 854,5		6,0	1 854,5		6,3	1 854,5		6,5	1 854,5		6,8	1 854,5		7,1																
1.2.	Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой	шт.	124	124	124	124	124	124	124	тыс.кВтч	3 921,8	653,6		2,0	653,6		2,1	653,6		2,2	653,6		2,3	653,6		2,4	653,6		2,5																
1.3.	Выравнивание нагрузок фаз в распределительных сетях 0,38 кВ	линий шт.	66	11	11	11	11	11	11	тыс.кВтч	46,2	7,7		0,0	7,7		0,0	7,7		0,0	7,7		0,0	7,7		0,0	7,7		0,0																
1.4.	Приведение уровня напряжения на участке сети к номинальному	шт.	522	87	87	87	87	87	87	тыс.кВтч	447,0	74,5		0,2	74,5		0,2	74,5		0,3	74,5		0,3	74,5		0,3	74,5		0,3																
1.5.	Перераспределение нагрузки основной сети путем производства переключений	переключ. шт.	606	101	101	101	101	101	101	тыс.кВтч	1 329,5	221,6		0,7	221,6		0,7	221,6		0,8	221,6		0,8	221,6		0,8	221,6		0,8																
1.6.	Оптимизация мест размыканий линий 10 кВ с двухсторонним питанием	переключ. шт.	90	15	15	15	15	15	15	тыс.кВтч	4 573,9	762,3		2,3	762,3		2,5	762,3		2,6	762,3		2,7	762,3		2,8	762,3		2,9																
2. Оптимизация режимов потребления энергоресурсов											8 914,8	1 651,3		5,0	1 452,7		4,7	1 452,6		5,0	1 452,6		5,2	1 452,6		5,4	1 453,1		5,6					4,5	4,5	29,7	3,9	42,7	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4			
2.1.	Разделение цепей подогрева приводов и баков выключателей 35-110 кВ	шт.	3 432	3 432	3 432	3 432	3 432	3 432	3 432	тыс.кВтч	8 575,4	1 429,2		4,3	1 429,2		4,6	1 429,2		4,8	1 429,2		5,0	1 429,2		5,2	1 429,2		5,4					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
2.2.	Замена осветительных устройств на светодиодные	шт.	4 138	854	654	654	654	654	668	тыс.кВтч	137,5	20,2		0,1	23,4		0,1	23,3		0,1	23,3		0,1	23,3		0,1	23,9		0,1					0,0	0,1	0,1	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	ремонтная программа	себестоимость	
2.3.	Замена проводов на большее сечение на перегруженных ЛЭП	км	33	33	0	0	0	0	0	тыс.кВтч	200,0	200,0		0,6	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0					4,5	4,4	27,2	3,7	39,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	ремонтная программа	себестоимость	
2.4.	Замена ответвлений в жилые дома на СИП	км	14	14	0	0	0	0	0	тыс.кВтч	2,0	2,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0					0,0	0,1	2,3	0,1	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	ремонтная программа	себестоимость	
3. Совершенствование схем электроснабжения																																													
4. Реконструкция и модернизация энергетических установок																																													
5. Внедрение новых технологий и оборудования																																													
6. Совершенствование средств и систем учета энергоресурсов																																													
7. Иные мероприятия																																													
Итого											30 360,4	5 225,6		15,8	5 026,9		16,3	5 026,8		17,1	5 026,8		17,8	5 026,8		18,5	5 027,4		19,2					4,5	4,5	29,7	3,9	42,7	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4			
Приморские ЭС																																													
1. Совершенствование технологических процессов											9 748,5	1 622,5		4,3	1 627,6		4,5	1 624,6		4,8	1 623,2		5,0	1 623,2		5,2	1 627,6		5,4																
1.1.	Отключение трансформаторов с 2-мя трансформаторами в режимах малых нагрузок	шт.	16	32	32	32	32	32	32	тыс.кВтч	5 384,8	897,5		2,4	897,5		2,5	897,5		2,6	897,5		2,8	897,5		2,9	897,5		3,0																
1.2.	Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой	шт.	8	29	29	29	29	29	29	тыс.кВтч	3 667,9	609,8		1,6	614,2		1,7	609,8		1,8	609,8		1,9	609,8		2,0	614,2		2,0																
1.3.	Выравнивание нагрузок фаз в распределительных сетях 0,38 кВ	линий шт.	337	55	56	58	56	56	56	тыс.кВтч	235,9	38,5		0,1	39,2		0,1	40,6		0,1	39,2		0,1	39,2		0,1	39,2		0,1																
1.4.	Приведение уровня напряжения на участке сети к номинальному	шт.	102	17	17	17	17	17	17	тыс.кВтч	249,6	41,6		0,1	41,6		0,1	41,6		0,1	41,6		0,1	41,6		0,1	41,6		0,1																
1.5.	Перераспределение нагрузки основной сети путем производства переключений	переключ. шт.	36	6	6	6	6	6	6	тыс.кВтч	64,0	10,7		0,0	10,7		0,0	10,7		0,0	10,7		0,0	10,7		0,0	10,7		0,0																
1.6.	Оптимизация мест размыканий линий 10 кВ с двухсторонним питанием	переключ. шт.	36	6	6	6	6	6	6	тыс.кВтч	146,3	24,4		0,1	24,4		0,1	24,4		0,1	24,4		0,1	24,4		0,1	24,4		0,1																
2. Оптимизация режимов потребления энергоресурсов											3 742,7	930,3		4,1	642,1		2,5	711,4		3,1	604,5		2,5	431,6		1,4	422,8		1,4					0,0	3,1	3,6	2,3	9,1	6,1	8,6	7,3	6,0	5,7			
2.1.	Разделение цепей подогрева приводов и баков выключателей 35-110 кВ	шт.	522	522	522	522	522	522	522	тыс.кВтч	2 306,9	384,5		1,0	384,5		1,1	384,5		1,1	384,5		1,2	384,5		1,2	384,5		1,3					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
2.2.	Замена осветительных устройств на светодиодные	шт.	2 823	1 963	300	200	180	180	0	тыс.кВтч	125,5	82,2		0,5	15,9		0,1	10,0		0,1	8,7		0,1	8,7		0,1	0,0		0,0					0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	эксплуатация	себестоимость	
2.3.	Оптимизация режима обогрева оборудования и сооружения ПС	шт.	72	1	21	48	2	0	0	тыс.кВтч	406,7	15,5		0,1	117,2		0,7	265,7		1,7	8,3		0,1	0,0		0,0	0,0		0,0					0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,5	2,9	0,1	0,0	0,0	ремонтная программа	себестоимость	
2.4.	Замена ПЭТ на конвекторы	шт.	749	360	153	0	236	0	0	тыс.кВтч	630,6	388,9		2,3	80,9		0,5	0,0		0,0	160,7		1,1	0,0		0,0	0,0		0,0					0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,4	0,0	0,6	0,0	0,0	ремонтная программа	себестоимость	
2.5.	Замена проводов на большее сечение на перегруженных ЛЭП	км.	107	17	18	22	18	16	16	тыс.кВтч	246,8	47,4		0,1	40,6		0,1	48,3		0,1	39,4		0,1	35,5		0,1	35,5		0,1					0,0	2,4	1,9	1,0	5,2	4,0	4,4	5,4	4,7	4,4	ремонтная программа	себестоимость	
2.6.	Замена ответвлений в жилые дома на СИП	км.	56	4	11	10	10	10	10	тыс.кВтч	15,7	1,2		0,0	3,0		0,0	2,9		0,0	2,9		0,0	2,8		0,0	2,8		0,0					0,0	0,2	0,3	0,1	0,6	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	ремонтная программа	себестоимость	
2.7.	Замена перегруженных трансформаторов	шт.	5	5	0	0	0	0	0	тыс.кВтч	10,6	10,6		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0					0,0	0,6	1,2	0,5	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	ремонтная программа	себестоимость	
3. Совершенствование схем электроснабжения																																													
4. Реконструкция и модернизация энергетических установок																																													
5. Внедрение новых технологий и оборудования																																													
6. Совершенствование средств и систем учета энергоресурсов																																													
7. Иные мероприятия																																													
Итого											13 491,1	2 552,7		8,4	2 269,7		7,1	2 335,9		7,8	2 227,7		7,5	2 054,7		6,6	2 050,4		6,8					0,0	3,1	3,6	2,3	9,1	6,1	8,6	7,3	6,0	5,7			
Хабаровские ЭС																																													
1. Совершенствование технологических процессов											5 716,2	934,9		2,2	947,0		2,4	958,6		2,6	958,6		2,7	958,6		2,8	958,6		2,9																
1.1.	Отключение трансформаторов с 2-мя трансформаторами в режимах малых нагрузок	шт.	3	3	3	3	3	3	3	тыс.кВтч	2 628,0	438,0		1,1	438,0		1,1	438,0		1,2	438,0		1,2	438,0		1,3	438,0		1,3																
1.2.	Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой	шт.	6	6	6	6	6	6	6	тыс.кВтч	1 076,7	179,4		0,4	179,4		0,5	179,4		0,5	179,4		0,5	179,4		0,5	179,4		0,5																
1.3.	Выравнивание нагрузок фаз в распределительных сетях 0,38 кВ	линий шт.	30	5	5	5	5	5	5	тыс.кВтч	21,0	3,5		0,0	3,5		0,0	3,5		0,0	3,5		0,0	3,5		0,0	3,5		0,0																
1.4.	Приведение уровня напряжения на участке сети к номинальному	шт.	706	111	115	120	120	120	120	тыс.кВтч	1 402,9	220,6		0,5	228,5		0,6	238,5		0,6	238,5		0,7	238,5		0,7	238,5		0,7																
1.5.	Перераспределение нагрузки основной сети путем производства переключений	переключ. шт.	423	66	69	72	72	72	72	тыс.кВтч	233,4	36,4		0,1	38,1		0,1	39,7		0,1	39,7		0,1	39,7		0,1	39,7		0,1																
1.6.	Оптимизация мест размыканий линий 10 кВ с двухсторонним питанием	переключ. шт.	429	69	72	72	72	72	72	тыс.кВтч	354,1	57,0		0,1	59,4		0,2	59,4		0,2	59,4		0,2	59,4		0,2	59,4		0,2																
2. Оптимизация режимов потребления энергоресурсов											1 092,8	173,4		0,6	176,5		0,7	181,2		0,7	183,6		0,8	187,2		0,8	190,9		0,9					0,0	0,8	4,6	10,6	15,9	16,5	17,1	17,8	18,5	19,3			
2.1.	Замена осветительных устройств на светодиодные	шт.	63	63	0	0	0	0	0	тыс.кВтч	0,3	0,3		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0					0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	эксплуатация	себестоимость	
2.2.	Замена перегруженных трансформаторов	шт.	6	1	1	1	1	1	1	тыс.кВтч	13,2	2,0		0,0	2,0		0,0	3,2		0,0	2,0		0,0	2,0		0,0	2,0		0,0					0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	ремонтная программа	себестоимость	
2.3.	Замена проводов на большее сечение на перегруженных ЛЭП	км	358	57	58	59	60	61	63	тыс.кВтч	1 053,0	166,9		0,5	170,3		0,7	173,7		0,7	177,1		0,7	180,7		0,8	184,3		0,8					0,0	0,7	4,2	9,6	14,5	15,0	15,6	16,3	16,9	17,6	ремонтная программа	себестоимость	
2.4.	Замена ответвлений в жилые дома на СИП	км	102	16	16	17	17	18	18	тыс.кВтч	26,3	4,2		0,0	4,3		0,0	4,4		0,0	4,4		0,0	4,5		0,0	4,6		0,0					0,0	0,1	0,4	0,4	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	ремонтная программа	себестоимость	
3. Совершенствование схем электроснабжения																																													
4. Реконструкция и модернизация энергетических установок																																													
5. Внедрение новых технологий и оборудования																																													
6. Совершенствование средств и систем учета энергоресурсов																																													
7. Иные мероприятия																																													

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемы выполнения (план) с разбивкой по годам действия программы								Плановые численные значения экономии в обозначенной размерности с разбивкой по годам действия программы																Показатели экономической эффективности			Срок амортизации, лет	Затраты (план), млн. руб. (без НДС), с разбивкой по годам действия программы										Статья затрат	Источник финансирования	Идентификатор инвестиционного проекта
												2023 год		2024 год		2025 год		2026 год		2027 год		2028 год																			
		ед. измерения	всего	год 2023	год 2024	год 2025	год 2026	год 2027	год 2028	ед. измерения	всего по годам экономии в указанной размерности	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т.у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т.у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т.у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т.у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т.у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	дисконтированный срок окупаемости, лет	ВНД, %	ЧДД, млн. руб.		1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал	год 2023	год 2024	год 2025	год 2026	год 2027	год 2028			
Итого											6 809,0	1 108,3		2,8	1 123,5		3,1	1 139,8		3,3	1 142,1		3,4	1 145,8		3,6	1 149,5		3,7					0,0	0,8	4,6	10,6	15,9	16,5	17,1	17,8	18,5	19,3			
ЭС ЕАО																																										
1. Совершенствование технологических процессов											2 745,3	457,5		1,4	457,5		1,5	457,5		1,5	457,5		1,6	457,5		1,6	457,5		1,7					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
1.1.	Отключение трансформаторов с 2-мя трансформаторовами в режимах малых нагрузок	шт.	5	5	5	5	5	5	5	тыс.кВтч	1 178,6	196,4		0,6	196,4		0,6	196,4		0,7	196,4		0,7	196,4		0,7	196,4		0,7															
1.2.	Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой	шт.	5	5	5	5	5	5	5	тыс.кВтч	19,4	3,2		0,0	3,2		0,0	3,2		0,0	3,2		0,0	3,2		0,0	3,2		0,0															
1.3.	Выравнивание нагрузок фаз в распределительных сетях 0,38 кВ	линий шт.	60	10	10	10	10	10	10	тыс.кВтч	42,0	7,0		0,0	7,0		0,0	7,0		0,0	7,0		0,0	7,0		0,0	7,0		0,0															
1.4.	Приведение уровня напряжения на участке сети к номинальному	шт.	198	33	33	33	33	33	33	тыс.кВтч	797,8	133,0		0,4	133,0		0,4	133,0		0,4	133,0		0,5	133,0		0,5	133,0		0,5															
1.5.	Перераспределение нагрузки основной сети путем производства переключений	переключ. шт.	72	12	12	12	12	12	12	тыс.кВтч	365,4	60,9		0,2	60,9		0,2	60,9		0,2	60,9		0,2	60,9		0,2	60,9		0,2															
1.6.	Оптимизация мест размыканий линий 10 кВ с двухсторонним питанием	переключ. шт.	30	5	5	5	5	5	5	тыс.кВтч	342,0	57,0		0,2	57,0		0,2	57,0		0,2	57,0		0,2	57,0		0,2	57,0		0,2															
2. Оптимизация режимов потребления энергоресурсов											453,7	105,8		0,3	95,5		0,4	91,4		0,3	67,7		0,2	53,3		0,2	40,0		0,2					0,0	11,8	19,9	11,8	43,5	44,2	44,1	40,3	38,3	36,1			
2.1.	Замена проводов на большее сечение на перегруженных ЛЭП	км	74	17	16	15	11	8	7	тыс.кВтч	368,9	86,0		0,3	77,4		0,3	75,3		0,3	54,2		0,2	42,0		0,2	34,1		0,2					0,0	10,7	18,5	10,9	40,0	40,1	40,1	36,5	35,2	33,1	ремонтная программа	себестоимость	
2.2.	Замена ответвлений в жилые дома на СИП	км	26	6	6	5	4	3	2	тыс.кВтч	84,8	19,8		0,1	18,2		0,1	16,2		0,1	13,5		0,1	11,2		0,0	5,9		0,0					0,0	1,2	1,4	0,9	3,5	4,1	4,0	3,8	3,1	3,0	ремонтная программа	себестоимость	
3. Совершенствование схем электроснабжения																																										
4. Реконструкция и модернизация энергетических установок																																										
5. Внедрение новых технологий и оборудования																																										
6. Совершенствование средств и систем учета энергоресурсов																																										
7. Иные мероприятия																																										
Итого											3 199,0	563,3		1,7	553,1		1,8	549,0		1,9	525,3		1,8	510,8		1,9	497,6		1,9					0,0	11,8	19,9	11,8	43,5	44,2	44,1	40,3	38,3	36,1			
Южно-Якутские ЭС																																										
1. Совершенствование технологических процессов											3 219,9	536,6		1,5	536,6		1,7	536,6		1,8	536,6		1,9	536,6		2,0	536,6		2,0															
1.1.	Отключение трансформаторов с 2-мя трансформаторовами в режимах малых нагрузок	шт.	16	16	16	16	16	16	16	тыс.кВтч	2 038,9	339,8		0,9	339,8		1,1	339,8		1,2	339,8		1,2	339,8		1,2	339,8		1,3															
1.2.	Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой	шт.	12	12	12	12	12	12	12	тыс.кВтч	917,1	152,9		0,4	152,9		0,5	152,9		0,5	152,9		0,5	152,9		0,6	152,9		0,6															
1.3.	Выравнивание нагрузок фаз в распределительных сетях 0,38 кВ	линий шт.	210	35	35	35	35	35	35	тыс.кВтч	147,0	24,5		0,1	24,5		0,1	24,5		0,1	24,5		0,1	24,5		0,1	24,5		0,1															
1.4.	Оптимизация мест размыканий линий 10 кВ с двухсторонним питанием	переключ. шт.	24	4	4	4	4	4	4	тыс.кВтч	116,9	19,5		0,1	19,5		0,1	19,5		0,1	19,5		0,1	19,5		0,1	19,5		0,1															
2. Оптимизация режимов потребления энергоресурсов											493,9	165,8		0,6	66,5		0,2	79,2		0,3	63,0		0,2	63,0		0,3	56,3		0,2					0,0	0,0	5,0	5,9	10,9	1,9	2,7	1,7	1,7	1,6			
2.1.	Замена осветительных устройств на светодиодные	шт.	287	117	50	40	40	40	0	тыс.кВтч	48,0	19,6		0,2	8,4		0,0	6,7		0,0	6,7		0,0	6,7		0,0	0,0		0,0					0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	эксплуатация	себестоимость	
2.2.	Оптимизация режима обогрева оборудования, ЗиС	шт.	30	5	5	5	5	5	5	тыс.кВтч	148,5	24,8		0,1	24,8		0,1	24,8		0,1	24,8		0,1	24,8		0,1	24,8		0,1					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	эксплуатация	себестоимость	
2.3.	Замена ПЭТ на конвекторы	шт.	65	15	10	10	10	10	10	тыс.кВтч	113,7	26,2		0,1	17,5		0,1	17,5		0,1	17,5		0,1	17,5		0,1	17,5		0,1					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	эксплуатация	себестоимость	
2.4.	Замена проводов на большее сечение на перегруженных ЛЭП	км.	48	27	5	4	4	4	4	тыс.кВтч	167,6	95,3		0,3	15,9		0,1	14,1		0,0	14,1		0,0	14,1		0,1	14,1		0,1					0,0	0,0	4,9	5,9	10,7	1,8	1,6	1,6	1,6	1,6	ремонтная программа	себестоимость	
2.5.	Замена недогруженных трансформаторов (или демонтаж)	шт.	4	0	0	4	0	0	0	тыс.кВтч	16,2	0,0		0,0	0,0		0,0	16,2		0,1	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	ремонтная программа	себестоимость	
3. Совершенствование схем электроснабжения																																										
4. Реконструкция и модернизация энергетических установок																																										
5. Внедрение новых технологий и оборудования																																										
6. Совершенствование средств и систем учета энергоресурсов																																										
7. Иные мероприятия																																										
Итого											3 713,8	702,5		2,1	603,1		2,0	615,9		2,1	599,7		2,1	599,7		2,2	593,0		2,3					0,0	0,0	5,0	5,9	10,9	1,9	2,7	1,7	1,7	1,6			
АО "ДРСК"																																										
1. Совершенствование технологических процессов											42 875,4	7 125,8		20,3	7 143,0		21,7	7 151,6		22,8	7 150,2		23,7	7 150,2		24,7	7 154,6		25,7					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
1.1.	Отключение трансформаторов с 2-мя трансформаторовами в режимах малых нагрузок	шт.	197	213	213	213	213	213	213	тыс.кВтч	22 357,5	3 726,2		10,6	3 726,2		11,4	3 726,2		11,9	3 726,2		12,4	3 726,2		12,9	3 726,2		13,4															
1.2.	Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой	шт.	155	176	176	176	176	176	176	тыс.кВтч	9 602,9	1 599,0		4,4	1 603,4		4,8	1 599,0		5,0	1 599,0		5,2	1 599,0		5,4	1 603,4		5,7															
1.3.	Выравнивание нагрузок фаз в распределительных сетях 0,38 кВ	линий шт.	703	116	117	119	117	117	117	тыс.кВтч	492,1	81,2		0,2	81,9		0,2	83,3		0,3	81,9		0,3	81,9		0,3	81,9		0,3															
1.4.	Приведение уровня напряжения на участке сети к номинальному	шт.	1 528	248	252	257	257	257	257	тыс.кВтч	2 897,4	469,6		1,3	477,6		1,4	487,5		1,5	487,5		1,5	487,5		1,6	487,5		1,6															
1.5.	Перераспределение нагрузки основной сети путем производства переключений	переключ. шт.	1 137	185	188	191	191	191	191	тыс.кВтч	1 992,3	329,6		1,0	331,2		1,0	332,9		1,1	332,9		1,1	332,9		1,2	332,9		1,2															
1.6.	Оптимизация мест размыканий линий 10 кВ с двухсторонним питанием	переключ. шт.	609	99	102	102	102	102	102	тыс.кВтч	5 533,2	920,1		2,8	922,6		2,9	922,6		3,1	922,6		3,2	922,6		3,3	922,6		3,5															
2. Оптимизация режимов потребления энергоресурсов											14 697,9	3 026,7		10,6	2 433,3		8,5	2 515,8		9,4	2 371,4		8,9	2 187,6		8,1	2 163,2		8,3					4,5	20,3	62,7	34,6	122,1	69,1	72,9	67,5	65,0	63,1			
2.1.	Разделение цепей подогрева приводов и баков выключателей 35-110 кВ	шт.	3 954	3 954	3 954	3 954	3 954	3 954	3 954	тыс.кВтч	10 882,2	1 813,7		5,3501	1 813,7		5,7	1 813,7		6,0	1 813,7		6,2	1 813,7		6,5	1 813,7		6,7															
2.2.	Замена осветительных устройств на светодиодные	шт.	7 311	2 997	1 004	894	674	874	668	тыс.кВтч	311,3	122,3		0,8018	47,7		0,3	40,0		0,2	38,7		0,2	38,7		0,2	23,9		0,1					0,0	0,1	0,4	0,3	0,8	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	эксплуатация ремонтная программа	себестоимость	
2.3.	Замена ПЭТ на конвекторы	шт.	814	375	163	10	246	10	10	тыс.кВтч	744,2	415,1		2,3860	98,4		0,6	17,5		0,1	178,2		1,1	17,5		0,1	17,5		0,1					0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,4	0,0	0,6	0,0	0,0	эксплуатация ремонтная программа	себестоимость	
2.4.	Оптимизация режима обогрева оборудования и сооружения ПС	шт.	72	1	21	48	2	0	0	тыс.кВтч	406,7	15,5		0,0920	117,2		0,7	265,7		1,7	8,3		0,1	0,0		0,0	0,0		0,0					0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,5	2,9	0,1	0,0	0,0	ремонтная программа	себестоимость	
2.5.	Оптимизация режима обогрева оборудования, ЗиС	шт.	30	5	5	5	5	5	5	тыс.кВтч	148,5	24,8		0,0730	24,8		0,1	24,8		0,1	24,8		0,1	24,8		0,1	24,8		0,1					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	эксплуатация	себестоимость	
2.6.	Замена проводов на большее сечение на перегруженных ЛЭП	км.	620	151	96	100	93	90	90	тыс.кВтч	2 036,2	595,6		1,8120	304,1		1,1	311,4		1,2	284,8		1,1	272,3		1,1	268,0		1,2					4,5	18,1	56,7	30,9	110,2	60,9	61,8	59,8	58,4	56,7	ремонтная программа	себестоимость	
2.7.	Замена ответвлений в жилые дома на СИП	км.	198	40	33	32	32	31	30	тыс.кВтч	128,7	27,1		0,0830	25,4		0,1	23,4		0,1	20,8		0,1	18,6		0,1	13,4		0,1					0,0	1,5	4,4	1,5	7,5	6,2	6,1	6,0	5,4	5,3	ремонтная программа	себестоимость	
2.8.	Замена перегруженных трансформаторов	шт.	11	6	1	1	1	1	1	тыс.кВтч	23,8	12,6		0,0346	2,0		0,0	3,2		0,0	2,0		0,0	2,0		0,0	2,0		0,0					0,0	0,6	1,2	1,0	2,8	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	ремонтная программа	себестоимость	
2.9.	Замена недогруженных трансформаторов (или демонтаж)	шт.	4	0	0	4	0	0	0	тыс.кВтч	16,2	0,0		0,0000	0,0		0,0	16,2		0,1	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	ремонтная программа	себестоимость	
3. Совершенствование схем электроснабжения																																										
4. Реконструкция и модернизация энергетических установок																																										
5. Внедрение новых технологий и оборудования																																										
6. Совершенствование средств и систем учета энергоресурсов																																										
7. Иные мероприятия																																										
Итого											57 573,4	10 152,5		30,9	9 576,3		30,3	9 667,4		32,2	9 521,6		32,7	9 337,8		32,8	9 317,8		34,0					4,5	20,3	62,7	34,6	122,1	69,1	72,9	67,5	65,0	63,1			

Целевые и прочие показателей программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности
на 1-ый год Программы
АО "Дальневосточная распределительная сетевая компания"

№ п/п	Целевые и прочие показатели	Ед. изм.	2022г.	Плановые значения целевых показателей по 2023 году						
				I квартал	II квартал	6 месяцев	III квартал	9 месяцев	IV квартал	Итого
1	2	3	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Целевые показатели									
1.1	Годовой объем потребления ЭЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. кВт. ч	53 966,3	25 733,7	7 071,0	32 804,7	3 745,5	36 550,2	20 530,0	57 080,2
1.2	Годовой объем потребления ТЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал	30,6	15,7	3,7	19,4	0,7	20,1	12,8	32,9
1.3	Годовой объем потребления воды организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. куб. м	48,4	12,6	12,7	25,3	14,5	39,8	13,3	53,1
1.4	Годовой объем потребления ЭЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. кВт. ч	53 966,3	25 733,7	7 071,0	32 804,7	3 745,5	36 550,2	20 530,0	57 080,2
1.5	Годовой объем потребления ТЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. Гкал	30,6	15,7	3,7	19,4	0,7	20,1	12,8	32,9
1.6	Годовой объем потребления воды организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. куб. м	48,4	12,6	12,7	25,3	14,5	39,8	13,3	53,1
1.7	Нормативные потери ЭЭ при ее передаче по распределительным сетям (% к отпуску в сеть)	%	7,07%	8,55%	4,75%	6,97%	4,37%	6,25%	9,23%	7,09%
1.8	Сверхнормативные потери ЭЭ при ее передаче по распределительным сетям (% к отпуску в сеть)	%	0,14%	0,21%	0,13%	0,18%	0,13%	0,16%	0,32%	0,21%
1.9	Удельный расход автомобильного топлива, используемого для оказания услуг по передаче электрической энергии и оказание услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям	л/км	0,241	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240
2	Прочие показатели									
2.1	Общий объем освоения по всем мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности	млн.руб.	100,2	4,5	20,3	24,8	62,7	87,6	34,6	122,1

Исходные данные для расчета целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
АО "Дальневосточная распределительная сетевая компания"

N п/п	Общие сведения	Ед. изм.	Разбивка по годам						
			2022г. факт	2023г. план	2024г. план	2025г. план	2026г. план	2027г. план	2028г. план
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Полный объем освоения инвестиционной программы	млн. руб.	7 177,6	17 186,3	7 223,3	5 530,8	5 711,0	5 809,1	5 925,8
2	Годовой объем потребления ЭЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. кВт. ч	53 966,3	57 080,2	57 098,4	57 145,3	57 157,3	57 157,3	57 159,3
3	Годовой объем потребления ТЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал	30,6	32,9	32,9	32,9	33,0	33,0	33,0
4	Годовой объем потребления воды организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. куб. м	48,4	53,1	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0
5	Годовой объем потребления газа организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. куб. м							
6	Объем потребления ЭЭ, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. кВт. ч	53 966,3	57 080,2	57 098,4	57 145,3	57 157,3	57 157,3	57 159,3
7	Объем потребления ТЭ, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. Гкал	30,6	32,9	32,9	32,9	33,0	33,0	33,0
8	Объем потребления воды, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. куб. м	48,4	53,1	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0
9	Объем потребления природного газа, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за который осуществляются с использованием приборов учета	тыс. куб. м							
10	Общий объем освоения по всем мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности	млн. руб.	100,2	122,1	69,1	72,9	67,5	65,0	63,1
11	Объем освоения внебюджетных средств, используемых для мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности	млн. руб.	100,2	122,1	69,1	72,9	67,5	65,0	63,1
12	Число энергосервисных договоров, заключенных в установленном порядке	шт.	0	0	0	0	0	0	0
13	Общее число объектов электросетевого / теплосетевого / теплоэнергетического / энергетического хозяйства	у.е.	6	6	6	6	6	6	6
14	Объекты электросетевого / теплосетевого / теплоэнергетического / энергетического хозяйства, в отношении которых проведено энергетическое обследование	у.е.	6	6	6	6	6	6	6
15	Установленная мощность электростанций (средняя за период)	МВт							
16	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%							
17	Общий объем ЭЭ, передаваемой по распределительным сетям (отпускаемой в сеть)	тыс. кВт. ч	26 845 879,5	27 208 138,9	27 480 658,3	27 720 023,1	27 972 804,7	28 229 393,2	28 480 419,9
18	Объем потерь ЭЭ при ее передаче по распределительным сетям	тыс. кВт. ч	1 936 561,7	1 984 702,3	1 998 369,1	2 008 773,5	2 021 968,2	2 035 201,8	2 046 415,3
18.1	Нормативные потери	тыс. кВт. ч	1 897 658,5	1 928 782,5	1 943 844,2	1 956 095,3	1 970 948,9	1 986 103,0	1 999 257,7
18.2	Сверхнормативные потери	тыс. кВт. ч	38 903,2	55 919,8	54 525,0	52 678,2	51 019,3	49 098,8	47 157,7

N п/п	Общие сведения	Ед. изм.	Разбивка по годам						
			2022г. факт	2023г. план	2024г. план	2025г. план	2026г. план	2027г. план	2028г. план
19	Объем потерь ТЭ при ее передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал							
20	Объем ЭЭ, используемый при передаче ТЭ	тыс. кВт. ч							
21	Объем производства электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов	тыс. кВт ч							
22	Общий объем электрической энергии, производимой организацией	тыс. кВт ч							
23	Объем производства тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов	тыс. Гкал							
24	Потребление топливно-энергетических ресурсов	тыс. т.у.т.							
25	Установленная тепловая мощность на начало года	тыс. Гкал/ч							
26	Объем тепловой энергии, производимой организацией	тыс. Гкал							
27	Объем тепловой энергии, отпускаемой организацией в сеть (отпуск с коллекторов)	тыс. Гкал							
28	Объем тепловой энергии, отпускаемой организацией потребителям	тыс. Гкал							
29	Удельный расход топлива на отпуск ЭЭ **	г.у.т./кВт.ч							
30	Удельный расход топлива на отпуск ТЭ **	кг.у.т./ Гкал							
31	Потребление топливно-энергетических ресурсов в стоимостном выражении ***	млн. руб.							
32	Доля потребления электроэнергии на собственные нужды	%							
33	Расход электроэнергии на собственные нужды на производство электроэнергии	%							
34	Расход электроэнергии на собственные нужды на отпуск тепловой энергии **	кВт ч/Гкал							
35	Удельный расход воды на 1 Гкал тепловой энергии **	куб. м/Гкал							
	Дополнительные справочные данные								
36	Объем оказанных услуг (без НДС)	млн. руб.	34 623,5	39 642,1	41 185,0	43 609,8	45 986,7	48 500,2	51 148,1
37	Годовые затраты на реализацию Программы (без НДС), в том числе	млн. руб.	100,2	122,1	69,1	72,9	67,5	65,0	63,1
37.1	инвестиционная программа, в т.ч.	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- амортизация	млн. руб.							
	- прибыль	млн. руб.							
	- заемные средства	млн. руб.							
	- бюджетные средства (уровень бюджета)	млн. руб.							
	- прочие	млн. руб.							
37.2.	ремонтный фонд	млн. руб.	99,6	121,7	69,0	72,8	67,4	64,8	63,1
37.3	прочие средства	млн. руб.	0,6	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0

Целевые индикаторы энергосбережения и повышения энергетической эффективности на 1-ый год программы
АО "Дальневосточная распределительная сетевая компания"

N п/п	Общие сведения	Ед. изм.	2022г. факт							2023г. план						
			I квартал	II квартал	6 месяцев	III квартал	9 месяцев	IV квартал	Итого	I квартал	II квартал	6 месяцев	III квартал	9 месяцев	IV квартал	Итого
			факт	факт	факт	факт	факт	факт	факт	План	План	План	План	План	План	план
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Полный объем освоения инвестиционной программы	млн. руб.	550,0	797,6	1 347,5	1 556,8	2 904,3	4 273,3	7 177,6	572,3	1 519,8	2 092,1	4 370,2	6 462,3	10 724,0	17 186,3
2	Годовой объем потребления ЭЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. кВт. ч	24 660,2	6 736,7	31 396,9	3 302,0	34 698,9	19 267,4	53 966,3	25 733,7	7 071,0	32 804,7	3 745,5	36 550,2	20 530,0	57 080,2
3	Годовой объем потребления ТЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал	15,0	3,7	18,7	0,5	19,2	11,4	30,6	15,7	3,7	19,4	0,7	20,1	12,8	32,9
4	Годовой объем потребления воды организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. куб. м	12,8	11,5	24,3	12,4	36,7	11,7	48,4	12,6	12,7	25,3	14,5	39,8	13,3	53,1
5	Годовой объем потребления газа организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. куб. м														
6	Объем потребления ЭЭ, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. кВт. ч	24 660,2	6 736,7	31 396,9	3 302,0	34 698,9	19 267,4	53 966,3	25 733,7	7 071,0	32 804,7	3 745,5	36 550,2	20 530,0	57 080,2
7	Объем потребления ТЭ, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. Гкал	15,0	3,7	18,7	0,5	19,2	11,4	30,6	15,7	3,7	19,4	0,7	20,1	12,8	32,9
8	Объем потребления воды, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. куб. м	12,8	11,5	24,3	12,4	36,7	11,7	48,4	12,6	12,7	25,3	14,5	39,8	13,3	53,1
9	Объем потребления природного газа, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за который осуществляются с использованием приборов учета	тыс. куб. м														
10	Общий объем освоения по всем мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности	млн. руб.	1,0	17,9	18,9	54,2	73,1	27,1	100,2	4,5	20,3	24,8	62,7	87,6	34,6	122,1
11	Объем освоения внебюджетных средств, используемых для мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности	млн. руб.	1,0	17,9	18,9	54,2	73,1	27,1	100,2	4,5	20,3	24,8	62,7	87,6	34,6	122,1
12	Число энергосервисных договоров, заключенных в установленном порядке	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Общее число объектов электросетевого / теплосетевого / теплоэнергетического / энергетического хозяйства	у.е.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
14	Объекты электросетевого / теплосетевого / теплоэнергетического / энергетического хозяйства, в отношении которых проведено энергетическое обследование	у.е.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
15	Установленная мощность электростанций (средняя за период)	МВт														
16	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%														
17	Общий объем ЭЭ, передаваемой по распределительным сетям (отпускаемой в сеть)	тыс. кВт. ч	8 168 023,6	5 719 218,4	13 887 242,0	5 362 764,3	19 250 006,4	7 595 873,2	26 845 879,5	8 285 989,5	5 865 225,1	14 151 214,7	5 411 592,9	19 562 807,6	7 645 331,3	27 208 138,9
18	Объем потерь ЭЭ при ее передаче по распределительным сетям	тыс. кВт. ч	713 552,5	269 324,6	982 877,1	235 158,5	1 218 035,6	718 526,1	1 936 561,7	725 774,9	285 880,3	1 011 655,2	243 306,9	1 254 962,1	729 740,2	1 984 702,3
18.1	Нормативные потери	тыс. кВт. ч	700 747,9	265 398,7	966 146,7	231 748,6	1 197 895,3	699 763,2	1 897 658,5	708 379,7	278 380,5	986 760,1	236 426,9	1 223 187,0	705 595,4	1 928 782,5
18.2	Сверхнормативные потери	тыс. кВт. ч	12 804,5	3 925,9	16 730,4	3 410,0	20 140,4	18 762,8	38 903,2	17 395,2	7 499,9	24 895,0	6 880,0	31 775,1	24 144,8	55 919,8
19	Объем потерь ТЭ при ее передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал														
20	Объем ЭЭ, используемый при передаче ТЭ	тыс. кВт. ч														
21	Объем производства электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов	тыс. кВт ч														
22	Общий объем электрической энергии, производимой организацией	тыс. кВт ч														
23	Объем производства тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов	тыс. Гкал														
24	Потребление топливно-энергетических ресурсов	тыс. т.у.т.														
25	Установленная тепловая мощность на начало года	тыс. Гкал/ч														
26	Объем тепловой энергии, производимой организацией	тыс. Гкал														
27	Объем тепловой энергии, отпускаемой организацией в сеть (отпуск с коллекторов)	тыс. Гкал														
28	Объем тепловой энергии, отпускаемой организацией потребителям	тыс. Гкал														
29	Удельный расход топлива на отпуск ЭЭ **	г.у.т./кВт.ч														
30	Удельный расход топлива на отпуск ТЭ **	кг.у.т./ Гкал														
31	Потребление топливно-энергетических ресурсов в стоимостном выражении	млн. руб.														
32	Доля потребления электроэнергии на собственные нужды	%														
33	Расход электроэнергии на собственные нужды на производство электроэнергии	%														
34	Расход электроэнергии на собственные нужды на отпуск тепловой энергии **	кВт ч/Гкал														
35	Удельный расход воды на 1 Гкал тепловой энергии **	куб. м/Гкал														