

«Разработчик»

Директор
Брянского ЦНТИ-филиала ФГБУ
«Российское энергетическое агентство»
Минэнерго России



«Утверждаю»

Директор
ООО «БРЭСК»



ПРОГРАММА В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Общество с ограниченной ответственностью
«Брянская региональная электросетевая компания»
на 2023–2027 годы

Юридический адрес учреждения:

241023, Российская Федерация, Брянская область,
г. Брянск, ул. Бежицкая, д.54, оф.508

Брянск 2022 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Паспорт программы.....	3
Введение.....	7
Глава 1. Сведения об объекте энергетического обследования.....	8
Глава 2. Цели и задачи Программы	82
Глава 3. Сроки и этапы реализации Программы	82
Глава 4. Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности	82
Глава 5. Ожидаемые результаты.....	86
Глава 6. Объем и источники финансирования.....	86
Приложение.....	88

ПАСПОРТ ПРОГРАММЫ

Наименование Программы	Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности – Общество с ограниченной ответственностью «Брянская региональная электросетевая компания» на 2023-2027 годы.
Основание для разработки Программы	<p>– Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» (с изменениями на 11 июня 2021 года).</p> <p>– Федеральный закон от 19.07.2018 № 221-ФЗ «О внесении изменений в 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ».</p> <p>– Приказ Министерства энергетики РФ от 30 июня 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».</p> <p>– Приказ Министерства энергетики РФ от 30 июня 2014 № 399 «Об утверждении методики расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях».</p> <p>– Постановление Правительства РФ от 11.02.2021 № 161 «Об утверждении требований к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства РФ и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации».</p> <p>– Постановление Правительства РФ от 31.12.2009 № 1221 «Об утверждении правил установления требований энергетической эффективности товаров, услуг, работ, размещения заказов для муниципальных нужд».</p>

	<p>– Приказ министерства экономического развития РФ от 17.02.2010 № 61 «Об утверждении примерного перечня мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности».</p> <p>– Распоряжение Правительства РФ от 01.12.2009 № 1830-р «Об утверждении плана мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в РФ».</p>
Заказчик Программы	Общество с ограниченной ответственностью «Брянская региональная электросетевая компания».
Основные разработчики Программы	Брянский центр научно-технической информации – филиал ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России.
Исполнитель Программы	Общество с ограниченной ответственностью «Брянская региональная электросетевая компания».
Цели Программы	<p>– выполнение требований Федерального закона от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ»;</p> <p>– уменьшение расходов на оплату энергоресурсов;</p> <p>– повышение эффективности использования энергоресурсов;</p> <p>– формирование среди сотрудников установки на бережное отношение к энергоресурсам, привитие им соответствующих навыков и знаний.</p>
Задачи Программы	<p>– достижение целевого уровня снижения потребления каждого вида ресурсов;</p> <p>– совершенствование процессов учета и контроля за потреблением энергоресурсов;</p> <p>– обучение сотрудников в области энергосбережения;</p> <p>– распределение ответственности среди сотрудников за деятельность в области энергосбережения;</p> <p>– регулярное проведение мероприятий, направленных на получение и анализ данных об имеющихся потерях энергоресурсов и организацию работ по их сокращению;</p> <p>– выявление и анализ причин перерасхода энергетических ресурсов по сравнению с нормативными показателями;</p>

	<ul style="list-style-type: none"> – определение потенциала энергосбережения (нерациональных потерь); – разработка перечня мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и проведение их стоимостной оценки по каждому виду потребляемых энергоресурсов.
Целевые показатели Программы	<p>Целевыми показателями энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с Федеральным Законом от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» и Приказом Минэкономразвития России от 15 июля 2020 года № 425 «Об утверждении методических рекомендаций по определению в сопоставимых условиях целевого уровня снижения учреждением суммарного объема потребляемых ими дизельного и иного топлива, мазута, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, угля, а также объема потребляемой ими воды» являются показатели, характеризующие снижение объема потребления ресурсов в сопоставимых условиях и в натуральном выражении:</p> <ul style="list-style-type: none"> – снижение потребления электрической энергии в натуральном выражении (тыс.кВтч); – снижение потребления тепловой энергии в натуральном выражении (Гкал); – снижение потребления природного газа в натуральном выражении (тыс.куб.м.); – снижение потребления холодной воды в натуральном выражении (тыс.куб.м); – снижение потребления моторного топлива в натуральном выражении (тыс.л); – оснащенность приборами учета (ПУ) каждого вида потребляемого энергетического ресурса.
Сроки и этапы реализации Программы	Сроки реализации Программы: 2023-2027 годы
Основные ожидаемые конечные результаты реализации Программы	<ul style="list-style-type: none"> – обеспечение ежегодного сокращения объёмов потребления электроэнергии, тепловой энергии, природного газа, холодной воды, моторного топлива. – снижение платежей за энергоресурсы до минимума при обеспечении комфортных условий пребывания и проживания в помещениях.

	<p>– формирование «энергосберегающего» типа мышления в коллективе.</p> <p>– сокращение нерационального расходования и потерь топливно-энергетических ресурсов.</p>
Объемы и источники финансирования (с разбивкой на этапы реализации Программы)	<p>Общий объем финансирования Программы составляет 2539,32 тыс. рублей, в том числе:</p> <p>2023 год – 0,0 тыс. рублей</p> <p>2024 год – 657,33 тыс. рублей</p> <p>2025 год – 627,33 тыс. рублей</p> <p>2026 год – 627,33 тыс. рублей</p> <p>2027 год – 627,33 тыс. рублей</p> <p>Объемы финансирования, предусмотренные Программой, носят ориентировочный характер и подлежат корректировке при формировании и утверждении сметы расходов ООО «БРЭСК».</p>

СОГЛАСОВАНО:

Директор ООО «БРЭСК»

Д.В. Соловьев

*Главный бухгалтер ООО
«БРЭСК»*

С.В. Михеева

ВВЕДЕНИЕ

Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности (далее – Программа) разработана в соответствии с Федеральным законом от 23 ноября 2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями на 11 июня 2021 года) (далее – Закон №261-ФЗ), Федеральным законом от 19.07.2018 №221-ФЗ «О внесении изменений в 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» с учетом требований Приказа Министерства энергетики РФ от 30 июня 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».

Программа энергосбережения направлена на обеспечение снижения потребления топливно-энергетических ресурсов (далее – ТЭР) и воды за счет внедрения в учреждении предлагаемых данной программой решений и мероприятий и соответственно перехода на экономическое и рациональное расходование ТЭР в учреждении при полном удовлетворении потребностей в количестве и качестве ТЭР.

Программа содержит взаимоувязанный по срокам и финансовым ресурсам перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Краткое описание содержания

Программа энергосбережения содержит ниже перечисленные сведения:

- об оснащении приборами учета используемых энергетических ресурсов;
- об объеме используемых энергетических ресурсов и о его изменении;
- об показателях энергетической эффективности;

- об величине потерь переданных энергетических ресурсов (для организаций, осуществляющих передачу энергетических ресурсов);
- об потенциале энергосбережения, в том числе об оценке возможной экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении;
- об перечне типовых мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Краткое описание методологии

Методология разработки программы энергосбережения:

- анализ состояния фактически используемых систем снабжения энергетическими ресурсами;
- определение структуры и анализ динамики расхода используемых энергетических ресурсов в натуральном и стоимостном выражениях за отчетный (базовый) год и два года, предшествующих отчетному (базовому) году, по системам использования энергетических ресурсов в целом;
- определение структуры и анализ динамики потребления каждому виду используемых энергетических ресурсов в процентном соотношении за отчетный (базовый) год и два года, предшествующих отчетному (базовому) году, по системам использования энергетических ресурсов в целом;
- разработка балансов по каждому виду используемых энергетических ресурсов за отчетный (базовый) год и два года, предшествующих отчетному (базовому) году, по системам использования энергетических ресурсов в целом.

ГЛАВА 1. СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

1.1. Полное наименование и общие сведения об объекте энергетического обследования

Основным видом деятельности обследуемой организации является: Транспорт и передача электроэнергии (ОКВЭД2 35.12).

Организация была зарегистрирована «09» января 2014 года под регистрационным номером 1143256000073 (ОГРН) в органе гос. регистрации.

Общие сведения об организации предоставлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1

1. Организационно-правовая форма	Общество с ограниченной ответственностью (ООО)
2. Юридический адрес	241023, Брянская область, г.о. Брянск, г. Брянск, ул. Бежицкая, д.54, офис 508
3. Фактический адрес	241023, Брянская область, г.о. Брянск, г. Брянск, ул. Бежицкая, д.54, офис 508
4. Наименование основного общества (для дочерних (зависимых) обществ)	Общество с ограниченной ответственностью «Брянская региональная электросетевая компания»
5. Доля государственной (муниципальной) собственности, % (для акционерных обществ)	0%
6. Банковские реквизиты, ИНН организации	р/с 40702810406220000068 к/с 30101810300000000677 Воронежский филиал АБ «РОССИЯ» г. Воронеж, БИК 042007677 ИНН организации 3257012934
7. Коды статистики (ОКВЭД, ОКП, ОКПО, ОКУН)	ОКВЭД2 35.12; КПП 325701001; ОКПО 14344683; ОКАТО 15401375000; ОКТМО: 15701000001
8. Ф.И.О., должность руководителя, телефон	Дмитрий Владимирович Соловьев Директор Тел.: (4832) 58-93-45; 32bresk@mail.ru
9. Ф.И.О., должность, телефон, факс, e-mail должностного лица, ответственного за техническое состояние оборудования	Игорь Иванович Власенков Главный инженер Тел.: 8-910-734-26-56 vlasenkov32@yandex.ru
10. Ф.И.О., должность, телефон, факс, e-mail должностного лица, ответственного за энергетическое хозяйство	Игорь Иванович Власенков Главный инженер Тел.: 8-910-734-26-56 vlasenkov32@yandex.ru

1.2. Местонахождение объекта энергетического обследования в соответствии со сведениями кадастрового плана

Местонахождение объекта энергетического обследования в соответствии со сведениями кадастрового плана:

1. Юридический адрес: 241023, Брянская область, г.о. Брянск, г. Брянск, ул. Бежицкая, д.54, офис 508.
2. Фактический адрес: 241023, Брянская область, г.о. Брянск, г. Брянск, ул. Бежицкая, д.54, офис 508.

Адрес МКД	Кадастровый номер
241023, Брянская область, г.о. Брянск, г. Брянск, ул. Бежицкая, д.54, офис 508.	32:28:0031002:1

1.3. Климатическая зона, в которой расположен объект энергетического обследования

Климат характеризуется как умеренно континентальный с четко выраженными сезонами года: теплым летом и умеренно холодной зимой. Характеристика элементов климата приводится по данным метеостанции г. Брянск на основании СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями №1, 2), дата введения 29.05.2019 г. и отражены в таблице 1.2, таблице 1.3.

Таблица 1.2 – Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-7,3	-6,4	-1,1	7,2	13,9	17,0	18,6	17,4	11,9	5,6	-0,3	-4,7	6,0

Таблица 1.3 – Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
3,7	4,1	3,8	3,5	3,8	2,9	2,5	2,7	3,5	3,7	4,5	2,4	3,4

Осадков в среднем за год выпадает от 550 до 600 мм. Самое большое количество осадков выпадает в июле (от 80 до 100 мм), наименьшее – в декабре, январе, феврале (по 25–35 мм в месяц).

1.4. Схема расположения объекта энергетического обследования

Схема расположения объекта энергетического обследования представлена на рисунке 1.1

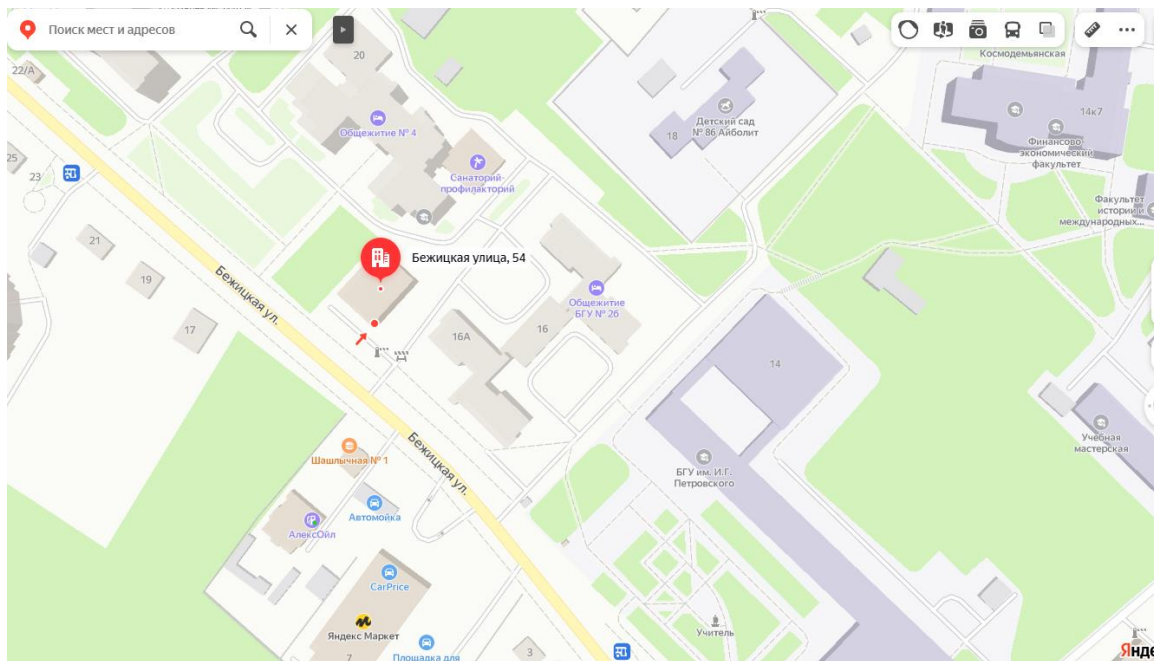


Рисунок 1.1 – Схема расположения объекта энергетического обследования

1.5. Динамика изменения численного состава работников на объекте энергетического обследования за отчетный (базовый) год и два года, предшествующих отчетному (базовому) году, в том числе производственного персонала

Динамика изменения численного состава работников на объекте энергетического обследования за отчетный (базовый) год и два года, предшествующих отчетному (базовому) году, в том числе производственного персонала представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4.

Наименование	Единица измерения	2019 г.	2020г.	2021г.
Среднегодовая численность персонала, в т.ч. производственный персонал	чел.	28	28	28

Баланс фактически используемого и передаваемого энергетического ресурса в натуральном и стоимостном выражениях за отчетный (базовый) год, всей системы использования энергетического ресурса и каждого ее элемента отдельно, приведены в таблице 1.5.

№ п/п	Наименование показателя	Код строки	Всего	В том числе по уровню напряжения			
				ВН	СН1	СН2	НН
I. Электроэнергия (тыс. кВт ч)							
1	Поступление в сеть из других организаций:	10	113 206,352	95 854,943	0,000	17 351,409	0,000
1.1	из сетей ПАО "ФСК ЕЭС"	20	854,434	854,434			
1.2	от генерирующих компаний и блок-станций:	30	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4	от смежных сетевых организаций:	430	112 351,918	95 000,509	0,000	17 351,409	0,000
1.4.1	Филиал ПАО "МРСК Центра - "Брянскэнерго"	431	100 911,031	92 596,991		8 314,040	
1.4.2	ООО "БрянскЭлектро"	432	11 440,887	2 403,518		9 037,369	
2	Поступление в сеть из других уровней напряжения (трансформация)	630	16 819,237	0,000	0,000	4 427,089	12 392,148
2.1	ВН	640	7 766,060			4 427,089	3 338,971
2.2	СН1	650	0,000				
2.3	СН2	660	9 053,177				9 053,177
2.4	НН	670	0,000				
3	Генерация на установках организации (совмещение деятельности)	680	0,000				
4	Отпуск из сети:	690	110 498,840	87 063,060	0,000	11 898,553	11 537,227
4.1	прямым прочим потребителям по договорам оказания услуг по передаче электрической энергии, в том числе:	700	0,000				
4.1.1	потребителям, опосредованно подключенным к шинам генераторов	710	0,000				
4.2	потребителям ГП, ЭСО, ЭСК, в том числе:	720	82 382,979	69 249,242		11 213,131	1 920,606
4.2.1	прочим потребителям, в том числе:	730	82 382,979	69 249,242		11 213,131	1 920,606
4.2.1.1	потребителям, опосредованно подключенным к шинам генераторов	740	0,000				
4.3	смежным сетевым организациям:	750	18 434,208	17 758,944	0,000	675,264	0,000
4.3.1	ООО "БрянскЭлектро"	751	17 758,944	17 758,944			
4.3.2	ООО "Современный город - ЭСО"	752	675,264			675,264	
4.4	Населению и приравненным к нему категориям	950	9 681,653	54,874		10,158	9 616,621
5	Отпуск в сеть других уровней напряжения	960	16 819,237	7 766,060		9 053,177	
6	Хозяйственные нужды организации	970	0,000				
7	Собственное потребление (совмещение деятельности)	980	0,000				
8	Общий объем потерь (фактические объемы), в том числе:	990	2 707,512	1 025,823		826,768	854,921

Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
ООО «БРЭСК» на 2023–2027 годы

№ п/п	Наименование показателя	Код строки	Всего	В том числе по уровню напряжения			
				ВН	СН1	СН2	НН
8.1	относимые на собственное потребление (фактическое значение)	1000	0,000				
9	Нормативные потери (объемы потерь учтенные в сводном прогнозном балансе)	1010	2 286,557	1 162,773		608,270	515,513
10	Объем превышения фактических объемов потерь электрической энергии над объемами потерь, учтенными в сводном прогнозном балансе за соответствующий расчетный период	1020	420,955	-136,950	0,000	218,498	339,408
11	Небаланс	1030	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
II. Мощность (МВт)							
23	Заявленная мощность	2070	38,164	21,484		6,677	10,003
24	Максимальная мощность	2080	0,000				
25	Резервируемая мощность	2090	0,000				
IV. Фактический полезный отпуск конечным потребителям (тыс. кВт ч; МВт)							
26	Полезный отпуск конечным потребителям (тыс. кВт ч):	2100	110 498,840	87 063,060	0,000	11 898,553	11 537,227
26.1	по одноставочному тарифу	2110	0,000				
26.2	по двухставочному тарифу:	2120	110 498,840	87 063,060	0,000	11 898,553	11 537,227
26.2.1	мощность (МВт), в том числе:	2130	38,164	21,484		6,677	10,003
26.2.1.1	опосредованно подключенным к шинам генераторов (МВт)	2140	0,000				
26.2.2	компенсация потерь (тыс. кВт ч)	2150	110 498,840	87 063,060		11 898,553	11 537,227
27	Полезный отпуск потребителям ГП, ЭСО (тыс. кВт ч):	2160	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
27.1	по одноставочному тарифу:	2170	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
27.1.1	прочим потребителям	2180	0,000				
27.1.2	населению и приравненным к нему категориям потребителей:	2190	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
27.1.2.1	Населению, проживающему в городских населенных пунктах в домах, не оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками и приравненным к нему категориям потребителей:	2200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
27.1.2.1.1	в пределах социальной нормы потребления	2210	0,000				

Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
ООО «БРЭСК» на 2023–2027 годы

№ п/п	Наименование показателя	Код строки	Всего	В том числе по уровню напряжения			
				ВН	СН1	СН2	НН
27.1.2.1.2	сверх социальной нормы потребления	2220	0,000				
27.1.2.2	Населению, проживающему в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами и электроотопительными установками и приравненным к нему категориям потребителей:	2230	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
27.1.2.2.1	в пределах социальной нормы потребления	2240	0,000				
27.1.2.2.2	сверх социальной нормы потребления	2250	0,000				
27.1.2.3	Населению, проживающему в сельских населенных пунктах и приравненным к нему потребителям:	2260	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
27.1.2.3.1	в пределах социальной нормы потребления	2270	0,000				
27.1.2.3.2	сверх социальной нормы потребления	2280	0,000				
27.1.2.4	Садоводческим, огородническим или дачным некоммерческим объединениям граждан	2290	0,000				
27.1.2.5	Религиозным организациям	2300	0,000				
27.1.2.6	Юридическим лицам приобретающим электроэнергию в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах, жилых зонах при воинских частях и в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания	2310	0,000				
27.1.2.7	Некоммерческим объединениям граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы) и хозяйственные постройки физических лиц	2320	0,000				
27.2	по двухставочному тарифу (прочие потребители):	2330	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
27.2.1	мощность (МВт), в том числе:	2340	0,000				
27.2.1.1	опосредованно подключенным к шинам генераторов (МВт)	2350	0,000				
27.2.2	компенсация потерь (тыс. кВт ч)	2360	0,000				
28	Оплачиваемый сетевыми организациями объем оказанных услуг по индивидуальному тарифу:	2370	110 498,840	87 063,060	0,000	11 898,553	11 537,227
28.1	по одноставочному тарифу	2380	0,000				
28.2	по двухставочному тарифу:	2390	110 498,840	87 063,060	0,000	11 898,553	11 537,227
28.2.1	мощность (МВт)	2400	38,164	21,484		6,677	10,003
28.2.2	компенсация потерь (тыс. кВт ч)	2410	110 498,840	87 063,060		11 898,553	11 537,227

Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
ООО «БРЭСК» на 2023–2027 годы

№ п/п	Наименование показателя	Код строки	Всего	В том числе по уровню напряжения			
				ВН	СН1	СН2	НН
V. Стоимость услуг (тыс. руб.)							
29	Стоимость услуг, оплачиваемая потребителями (конечными потребителями по прямым договорам и ТСО):	2420	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
29.1	по одноставочному тарифу	2430	0,000				
29.2	по двухставочному тарифу:	2440	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
29.2.1	мощность, в том числе:	2450	0,000				
29.2.1.1	опосредованно потребителям с шин генераторов	2460	0,000				
29.2.2	компенсация потерь	2470	0,000				
30	Стоимость услуг, оплачиваемая ГП, ЭСО:	2480	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
30.1	по одноставочному тарифу	2490	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
30.1.1	прочим потребителям	2500	0,000				
30.1.2	населению и приравненным к нему категориям потребителей:	2510	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
30.1.2.1	в пределах социальной нормы потребления	2520	0,000				
30.1.2.2	сверх социальной нормы потребления	2530	0,000				
30.2	по двухставочному тарифу (прочие потребители):	2540	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
30.2.1	мощность, в том числе:	2550	0,000				
30.2.1.1	опосредованно потребителям с шин генераторов	2560	0,000				
30.2.2	компенсация потерь	2570	0,000				
31	Стоимость услуг, оплачиваемых сетевыми организациями по индивидуальному тарифу:	2580	47 142,866	28 351,368	0,000	7 705,798	11 085,700
31.1	по одноставочному тарифу	2590	0,000				
31.2	по двухставочному тарифу:	2600	47 142,866	28 351,368	0,000	7 705,798	11 085,700
31.2.1	мощность	2610	39 084,848	22 002,381		6 838,107	10 244,360
31.2.2	компенсация потерь	2620	8 058,017	6 348,987		867,690	841,341

Фактическое состояние и структура системы используемого энергетического ресурса за отчетный (базовый) год, в том числе результаты инструментального обследования (в случае, если оно проводилось).

Система электроснабжения и передачи электроэнергии

Надежность и бесперебойность электроснабжения предприятия определяется не только схемными решениями, но и техническим состоянием оборудования и уровнем его эксплуатации. Эти факторы во многом определяют технологические потери электроэнергии во внутривзаводских сетях. Организация эксплуатации силового электрооборудования по результатам обследования оценивается как удовлетворительное. Проводятся планово-принудительные ремонты и регламентные работы, ведется эксплуатационная документация. Несмотря на недостаточное финансирование, осуществляется ремонт оборудования подстанций и распределительных устройств, обеспечивается практически бесперебойное электроснабжение субабонентов. Однако оборудование системы электроснабжения, введенное в эксплуатацию более 20 лет назад, исчерпало ресурс и морально устарело. В 1-ю очередь это относится к основному электрооборудованию, определяющему надежность электропитания – высоковольтным выключателям РУ-10/6кВ и ячейкам распределительных устройств. Силовые трансформаторы ПС 10/6/0,4кВ при надлежащей эксплуатации служат обычно долго – до 40 лет, и речь может идти в основном об экономичности их работы, т.е. об увеличении потерь энергии в них.

Эксплуатируемые в настоящее время в РУ-10/6кВ высоковольтные выключатели морально и физически устарели, являются затратными в эксплуатации и уступают в быстродействии и назначенном ресурсе (количестве коммутаций) современным вакуумным выключателям. Также, морально и физически устарела релейная аппаратура вторичных цепей в ячейках распределительных устройств.

Современные шкафы КРУ комплектуются микропроцессорными системами защиты и управления, повышающими надежность и функциональные

возможности шкафов КРУ. В частности, с помощью подобных микропроцессорных устройств, имеющих стандартный интерфейс, строятся системы диспетчеризации электроснабжения. В связи с изложенным и с учётом опыта эксплуатации на аналогичных предприятиях рекомендуем для повышения надёжности и обеспечения бесперебойности электроснабжения модернизировать РУ-10/6кВ, заменив высоковольтные масляные выключатели на вакуумные, а релейную аппаратуру защиты и управления – на электронную.

Обследование показало, что трансформаторный парк ООО «БРЭСК» находится в удовлетворительном состоянии. Однако несколько трансформаторов выработали нормативный срок службы равный 25 лет. Капитальный ремонт трансформаторов не проводится. После капитального ремонта потери холостого хода сокращаются (становятся примерно на 5 % больше начальных паспортных данных). В основном, трансформаторный парк имеет загрузку ниже средней. По данным замеров, максимальный коэффициент загрузки (K_z) не превышает 0,4. Для увеличения загрузки трансформаторов могут быть использованы различные возможности в зависимости от перспективы увеличения или сокращения производства на предприятии. При увеличении объёмов производства вырастут электропотребление и электрическая нагрузка трансформаторов, что переведёт их в зону энергоэффективной работы.

Замена трансформаторов является дорогостоящим мероприятием. Стоит учесть, что альтернативой замене трансформаторов является капитальный ремонт. Затраты на капитальный ремонт составляют не менее 70% от стоимости нового трансформатора, при этом сверхнормативные потери холостого хода исключить невозможно. Для снижения уровня потерь в электрических сетях, а также для улучшения надёжности технического состояния энергосистемы предприятия рекомендуем рассмотреть возможность поэтапной замены силовых трансформаторов на новые, имеющие лучшие технико-экономические показатели. В разделе мероприятия подробно рассмотрен вариант замены устаревших и малоэффективных трансформаторов.

Собраны данные по показаниям приборов учета по каждой подстанции за 2021 год, полученные от службы главного энергетика. Данные показаний коммерческих приборов учета представлены в таблице ниже.

Таблица 1.6 – Перечень ПС 110/10/6/0,4 кВ участвующих в передаче электрической энергии потребителям

№ п/п	Номер подстанции	Тип трансформатора	Уном, кВ	Мощность, МВА
1	ПС 110/6кВ Глинищево Трансформаторная подстанция ПС 110/6кВ «Глинищево» с заходами ВЛ 110кВ пл.446,3кв.м. с. Глинищево, ул. Главная, 1а	Т-1	110/6	6,3
2	КТП-6/0,4кВ-476 Трансформаторная подстанция Ст. Димитрова 65. г. Брянск пр-т Ст. Димитрова, д. 65	Т-1 ТМГ 630	6/0,4	0,63
		Т-2 ТМГ 630	6/0,4	0,63
3	ЗТП ЦРТП-6/0,4кВ г. Брянск, 5 мкр-н, ул. Романа Брянского, 29	Т-1 ТМГ 630	6/0,4	0,63
		Т-2 ТМГ 630	6/0,4	0,63
4	ЗТП-6/0,4кВ № 2 г. Брянск, 5 мкр-н, ул. Романа Брянского, 29	Т-1 ТМ 1000	6/0,4	1,0
		Т-2 ТМ 1000	6/0,4	1,0
5	КТП6/0,4кВ-87 г. Клинцы	Т-1 ТМГ 400	6/0,4	0,4
6	КТПН-10/0,4кВ-231 «Елесевы поля» Брянская обл., Брянский р-н, н.п. Октябрьское	Т-1 ТМ 160	10/0,4	0,16
7	КТП-10/0,4кВ-172 Трансформаторная подстанция КТП № 172. Брянская обл., Брянский р-н, д. Добрунь	Т-1 ТМ 250	10/0,4	0,25
8	КТП-10/0,4кВ-709 Брянская обл., Брянский р-н, д. Добрунь	Т-1 ТМ 250	10/0,4	0,25
9	КТП-10/0,4кВ № 109 д. Добрунь 2020.07	Т-1 ТМ 160	10/0,4	0,16
10	ЗТП-10/0,4кВ-11 Брянская обл., Выгоничский р-н, с. Кокино (Кокинская сельская администрация)	Т-1 ТМ 320	10/0,4	0,32
11	ЗТП-10/0,4кВ-12 Брянская обл., Выгоничский р-н, с. Кокино (Кокинская сельская администрация)	Т-1 ТМГ 630	10/0,4	0,63
		Т-2 ТМГ 630	10/0,4	0,63
12	ЗТП-10/0,4кВ-38 Брянская обл., Выгоничский р-н, с. Кокино (Кокинская сельская администрация)	Т-1 ТМГ 630	10/0,4	0,63
		Т-2 ТМГ 630	10/0,4	0,63
13	ЗТП-10/0,4кВ-341 Брянская обл., Выгоничский р-н, с. Кокино (Кокинская сельская администрация)	Т-1 ТМ 250	10/0,4	0,25
		Т-2 ТМ 250	10/0,4	0,25
14	КТП-10/0,4кВ № 108 с. Кокино, 2021	Т-1 ТМГ 63	10/0,4	0,063
		Т-2 ТМГ 63	10/0,4	0,063

№ п/п	Номер подстанции	Тип трансформатора	Уном, кВ	Мощность, МВА
15	ЗТП-10/0,4кВ № 1 Клинцовский район, п. Оболеншево Поселковая электроподстанция ЗТП-400/10-0,4 п. Оболеншево	Т-1 ТМ 400	10/0,4	0,4
16	КТП-6/0,4кВ-516 г. Брянск, ул. Дуки, 59 (Стройплощадка)	Т-1 ТМГ 630	6/0,4	0,63
		Т-2 ТМГ 630	6/0,4	0,63
17	КТП-6/0,4кВ-153 (БГРЭС) Б. Берега ул. Коментерна, 1	Т-1 ТМ 160	6/0,4	0,16
18	(ЗТП) ТП-6/0,4кВ № 61 г. Унеча, ул. Транспортная, 35	Т-1 ТМГ 400	6/0,4	0,4
		Т-2 ТМГ 160	6/0,4	0,16
19	(ЗТП) ТП-6/0,4кВ № 50 г. Унеча, ул. Октябрьская, 12	Т-1 ТМ 400	6/0,4	0,4
20	КТП-6/0,4кВ № 274 «Мегаполис» Брянский р-н п. Мичуринский	Т-1 ТМГ 400	6/0,4	0,4
		Т-2 ТМГ 400	6/0,4	0,4
21	КТП 6/0,4кВ № 306 «Гросс» Брянский р-он, п. Путевка	Т-1 ТМГ 250	6/0,4	0,25
		Т-2 ТМГ 250	6/0,4	0,25
22	СТП-10/0,4кВ № 287 «Марочкин» Брянский р-н п. Октябрьское	Т-1 ТМГ 25	10/0,4	0,025
23	КТП-6/0,4кВ № 128 «Мосин» Брянский р-он, п. Путевка , сдт. Снежжа	Т-1 ТМ 250	6/0,4	0,25
24	КТП-6/0,4кВ № 230 г. Клиницы	Т-1 ТМ 250	6/0,4	0,25
25	КТП-6/0,4кВ № 2002 г. Клиницы, 2021г.	Т-1 ТМ 160	6/0,4	0,16
26	ТП-6/0,4кВ № 151 Снежжа, 2021г	Т-1 ТМ 400	6/0,4	0,4
27	ТП-6/0,4кВ № 152 Снежжа, 2021г	Т-1 ТМ 100	6/0,4	0,1
28	КТП-10/0,4кВ № 48 пгт. Красная гора, ул. Центральная стр.1в/2	Т-1 ТМ 100	6/0,4	0,1
29	ЗТП-6/0,4кВ № 412 г. Брянск, ул. Фокина, д.49	Т-1 ТМ 400	6/0,4	0,4
		Т-2 ТМ 400	6/0,4	0,4
30	КТП-6/0,4кВ № 3367 г. Брянск, ул.3 Интернационала, д.6	Т-1 ТМ 1000	6/0,4	1,0
		Т-2 ТМ 1000	6/0,4	1,0
31	ЗТП-6/0,4кВ № 27 г. Брянск ул. Бурова, д.14	Т-1 ТМ 630	6/0,4	0,63
32	КТП- 6/0,4кВ № 517 г. Брянск ул. Степная д.8	Т-1 ТМ 630	6/0,4	0,63
		Т-2 ТМ 630	6/0,4	0,63
33	ЗТП 6/0,4кВ № 389 г. Брянск ул. Степная, д.8	Т-1 ТМ 1000	6/0,4	1,0
		Т-2 ТМ 1000	6/0,4	1,0
34	ТП-6/0,4кВ № 194 п. Путевка	Т-1 ТМ 250	6/0,4	0,25
35	КТП-6/0,4кВ-3368 г. Брянск, ул. Бурова,12	Т-1 ТМ 630	6/0,4	0,63
		Т-2 ТМ 630	6/0,4	0,63
36	ЗТП-6/0,4кВ-3149 г. Брянск, ул. Шосейная, 8	Т-1 ТМ 630	6/0,4	0,63
		Т-2 ТМ 630	6/0,4	0,63

№ п/п	Номер подстанции	Тип трансформатора	Уном, кВ	Мощность, МВА
37	КТП-6/0,4кВ-2344 г. Брянск, пр-т Московский, ТЦ «Стройло»	Т-1 ТМ 250	6/0,4	0,25
38	КТП-6/0,4кВ б/н 246 Брянская обл., Дятьковский район, п. Фокино, ул. Северная, 18, 19	Т-1 ТМ 250	6/0,4	0,25
39	ЗТП-6/0,4кВ-3334-1 г. Брянск, ул. Литейная, д.61	Т-1 ТМ 630	6/0,4	0,63
		Т-2 ТМ 630	6/0,4	0,63
40	ЗТП6/0,4кВ-3334-2 г. Брянск, ул. Литейная, д.61	Т-1 ТМ 630	6/0,4	0,63
		Т-2 ТМ 630	6/0,4	0,63
41	ЗТП-6/0,4кВ - №1 г. Новозыбков	Т-1 ТМ 750	6/0,4	0,75
42	ТП-6/0,4кВ - №2 г. Новозыбков	Т-1 ТМ 1000	6/0,4	1,0
43	КТП-10/0,4кВ-б/н (269 «Стрел. Клуб») Брянская обл., Брянский р-н, н.п. Октябрьское ул. Заозерная, д.1	Т-1 ТМ 250	10/0,4	0,25
44	КТПНУ-10/0,4кВ-512 «Боярд» Брянская обл., Брянский р-н, н.п. Октябрьское ул. Нагорная, уч.157	Т-1 ТМ 630	10/0,4	0,63
45	КТП-6/0,4кВ-3387 (Стройло) г. Брянск, ул. Бежицкая, 158, 160	Т-1 ТМ 400	6/0,4	0,4
46	ТП-10/0,4кВ № 143 г. Новозыбков, ул. Ленина, 109	Т-1 ТМ 250	10/0,4	0,25
		Т-2 ТМ 250	10/0,4	0,25
47	ВЛ-6кВ к КТП-3213 0,0845км ВЛ-0,4кВ 1,4756км КЛ-6кВ 0,02км КЛ-0,4кВ 0,0168км г. Брянск ул. Почтовая, д.96 (п. Приозерный)			

Собраны данные по показаниям приборов учета по каждой подстанции за 2021 год, полученные от службы главного энергетика. Данные показаний коммерческих приборов учета представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Передача электроэнергии 2021 г. по подстанциям

Наименование подстанции	Адрес объекта	Арендованный объект с избытком УЕ для критериев (да/нет)	Поступление, кВтч	Полезный отпуск, кВтч	Потери, кВтч	Мощность, МВт
ПС Глинищево	Брянский р-н, с. Глинищево, ул. Главная, 1	193,07уе, 6,3МВА, 0,3км	13137702	13098900	38802	2,000
ООО «ПрофГарант» (ТП-476)	г. Брянск, пр-т Ст. Дмитрова, 65	22,20уе, 1,26МВА, 0,5км	630328	605329	24999	0,380
д. Добрунь (ТП-172, ТП-709, ВЛЗ-10кВ, ВЛ-0,4кВ, КЛ-0,4кВ)	Брянский р-н, д. Добрунь	35,6342уе, 0,5МВА, 3,2406км	3922990	3456926	466064	2,138
п. Оболезево (ТП-1)	Клинцовский р-н, п. Оболезево	16,4401уе, 0,4МВА, 3,203км	340926	279806	61120	0,360
ТП-153 (Б. Берега)	г. Брянск, Фокинский р-н, п. Белые Берега, ул. Комментерна, д.1.	12,615уе, 0,16МВА, 0,09км	2403518	2293894	109624	0,230
Елисеевы поля (КТП-231)	Брянский район	да 11,5297уе, 0,16МВА, 0,027км	0	0	0	0,120
г. Клинцы (ТП-87)	Брянская обл. г. Клинцы	да 17,2175уе, 0,4МВА, 6кВ-0,24км, 0,4кВ-4,595км	558493	469340	89153	0,711
г. Унеча (ТП-50, ТП-61)	Брянская обл. г. Унеча	да 30,6уе, 0,96МВА	369987	343458	26529	0,640

Наименование подстанции	Адрес объекта	Арендованный объект с избытком УЕ для критериев (да/нет)	Поступление, кВтч	Полезный отпуск, кВтч	Потери, кВтч	Мощность, МВт
Соловьи (Дуки 63) (ТП-516)	г. Брянск, ул. Дуки, 63	да 22,98104уе, 1,26МВА, 6кВ-1,064км, 0,4кВ-0,91км	1519199	1461330	57869	0,590
ЦРТП, ТП-2, ТП-274, ТП-306	г. Брянск, 5й Мик-н	да 175,0313уе, 4,56МВА, 6кВ-9,774км, 0,4кВ-3,749км	4574775	4174118	400657	3,700
с. Кокино (ТП-11,ТП-12, ТП-38,ТП-341)	Выгоничский р-н, с. Кокино	да 76,121уе, 3,34 МВА, 10кВ-0,4км, 0,4кВ-3,56км	3577045	3380147	196898	2,677
ООО «Боярд» (ТП-512)	Брянский район	да 6,455уе, 0,63МВА, 10кВ-0,53км	219728	205400	14328	0,340
г. Новозыбков (ЦРП, ТП-1, ТП-2)	Брянская обл. г. Новозыбков	да 23,035 уе, 1,75МВА, 6кВ-2,41км	1110130	1005558	104572	0,449
УК Мегаполис (ИП Рябович) (КТП Б/н)	Брянская обл. г. Фокино	нет, 4,666У.Е. 0,25МВА, ВЛ-6кВ-0,06км	170453	162900	7553	0,130
ИП Трошин (ТП б/н)	Брянский р-н, н.п. Октябрьское, ул. Заозерная, 1	нет, 7,0182у.е., 0,25МВА,ВЛ3-10кВ-0,012км.,КЛ-10кВ-0,03км	294310	284596	9714	0,180
ИП Стройло ТП-3368, ТП-3149, ТП-2344, ТП-3387	ул. Бурова, 12, Шоссейная, 8; пр-т Московский, ул. Бежицкая,154	нет, 60,495У.Е. 3,17МВА, КЛ-6кВ-4,94км	2403956	2308996	94960	1,4315
Приозерный (ВЛ-6кВ, ВЛ-0,4кВ, КЛ-0,4кВ)	г. Брянск, ул. Почтовая, 96	нет, 2,4217У.Е.,0,56МВА,КЛ-6кВ-0,02км, ВЛ-6кВ-0,0845км, КЛ-0,4кВ-	258624	252409	6215	0,560

Наименование подстанции	Адрес объекта	Арендованный объект с избытком УЕ для критериев (да/нет)	Поступление, кВтч	Полезный отпуск, кВтч	Потери, кВтч	Мощность, МВт
		0,0168км, ВЛ-0,4кВ-1,4756км.				
ООО «ЖЭК» (ТП-3334)	г. Брянск, ул. Литейная,61	нет, 64,126У.Е., 2,52МВА, КЛ-6кВ-0,836км,	115565	1126290	28875	0,7308
АО «ПО «Бежицкая сталь» (ПС Фасонолитейная)	г. Брянск, ул. Сталелитейная, д.1А	нет, 321,9у.е, 64МВА.	74884514	73964160	920354	19,484
г. Новозыбков 2 (ООО «Архим» ТП-143)	г. Новозыбков	да 19,94 уе, 0,5МВА, 10кВ-0,24км	1093641	1061600	32041	0,400
ТП-230 Клинцы	г. Клинцы	да 9,2781 у.е. 0,25МВА, ВЛ-6кВ 0,071м	233457	229120	4337	0,213
п. Путевка Линия Гросс	п. Путевка	Учтено в ЦРТП	8316	7170	1146	
ТП-389 Брянск	Брянск, ул. Степная 8	42,231уе,2МВА,КЛ-6кВ 4км,КЛ-0,4кВ 2,53км	200567	200567	0	
ТП-517 Брянск	Брянск, ул. Степная 12/1	25.548уе,1,26МВА, КЛ-6кВ 1км, КЛ-0,4кВ 0,24км	59285	56378	2907	
ТП-3367 Брянск	Брянск, ул. 3-го Интернационала, 6	25.4698уе,2МВА, КЛ-6кВ 0,958км+0,2048км	79244	70448	8796	
ИТОГО:			113206353	110498840	2707513	38,164

Таблица 1.8 – Передача электроэнергии по месяцам 2021 год по подстанциям

Передача электроэнергии в сеть 2021 г., кВтч													
Наименование подстанции	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	ИТОГО
ПС Глинищево	1158732	1168236	1226643	1123832	1151608	1260848	1375453	1278149	692861	626353	1026356	1048631	13137702
ООО «ПрофГарант» (ТП-476)	56420	52324	55268	52001	49590	46937	51967	48216	50025	54644	53977	58959	630328
п. Добрунь (ТП-172, ТП-709, ВЛЗ-10кВ, ВЛ-0,4кВ, КЛ-0,4кВ)	408440	364820	357040	322395	299001	257246	269995	295625	305782	300946	364425	377275	3922990
Оболешево (ТП-1)	37485	34745	35309	31685	22436	19705	18500	18340	25249	31766	31444	34262	340926
ТП-153 (Б. Берега)	90170	98751	213530	307779	239849	287587	215663	263086	281840	232201	78452	94610	2403518
Елисеевы поля (КТП-231)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
г. Клинцы (ТП-87)	56298	52315	51924	40866	42438	36444	36438	38460	42402	50064	54984	55860	558493
г. Унеча (ТП-50, ТП-61)	29946	26860	30616	30170	32845	31591	33667	33043	31189	30195	29769	30096	369987
Соловьи (Дуки 63) (ТП-516)	114061	104088	106251	104123	119142	131802	160824	153120	130481	133291	124883	137133	1519199
ЦРТП, ТП-2, ТП-274	492830	450338	380401	349834	338785	314490	316924	334311	363283	394842	395660	443077	4574775
с. Кокино (ТП-11, ТП-12, ТП-38, ТП-341)	368446	347705	360979	324476	205735	204551	200175	188608	270901	351913	357646	395910	3577045
ООО «Боярд» (ТП-512)	15167	16623	18630	16950	16002	17441	17399	18221	20291	19988	20645	22371	219728
г. Новозыбков (ЦРП, ТП-1, ТП-2)	104057	107376	110455	96766	79339	68326	80160	88944	77558	95112	94594	107443	1110130
УК Мегаполис (КТП Б/н)	16832	15511	12433	13900	13718	12655	13115	13075	13177	14320	15447	16270	170453
ИП Трошин (ТП б/н)	32770	34880	30080	22200	21150	22620	18170	20050	19890	17540	24890	30070	294310

Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
 ООО «БРЭСК» на 2023–2027 годы

Наименование подстанции	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	ИТОГО
ИП Стройло ТП-3368, ТП-3149, ТП-2344, ТП-3387	201251	193188	199548	179584	178224	203360	230802	206880	174991	203188	200434	232506	2403956
Приозерный (ВЛ-6кВ, ВЛ-0,4кВ, КЛ-0,4кВ)	25183	24975	24214	20133	18830	17462	18404	17074	18719	20349	26786	26495	258624
ООО «ЖЭК» (ТП-3334)	101570	90888	97326	90402	91872	91943	100941	96794	93718	96682	96642	106386	1155165
АО «ПО «Бежицкая сталь» (ПС Фасонолитейная)	5065839	6178238	6648443	6182621	6022346	5914308	6343696	7129520	5490569	6449268	6634108	6825558	74884514
п. Путевка Линия Гросс			768	828	924	930	858	900	678	828	804	798	8316
г. Новозыбков 2 (ООО «Архим» ТП-143)	120921	118096	96282	77542	51174	63320	67869	78190	84863	116370	101332	117682	1093641
ТП-230 г. Клинцы	20788	18754	19387	18419	18235	18910	21910	21572	18920	19206	17668	19688	233457
ТП-389 г. Брянск											94028	106539	200567
ТП-517 г. Брянск											27201	32084	59285
ТП-3367 г. Брянск												79244	79244
ИТОГО	8517206	9498711	10075527	9406506	9013243	9022476	9592930	10342178	8207387	9259066	9872175	10398947	113206353

Таблица 1.9 – Потери электроэнергии по подстанциям за 2021 год

Потери электроэнергии 2021 г., кВтч													
Наименование подстанции	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	ИТОГО
ПС Глинищево	0,42	0,37	0,39	0,28	0,04	0,23	0,15	0,13	0,43	0,84	-0,01	0,63	0,30
ООО «ПрофГарант» (ТП-476)	-13,21	0,03	5,57	13,15	-2,83	0,08	3,42	5,11	9,26	10,04	-2,98	18,89	3,97
п. Добрунь (ТП-172, ТП-709, ВЛЗ-10кВ, ВЛ-0,4кВ, КЛ-0,4кВ)	15,61	15,02	19,61	15,22	1,19	-0,43	0,88	10,71	10,75	6,33	18,05	19,68	11,88
Оболешево (ТП-1)	25,25	21,87	12,67	19,06	11,97	5,71	22,59	8,69	18,31	21,58	19,49	18,54	17,93
ТП-153 (Б. Берега)	-8,62	6,38	10,39	14,52	4,30	2,42	2,37	2,41	2,38	2,35	2,05	1,80	4,56
Елисеевы поля (КТП-231)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00
г. Клинцы (ТП-87)	10,15	14,81	21,47	5,29	20,33	16,27	6,57	20,25	10,35	26,79	13,60	22,13	15,96
г. Унеча (ТП-50, ТП-61)	0,00	11,65	6,72	7,02	6,46	-0,29	7,64	6,94	7,21	7,36	7,21	8,50	7,17
Соловьи (Дуки 63) (ТП-516)	7,94	-1,12	-1,34	11,34	-3,78	10,96	-5,54	8,73	2,04	10,53	-7,40	12,93	3,81
ЦРТП, ТП-2, ТП-274	12,59	10,87	4,01	6,09	6,51	3,69	9,09	5,93	11,78	12,28	2,18	16,01	8,76
с. Кокино (ТП-11, ТП-12, ТП-38, ТП-341)	5,18	1,11	3,29	2,32	-1,60	8,30	10,54	10,90	6,21	4,73	8,85	8,61	5,50
ООО «Боярд» (ТП-512)	5,06	1,34	7,68	12,68	-1,24	2,53	12,64	5,60	3,41	7,94	3,12	15,07	6,52
г. Новозыбков (ЦРП, ТП-1, ТП-2)	7,00	9,10	15,06	5,13	8,04	-6,04	21,71	8,18	5,80	9,48	9,97	14,92	9,42
УК Мегаполис (КТП Б/н)	3,87	3,81	5,09	4,46	4,65	4,86	4,84	4,86	4,68	4,47	4,06	4,00	4,43
ИП Трошин (ТП б/н)	2,63	2,33	2,82	3,54	3,81	3,48	4,38	4,00	3,91	4,52	3,21	2,82	3,30

Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
 ООО «БРЭСК» на 2023–2027 годы

Наименование подстанции	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	ИТОГО
ИП Стройло ТП-3368, ТП-3149, ТП-2344, ТП-3387	3,69	3,84	4,04	3,99	4,58	3,73	3,66	3,68	4,55	4,03	4,00	3,83	3,95
Приозерный (ВЛ-6кВ, ВЛ-0,4кВ, КЛ-0,4кВ)	25,29	1,17	23,56	-117,06	-7,09	10,12	-3,22	-11,90	1,61	4,10	11,96	57,64	2,40
ООО «ЖЭК» (ТП-3334)	-0,08	-8,45	10,22	5,53	-2,32	1,88	9,97	-4,08	2,82	3,65	-1,78	10,84	2,50
АО «ПО «Бежицкая сталь» (ПС Фасонолитейная)	1,56	1,22	1,23	1,22	1,22	1,18	1,18	1,11	1,29	1,24	1,18	1,21	1,23
п. Путевка Линия Гросс	-2,61	2,86	3,57	4,67	3,86	3,54	3,99	3,47	2,43	5,65	2,66	3,23	2,93
г. Новозыбков 2 (ООО «Архим» ТП-143)	-3,71	1,89	1,79	2,49	1,73	1,64	4,70	1,17	1,69	0,24	2,20	6,54	1,86
ТП-230 г. Клинцы			25,52	29,47	21,75	20,86	-1,75	3,89	-12,98	17,75	27,24	1,63	13,78
ТП-389 г. Брянск											0,00	0,00	0,00
ТП-517 г. Брянск											5,15	4,69	4,90
ТП-3367 г. Брянск												11,10	11,10
ИТОГО в (%)	3,06	2,38	2,70	2,46	1,43	1,55	1,87	1,94	2,57	2,68	2,19	3,77	2,39

Таблица 1.10 – Технические характеристики линий электропередач

110/10/6/0,4 кВ

№ п/п	Наименование КЛ-110//10/6/0,4 кВ	U, кВ	Длина h, км	Тип провода сечение, мм ²
1	ВЛ-110кВ к ПС 110/6 кВ Глинищево с заходами ВЛ 110кВ	ВЛ 110 кВ	0,3	АС 3(1x120)
2	ВЛ-0,4кВ от ТП-33 от 0,5км. ПС 110/6 кВ Глинищево с заходами ВЛ 110кВ	ВЛ 0,4 кВ	0,5	СИП2 4x50
3	КЛ-6кВ к КТП-3368 0,51км, г. Брянск, ул. Бурова,12	КЛ 6 кВ	0,51	ААБЛ 3x150
4	КЛ-6кВ к КТП-2344 1,1км, г. Брянск, пр-т Московский, ТЦ «Сторило»	КЛ 6 кВ	1,1	ААБЛ 3x240
5	ВЛ-6кВ от КТП-б/н 246 0,06км, Брянская обл., Дятьковский район, п. Фокино, ул. Северная ,18,19	ВЛ 6 кВ	0,06	АС-50
6	КЛ-6кВ к КТП-476 0,5км, КЛ-0,4кВ 0,5км. ТП Ст. Димитрова 65, г. Брянск пр-т Ст. Димитрова, д.65	КЛ 6 кВ КЛ 0,4кВ	0,5 0,5	ААБл 3x150 АВВГ 4x95
7	КЛ-6кВ от ЗТП-3334-1 к ТП-3004 311м. г. Брянск, ул. Литейная, д.61	КЛ 6 кВ	0,311	ААБЛУ 3x150
8	КЛ-6кВ от ЗТП-3334-2 к ТП-3264 525м. г. Брянск, ул. Литейная, д.61	КЛ 6 кВ	0,525	ААБЛУ 3x150
9	КЛ-6кВ к ЦРТП 8,72км, КЛ-0,4кВ от ЦРТП 1,136км. г. Брянск, 5 мкр-н, ул. Романа Брянского, 29	КЛ 6кВ КЛ 0,4 кВ	8,72 1,136	ААБЛУ 3x240 АББШв 4x120
10	КЛ-6кВ к ТП-2 0,62км, КЛ-0,4кВ от ТП-2 1,193км. г. Брянск, 5 мкр-н, ул. Романа Брянского, 29	КЛ 6кВ КЛ 0,4 кВ	0,62 1,193	ААБЛУ 3x240 АББШв 4x120
11	КЛ-6кВ ф.609 2,41км к ЦРП от ПС Новозыбков г. Новозыбков	КЛ 6 кВ	2,41	ААБл 3x120
12	ВЛИ-0,4кВ от ГКТП-87 190м г. Клиницы	ВЛИ 0,4 кВ	0,19	СИП2 4x50
13	ВЛИ-0,4кВ от ГКТП-87 4,595км КЛ-6кВ 0,240км г. Клиницы	ВЛИ 0,4 кВ КЛ 6 кВ	4,595 0,240	ААБл 3x70
14	ВЛИ-0,4кВ от ГКТП-87 0,03км 2021г г Клиницы	ВЛИ 0,4 кВ	0,03	СИП2 4x50
15	ВЛ-10кВ от КТП-б/н (269 «Стрел. Клуб»)-0,012км КЛ-10кВ 0,03км	ВЛ 10 кВ КЛ	0,012 0,03	СИП3 3(1x70) ААБл 3x95

№ п/п	Наименование КЛ-110//10/6/0,4 кВ	U, кВ	Длина h, км	Тип провода сечение, мм ²
	Брянская обл., Брянский р-н, н.п. Октябрьское ул. Заозерная, д.1	10 кВ		
16	ВЛ-10кВ от КТПН-231 «Елсеевы поля» Брянская обл., Брянский р-н, н.п. Октябрьское	ВЛ 10 кВ		ААБл 3х50
17	КЛ-10кВ от КТПНУ-512 «Боярд» Брянская обл., Брянский р-н, н.п. Октябрьское ул. Нагорная, уч.157	КЛ 10 кВ	0,53	ААБл 3х50
18	ВЛ-6кВ кТП-3213 0,0845км ВЛ-0,4кВ 1,4756км КЛ-6кВ 0,02км КЛ-0,4кВ 0,0168км г. Брянск ул. Почтовая, д.96 (п. Приозерный)	ВЛ 6кВ ВЛ 0,4 кВ КЛ 6 кВ КЛ 0,4 кВ	0,0845 1,4756 0,02 0,0168	АС 50 СИП2 4х95 ААБл 3х120 АББШв 4х150
19	ВЛ-0,4кВ от ЗТП-171 2,1841км, ул. Пионерская, Зеленая, Молодежная, Луговая Брянская обл., Брянский р-н, д. Добрунь	ВЛ 0,4 кВ	2,1841	АС 50
20	Отпайка от ВЛ-0,4кВ от ЗТП-171 0,05км Брянская обл., Брянский р-н, д. Добрунь	ВЛ 0,4 кВ	0,05	СИП2 4х50
21	ВЛ-0,4кВ от КТП-172 0,5206км Брянская обл., Брянский р-н, д. Добрунь	ВЛ 0,4 кВ	0,5206	СИП2 4х50
22	ВЛ-0,4кВ от КТП-172 1,936км Брянская обл., Брянский р-н, д. Добрунь	ВЛ 0,4 кВ	1,936	АС35
23	Отпайка от ВЛ-0,4кВ от опоры №3 ВЛИ 0,4кВ от КТП-172 - 83м Брянский р-н, д. Добрунь	ВЛ 0,4 кВ	0,083	СИП2 4х50
24	Отпайка от ВЛ-0,4кВ ВЛИ 0,4кВ от КТП-172 - 78м Брянский р-н, д. Добрунь Хмарский 2020	ВЛ 0,4 кВ	0,078	СИП2 4х50
25	Отпайка от ВЛ-0,4кВ ВЛИ 0,4кВ от КТП-172 - 320м Брянский р-н, д. Добрунь 2021г	ВЛ 0,4 кВ	0,320	СИП2 4х50
26	ВЛ-10 кВ ВЛЗ-10кВ от КТП 172 к КТП 709 (Гудзык ТП) 0,701км Брянский р-н, д.Добрунь	ВЛ 10 кВ	0,701	СИП3 1х50

№ п/п	Наименование КЛ-110//10/6/0,4 кВ	U, кВ	Длина h, км	Тип провода сечение, мм ²
27	ВЛИ- 0,4кВ №2 от КТП 709 д.Добрунь протяженностью 160м (Светофор) Брянская обл., Брянский р-н, д. Добрунь	ВЛИ 0,4 кВ	0,160	СИП2 4х16
28	КЛ- 0,4кВ от КТП 709 к ВРУ дома, 151м Брянская обл., Брянский р-н д. Добрунь	КЛ 0,4 кВ	0,151	АВВГ 4х70
29	ВЛ-0,4кВ от ЗТП-173 1,169км Брянская обл., Брянский р-н, д. Добрунь	ВЛ 0,4 кВ	1,169	АС 35
30	ВЛИ-0,4кВ от ВЛ-0,4кВ от ЗТП-173 протяженностью 380м (Пруссов ТП) Брянский р-н, д. Добрунь	ВЛ 0,4 кВ	0,38	СИП2 4х16
31	ВЛ-0,4кВ от ЗТП-174 Линия электропередач ВЛ-0,4кВ от ЗТП №174, 2065,1м Брянская обл., Брянский р-н, д. Добрунь	ВЛ 0,4 кВ	2,0651	АС 35
32	ВЛ-0,4кВ от ЗТП-174 Линия электропередач ВЛ-0,4кВ от ЗТП №174, 60м Брянская обл., Брянский р-н, д. Добрунь (Матюшкина)2020	ВЛ 0,4 кВ	0,06	СИП2 4х16
33	ВЛ-0,4кВ от ЗТП-174 Линия электропередач ВЛ-0,4кВ от ЗТП №174, 60м Брянская обл., Брянский р-н, д. Добрунь (Нефедова) 2020	ВЛ 0,4 кВ	0,06	СИП2 4х16
34	ВЛ-0,4кВ от ЗТП-174 Линия электропередач ВЛ-0,4кВ от ЗТП №174, 150м Брянская обл., Брянский р-н, д. Добрунь (Симонов) 2020	ВЛ 0,4 кВ	0,150	СИП2 4х16
35	ВЛ-0,4кВ от ЗТП-175 2700,1м Брянская обл., Брянский р-н, д. Добрунь	ВЛ 0,4 кВ	2,7001	АС 35
36	ВЛИ-0,4кВ от ТП-175 протяженностью 170м Брянский р-н, д.Добрунь	ВЛ 0,4 кВ	0,17	СИП2 4х16
37	ВЛИ-0,4кВ от ТП-175 120м Брянский р-н, д. Добрунь 2020г Новая линия 6 гаражей	ВЛ 0,4 кВ	0,120	СИП2 4х16
38	ВЛИ-0,4кВ от ТП-175 80м Брянский р-н, д. Добрунь 2020г Трусов 2020	ВЛ 0,4 кВ	0,08	СИП2 4х16

№ п/п	Наименование КЛ-110//10/6/0,4 кВ	U, кВ	Длина h, км	Тип провода сечение, мм ²
39	ВЛ-0,4кВ от ЗТП-222 Линия электро- передач ВЛ-0,4кВ от ЗТП №222, 348,2м, артскважины от очистных, КНС Брянская обл., Брянский р-н, д. Добрунь	ВЛ 0,4 кВ	0,3482	АС 35
40	ВЛ-0,4кВ ф. 2 от ЗТП-222, 160м ф.1028 ПС 110/10кВ Добрунь (Маля- вин ТП) Брянская обл., Брянский р-н, д. Добрунь	ВЛ 0,4 кВ	0,160	СИП2 4х16
41	ВЛ-0,4кВ от ЗТП-222, 156м (ВЛИ- 0,4кВ для электроснабжения потреби- телей по адресу: Брянская обл., Брян- ский р-н, д. Добрунь, ГСК Добрунь, район очистных сооружений протя- женностью 156м)	ВЛ 0,4 кВ	0,156	СИП2 4х16
42	Отпайка от ВЛ-0,4кВ ЗТП-222, 68м ф.1028 ПС 110/10кВ Добрунь Брянская обл., Брянский р-н, д. Доб- рунь 2021г	ВЛ 0,4 кВ	0,068	СИП2 4х16
43	Отпайка от ВЛ-0,4кВ ЗТП-222, 40+70+40м=150м ф.1028 ПС 110/10кВ Добрунь Брянская обл., Брянский р-н, д. Добрунь 2022г	ВЛ 0,4 кВ	0,150	СИП2 4х16
44	КЛ-0,4кВ от ЗТП-207 Линии электро- передач КЛ-0,4кВ от ЗТП №207, 213,8м Брянская обл., Брянский р-н, д. Добрунь	КЛ 0,4 кВ	0,2318	АВВГ 4х50
45	КЛ-10кВ от ЗТП-11 (15м в 2020г) Брянская обл., Выгоничский р-он, с. Кокино	КЛ 10 кВ	0,015	ААБЛ 3х120
46	КЛ-0,4кВ от ЗТП-11 Брянская обл., Выгоничский р-он, с. Кокино	КЛ 0,4 кВ	0,54	АББШв 4х50
47	ВЛ-0,4кВ от ЗТП-11 0,16км Брянская обл., Выгоничский р-он, с. Кокино	ВЛ 0,4 кВ	0,16	СИП 2 4х1
48	КЛ-0,4кВ от ЗТП-12 Брянская обл., Выгоничский р-он, с Кокино	КЛ 0,4 кВ	1,84	АББШв 4х70
49	КЛ-10кВ от ЗТП-38 0,4км, КЛ-0,4кВ 0,99км Брянская обл., Выгоничский р- он,с. Кокино	КЛ 10 кВ КЛ 0,4 кВ	0,4 0,99	ААБЛ 3х120 АББШв 4х70

№ п/п	Наименование КЛ-110//10/6/0,4 кВ	U, кВ	Длина h, км	Тип провода сечение, мм ²
50	КЛ-0,4кВ от ЗТП-38-0,07км Брянская обл., Выгоничский р-он, с Кокино (нов ТП-2018) Цветочная 21а (Резническо ТП)	КЛ 0,4 кВ	0,07	АББШв 4х70
51	ВЛИ-0,4кВ от ЗТП-38 0,480 км Брян- ская обл., Выгоничский р-он, с. Ко- кино (нов.ТП 2018) Цветочная 21а (Резническо ТП)	ВЛ 0,4 кВ	0,480	СИП2 4х16
52	ВЛИ-0,4кВ от ЗТП-38 0,06 км Брян- ская обл., Выгоничский р-он, с. Ко- кино (нов.ТП 2019)	ВЛ 0,4 кВ	0,06	СИП2 4х16
53	КЛ-0,4кВ от 341 Брянская обл., Выго- ничский р-н, с. Кокино (Кокинская сельская администрайия)	КЛ 0,4 кВ	0,2	АББШв 4х70
54	ВЛ-0,4кВ от ЗТП-1 Поселковая линия ВЛ-0,4кВ, 3090м Клиновский район, п. Оболешево Поселковая электро- подстанция ЗТП-400/10-0,4 п. Оболе- шево	ВЛ 0,4 кВ	3,090	АС 50
55	КЛ-0,4кВ от ЗТП-1 Поселковая линия КЛ-0,4кВ, 113м Клиновский район, п. Оболешево Поселковая электро- подстанция ЗТП-400/10-0,4 п. Оболе- шево	КЛ 0,4 кВ	0,113	АББШв 4х35
56	КЛ-6кВ КТП-516 «Консул» - 1,064км г. Брянск, ул. Дуки, 59 (Стройпло- щадка)	КЛ 6 кВ	1,064	ААБл10 3х150
57	КЛ-0,4кВ КТП-516 «Косул»- КЛ- 0,4кВ 0,91км г. Брянск, ул. Дуки, 59 (Стройплощадка)	КЛ 0,4 кВ	0,91	ААБл1 4х240
58	КЛ-6кВ КТП-153 (БГРЭС) КЛ-6кВ 90м Б. Берега ул. Коментерна,1	КЛ 6 кВ	0,09	ААБл 3х120
59	КЛ-6кВ КТП-3387 (Стройло) г. Брянск, ул, Бежицкая, 158,160	КЛ 6 кВ	0,16	ААБл 3х240
60	КЛ-6кВ от КТП- 274 «Мегаполис» - 0,02км Брянский р-н п. Мичуринский	КЛ 6 кВ	0,02	ААБл 3х95
61	КЛ-0,4кВ от КТП- 274 «Мегаполис» - 1,420км. Брянский р-н п. Мичурин- ский	КЛ 0,4 кВ	1,420	СИП2 4х16

№ п/п	Наименование КЛ-110//10/6/0,4 кВ	U, кВ	Длина h, км	Тип провода сечение, мм ²
62	КЛ-6кВ от КТП- 306 «Гросс» - 0,414км (Тех. прис). Брянский р-он, п. Путевка	КЛ 6 кВ	0,414	СИП2 4x16
63	ВЛ-6кВ 1976м. От РП Толмачево к ТП 306. Брянский р-он, п. Путевка	ВЛ 6 кВ	1,976	АББШв 4x70
64	КЛ-6кВ от КТП- 306 «Гросс» - 729м от РП Толмачево. Брянский р-он, п. Путевка	КЛ 6 кВ	0,729	АС 50
65	ВЛ-10кВ ВЛЗ-10кВ от СТП-287 «Марочкин» - 0,1км. Брянский р-н п. Октябрьское	ВЛ 10 кВ	0,1	АББШв 4x35
66	ВЛ-0,4кВ от СТП-287 «Марочкин» - 0,36км. Брянский р-н п. Октябрьское	ВЛ 0,4 кВ	0,36	ААБл10 3x150
67	КЛ-10кВ от опоры №29/7 ВЛ-10кВ до РУ-10кВ ТП-143 - 0,04км. г. Новозыбков	КЛ 10 кВ	0,04	ААБл1 4x240
68	КЛ-10кВ от болт. соедин. на ВН-16 в РУ-10кВ до РУ-10кВ ТП-143 ТП-10/0,4кВ № 143 - 0,2км.г. Новозыбков	КЛ 10 кВ	0,2	ААБл 3x120
69	КЛ-6кВ от № 128 «Мосин». Брянский р-он, п. Путевка, сдт Снежжа	КЛ 6 кВ	0,3	ААБл 3x240
70	КЛ-0,4кВ от № 128 «Мосин». Брянский р-он, п. Путевка, сдт Снежжа	КЛ 0,4 кВ	0,2	ААБл 3x95
71	ВЛ-6кВ от ТП 230 71м. г. Клиницы	ВЛ 6 кВ	0,071	АББШв 4x95
72	ВЛ-10кВ ВЛЗ-10кВ от ТП-109 120м д. Добрунь	ВЛ 10 кВ	0,12	ААБл 3x240
73	2КЛ-10кВ от ТП-108 1,056км. д. Кокино, 2021г.	КЛ 10 кВ	1,056	АС 70
74	2КЛ-0,4кВ от ТП-108 230м. д. Кокино, 2021г.	КЛ 0,4 кВ	0,230	ААБл 3x240
75	ВЛИ-0,4кВ от ТП-108. 60+105м=265м д. Кокино, 2021г.	ВЛ 0,4 кВ	0,265	СИП3 1x50
76	КЛ-6кВ от КТП-2002 530м. г. Клиницы, 2021г.	КЛ 6 кВ	0,530	СИП2 4x16
77	ВЛ-0,4кВ от КТП-2002 455м г. Клиницы, 2021г.	ВЛ 0,4 кВ	0,455	ААБл 3x120
78	ВЛ-0,4кВ от КТП-2002. 70+50+180м=300м(ТУ) г. Клиницы, 2021г.	ВЛ 0,4 кВ	0,3	ААБл 3x120

№ п/п	Наименование КЛ-110//10/6/0,4 кВ	U, кВ	Длина h, км	Тип провода сечение, мм ²
79	КЛ-6кВ от ТП-151 200м. Снежка, 2021	КЛ 6 кВ	0,2	ААБл10 3х240
80	ВЛ-0,4кВ от ТП-151 1,26км. Снежка, 2021г	ВЛ 0,4 кВ	1,26	ААБл1 4х50
81	ВЛ-0,4кВ от ТП-151. 0,04км Снежка, 2021г	ВЛ 0,4 кВ	0,04	ВС 50
82	ВЛ-0,4кВ от ТП-151. 0,32км Снежка, 2021г	ВЛ 0,4 кВ	0,32	СИП3 1х50
83	КЛ-6кВ от ТП-152. 0,08км Снежка, 2021г	КЛ 6 кВ	0,08	ААБл10 3х95
84	ВЛ-0,4кВ от ТП-152. 0,51км Снежка, 2021г	ВЛ 0,4 кВ	0,51	АББШв1 4х70
85	ВЛ-0,4кВ от ТП-152 0,15км. Снежка, 2021г	ВЛ 0,4 кВ	0,15	СИП2 4х16
86	ВЛ-0,4кВ от ТП-152. 0,32км Снежка, 2021г	ВЛ 0,4 кВ	0,32	АББШв10 3х95
87	КЛ-0,4кВ от ЗТП- 412 0,14км г. Брянск, ул. Фокина, д.49	КЛ 0,4 кВ	0,14	СИП2 4х50
88	КЛ-6кВ от КТП-3367 от ТП-3266 г. Брянск, ул.3 Интернационала, д.6	КЛ 6 кВ	0,958	СИП2 4х50
89	КЛ-6кВ от КТП-3367 от ТП-3249 г. Брянск, ул.3 Интернационала, д.6	КЛ 6 кВ	0,2048	ААБл10 3х240
90	КЛ-6кВ (от РП-1 до ЗТП- 27) 0,27км г. Брянск ул. Булова, д. 14	КЛ 6 кВ	0,27	СИП2 4х50
91	КЛ-0,4кВ от ТП-27 (0,270+0,15) 0,420км. г. Брянск ул. Булова, д. 14	КЛ 0,4 кВ	0,420	СИП2 4х50
92	КЛ-6кВ от КТП- 517 1км. г. Брянск ул. Степная д.8	КЛ 6 кВ	1,0	СИП2 4х50
93	КЛ-0,4кВ от КТП- 517 0,24км. г. Брянск ул. Степная д.8	КЛ 0,4 кВ	0,24	ААБл10 3х240
94	КЛ-6кВ от КТП-389. г. Брянск ул. Степная, д.8	КЛ 6 кВ	4,0	СИП2 4х50
95	КЛ-0,4 кВ от 389. (0,56+0,28+0,33+0,46+0,48+0,42) 2,530км. г. Брянск ул. Степная, д.8	КЛ 0,4 кВ	2,530	СИП2 4х50
96	КЛ-6кВ от КТП-194 200м. п. Путевка, ул. Славянская 2022г.	КЛ 6 кВ	0,2	СИП2 4х50

**Таблица 1.11 – Технические характеристики линий электропередач
 110/10/6/0,4 кВ**

№ПС	ТН	ТТ	Счетчик	Балансовая и эксплуатационная ответственность
ПС 110кВ Глинищево	*	*	СЭТ -4ТМ.03М	Россети
КЛОЗ ПС Глинищево (Администрация)	*	*	ЦЭ6803В	Админ. Бр. Р-на
КЛО5 ПС Глинищево (ООО Дружба)	*	*	СЭТ 4ТЭ.03М	ООО Дружба
ТП-274	*	*	ПСЧ-4ТМ.05.МК.00	БРЭСК
ТП-274	*	*	ПСЧ-4ТМ.05.МК.00	БРЭСК
Стрелковый клуб	*	*	Меркурий 230AR - 00P	БРЭСК
Елисеевы поля	*	*	ПСЧ-4ТМ.05.МИ.12	БРЭСК
КТП-246 (Фокино)		*	ПСЧ-4ТМ.05М.10	БРЭСК
КТП-246 (Фокино)		*	ПСЧ-4ТМ.05М.10	БРЭСК
ЗТП-173 Добрунь		*	Меркурий 234ART2030	Россети
ЗТП-173 Добрунь		*	Меркурий 234ART2030	Россети
ЗТП-172 Дрбрунь		*	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	БРЭСК
ЗТП-174 Добрунь		*	Меркурий 234ART2030	Россети
ЗТП-171 Добрунь		*	Меркурий 234ART2030	Россети
ЗТП-175 Добрунь		*	Меркурий 234ART2030	Россети
ЗТП-222 Добрунь		*	ЦЭ 6803ВМ7P32	Россети
ТП-172 МУП ВОЗРОЖДЕНИЕ		*	ЦЭ 6803В М7P32	МУП ВОЗРОЖДЕНИЕ
ТП-109 СФЕРА		*	Меркурий-230 АМ- 02	Сфера
ТП-171 Уличн. Осв. Добр. Админ.			ЦЭ 6803В М7 P32	Добрун. Админ.
ТП-174 Уличн. Осв. Добр. Админ.			ЦЭ 6803В М7 P32	Добрун. Админ.
ТП-175 Уличн. Осв. Добр. Админ.			ЦЭ 6803ВМ	Добрун. Админ.
ЗТП-38 Уличн. Освещ. Кокино			СЕ-101	Кокинская админ.

№ПС	ТН	ТТ	Счетчик	Балансовая и эксплуатационная ответственность
ЗТП-12 Уличн. Освещ. Кокино			Меркурий-201.5	Кокинская админ.
ТП-3 ООО "Современный город-ЭСО"			ПСЧ-4ТМ.05МК.00	БРЭСК
ТП-3 ООО "Современный город-ЭСО"			ПСЧ-4ТМ.05МК.00	БРЭСК
ТП-128 Снежка, ВымпелКом			Меркурий-234 ARTM-01 POBR.G	БРЭСК
ТП-306 ООО "БНМ-3" (автотехцентр ул. Рословльская,10)		*	ПСЧ-4ТМ.05МК.10	ООО БНМ-3
ТП-306 ООО "БНМ-3" (автотехцентр ул. Рословльская,10)		*	ПСЧ-4ТМ.05МК.10	ООО БНМ-3
ТП-306 ИП Щетинина Е.С.(мусоросборник ул. Рословльская,10)		*	ПСЧ-4ТМ.05МК.10	Щетинина
ТП-306 ИП Щетинина Е.С.(мусоросборник ул. Рословльская,10)		*	ПСЧ-4ТМ.05МК.10	Щетинина
РП Толмачево ИП Щетинина Е.С.(хоз. площадка ул. Рословльская,10)		*	ЦЭ6803В М7Р31	Щетинина
ТП-274 ООО специализированный застройщик "Мегаполис-Строй"		*	ЦЭ6803ВМ7Р31	Мегаполис-Строй
ТП-274 ООО специализированный застройщик "Мегаполис-Строй"		*	ЦЭ6803ВМ7Р31	Мегаполис-Строй
ТП-274ООО специализированный застройщик "Мегаполис-Строй"		*	ЦЭ6803ВМ7Р31	Мегаполис-Строй
ТП-194 Квакова Н.Л.		*	Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.G	БРЭСК
ГУП Кательная Ввод 2 ТП-1 (Оболешево)		*	ПСЧ-4ТМК.05м.10	ГУП
ГУП Кательная Ввод 2 ТП-1 (Оболешево)		*	ПСЧ-4ТМК.05м.10	ГУП
ЗТП-1 Оболешево ПМК -45		*	ЦЭ6803ВМ7Р32	ПМК-45
ЗТП-11 Кокино		*	НР73Е 3-1-14-1	Россети

Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
ООО «БРЭСК» на 2023–2027 годы

№ПС	ТН	ТТ	Счетчик	Балансовая и эксплуатационная ответственность
ЗТП-12 Кокино		*	NP73E 2-14-1	Россети
ЗТП-12 Кокино		*	NP73E 2-14-1	Россети
ЗТП-339 Кокино		*	NP732-3-14-1	Россети
ЗТП-339 Кокино		*	NP73E 3-14-1	Россети
ЗТП-341 Кокино		*	NP73E 3-14-1	Россети
ЗТП-341 Кокино	*	*	Меркурий 234 ARTM 00PBR	Россети
ТП-38 Кокино	*	*	Меркурий 234 ARTM 00PBR	Россети
ТП-38 Кокино	*	*	Меркурий 234 ARTM 00PBR	Россети
Оболешево ТП-1		*	ЦЭ6803BM7Ш33	БРЭСК
РП Толмачево	*	*	ПСЧ-4ТМ.05М	Россети
ТП-153	*	*	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01	БРЭСК
ТП-48 Кр. Гора		*	ЦЭ6803В	БрянскЭлектро
ТП-412		*	СЕ-303 S31 543 JGVZ GS01	БрянскЭлектро
ТП-412		*	СЕ-303 S31 543 JGVZ GS01	БрянскЭлектро
ТП-412		*	Меркурий-234 ARTM2-03PBR.G	БрянскЭлектро
ТП-412		*	Меркурий-234 ARTM2-03PBR.G	БрянскЭлектро
ТП-27	*	*	СЭТ-4 ТМ 03.01	БрянскЭлектро
ТП-3367		*	ПСЧ- 4ТМ.05МК.08.01	БРЭСК
ТП-3367	*	*	ПСЧ- 4ТМ.05МК.08.01	БРЭСК
ТП-389	*	*	ПСЧ-4ТМ.05М	БрянскЭлектро
ТП-389	*	*	ПСЧ-4ТМ.05М	БрянскЭлектро
ТП-517	*	*	ПСЧ-4ТМ.05М.08	БрянскЭлектро
ТП-517	*	*	ПСЧ-4ТМ.05М.08	БрянскЭлектро
ТП-3149 Стройло		*	Меркурий-230 ART- 03 PGRSIDN	БРЭСК
ТП-3149 Стройло		*	Меркурий-230 ART- 03 PGRSIDN	БРЭСК

№ПС	ТН	ТТ	Счетчик	Балансовая и эксплуатационная ответственность
ТП-3368 Стройло	*	*	Меркурий-230	БРЭСК
ТП-3368 Стройло	*	*	Меркурий-230	БРЭСК
ТП-2344 Стройло	*	*	ПСЧ- 4ТМ.05МК.08.01	БРЭСК
"ПрофГарант "ТП-476	*	*	ПСЧ-4ТМ.05МК.08	БРЭСК
"ПрофГарант "ТП-476	*	*	ПСЧ-4ТМ.05МК.08	БРЭСК
ТП-508 Боярд	*	*	ПСЧ- 4ТМ.05МК.08.01	БрянскЭлектро
ТП-3213 Почтовая,96		*	ПСЧ-4ТМ.05-М.10	БРЭСК
ТП-3213 Почтовая,96		*	ПСЧ-4ТМ.05-М.10	БРЭСК
ТП-3213 Почтовая,96		*	ПСЧ-4ТМ-0,5М	БРЭСК
ТП-3213 Почтовая,96		*	ПСЧ-4ТМ.05-М.10	БРЭСК
ТП-3213 Почтовая,96		*	ПСЧ-4ТМ.05-М.10	БРЭСК
ТП-3213 Почтовая,96		*	ПСЧ-4ТМ.05-М.10	БРЭСК
ТП-3213 Почтовая,96		*	ПСЧ-4ТМ.05-М.10	БРЭСК
ТП-3213 Почтовая,96		*	ПСЧ-3ТМ.05МК.02	БРЭСК
ТП-3264 Литейная,61		*	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01	БРЭСК
ТП-3264 Литейная,61		*	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01	БРЭСК
ТП-516		*	ПСЧ- 4ТМ.05МК.10.01	БРЭСК
ТП-516		*	ПСЧ- 4ТМ.05МК.10.01	БРЭСК
ТП-3387	*	*	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01	БРЭСК
ТП-87	*	*	Меркурий 234ART2000	БРЭСК
ТП-143 Новозыбков	*	*	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01	БРЭСК
ТП-143 Новозыбков	*	*	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01	БРЭСК
ТП-50 Унеча		*	ЦЭ6803М7Р31	БРЭСК
ТП-61 Унеча		*	ЦЭ6803М7Р31	БРЭСК
ТП-230 Клинцы	*	*	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	БРЭСК
ТП-153 Башкатов	*	*	ПСЧ-4ТМ.05МК.08	БРЭСК
ТП-153 Башкатов	*	*	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	БРЭСК
ТП-153 Слащев	*	*	ЦЭ6803В	БРЭСК

Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
 ООО «БРЭСК» на 2023–2027 годы

№ПС	ТН	ТТ	Счетчик	Балансовая и эксплуатационная ответственность
ГКТП-48 Кр. Гора Ефименко		*	Меркурий 234ARTM2-03PBR.G	Ефименко
ГКТП-48 Кр. Гора ПФ			ЦЭ6803BM7P31	ПФ
ТП-412		*	СЕ-303 S31 543 JGVZ GS01	ООО БЭСТ
ТП-27 ООО "Стройтехком"		*	ЦЭ6803В М7 P31	ООО "Стройтехком"
ТП-27 ООО "Стройтехком"		*	ЦЭ6803В М7 P32	ООО "Стройтехком"
ТП-27 ИП Стройло Н.М.		*	СЕ-300 R31 043-J	ИП Стройло Н.М.
ТП-27 ИП Стройло Н.М.		*	ЦЭ6803В	ИП Стройло Н.М.
ТП-27 ООО "Авента"		*	ЦЭ6803В М7 P32	ООО "Авента"
ООО "Авента" ТП-27		*	ЦЭ6803В М7 P32	ООО "Авента"
ГАНОУ "РЦПД" ТП-27		*	ЦЭ6803В М7 P32	ГАНОУ "РЦПД"
ГАНОУ "РЦПД" ТП-27		*	ЦЭ6803В М7 P32	ГАНОУ "РЦПД"
ГАНОУ "РЦПД" ТП-27		*	ЦЭ6803В М7 P32	ГАНОУ "РЦПД"
ООО "Перестрой КА" ТП-27		*	СЕ-300 R31 043-J	ООО "Перестрой КА"
ООО СЗ "СТРОЙТРЕСТ" ТП-27		*	ПСЧ-4ТМ.05МК.10	ООО СЗ "СТРОЙ- ТРЕСТ"
ТП-389 АО" Лик"		*	ЦЭ6803BM7P32	БРЭСК
ТП-389 АО" Лик"		*	ЦЭ6803В М7 P32	БРЭСК
ТП-389 АО" Лик"		*	ЦЭ6803В М7 P32	БРЭСК
ТП-389 АО" Лик"		*	ЦЭ6803В М7 P32	БРЭСК
ТП-389 АО" Лик"		*	ЦЭ6803В М7 P32	БРЭСК
ТП-389 АО" Лик"		*	ЦЭ6803В М7 P32	БРЭСК
ТП-389 АО" Лик"		*	ЦЭ6803В М7 P32	БРЭСК
ТП-389 АО" Лик"		*	ЦЭ6803В М7 P32	БРЭСК
ТП-3334 АО "Контитнет 21"		*	ПСЧ-4ТМ.05М.10	АО "Контитнет 21"
ТП-3334 АО "Контитнет 21"		*	ПСЧ-4ТМ.05М.10	АО "Контитнет 21"

№ПС	ТН	ТТ	Счетчик	Балансовая и эксплуатационная ответственность
ТП-3387 ИП Стройло Н.М.		*	СЕ-301	БРЭСК
ТП-516 ИП Панков Е.П		*	ПСЧ- 4ТМ.05МК.10.01	БРЭСК
ТП-516 ИП Панков Е.П		*	ПСЧ- 4ТМ.05МК.10.01	БРЭСК
ТП-516 ИП Панков Е.П		*	ПСЧ- 4ТМ.05МК.10.01	БРЭСК
ТП-143 Новозыбков ООО "АРХИМ"		*	Меркурий-230 АМ-03	ООО "АРХИМ"
ТП-143 Новозыбков ООО "АРХИМ"		*	Меркурий-234 АРТ-03РВГ	ООО "АРХИМ"
ТП-143 Новозыбков МКП "Благоустройство"			СЭТ-4-1/2МД	МКП "Благоустройство"
ТП-50 ГУП "Брянскком-мунэнерго" Унеча		*	ПСЧ-4ТМ.0М.16	ГУП "Брянскком-мунэнерго"
ТП-50 ГУП "Брянскком-мунэнерго" Унеча		*	ЦЭ6803ВМ-Р32	ГУП "Брянскком-мунэнерго"
ТП-50 ГУП "Брянскком-мунэнерго" Унеча		*	ЦЭ6803ВМ-Р32	ГУП "Брянскком-мунэнерго"
ТП-50 ГУП "Брянскком-мунэнерго" Унеча		*	ЦЭ6803ВМ-Р32	ГУП "Брянскком-мунэнерго"
ТП-50 Унеча ПО "Кооператор"		*	СЕ-303	
ГКТП-230 Клинцы ИП Сиваков С.А.		*	Меркурий 234 DDP D	БРЭСК
"ФСК-ЕЭС"-МЭС Северо-Запада	*	*	SL 761 DCB (Actaris SL 7000)	"ФСК-ЕЭС"-МЭС Северо-Запада
РУ-6кВ ЦРП Новозыбков		*	ПСЧ-4ТМ.05М	БРЭСК
ТП-1 Якушенко Ю.В. Новозыбков		*	Меркурий 231 АМ-01	Якушенко Юрий Владимирович
ТП-1 Новозыбков ООО Триннако		*	ЦЭ6803В	ООО Триннако
ТП-1 Новозыбков ООО Триннако		*	ЦЭ6803В	ООО Триннако
ТП-1 Новозыбков ООО Триннако		*	ЦЭ6803В	ООО Триннако
ТП-1 Новозыбков ООО Триннако		*	ЦЭ6803В	ООО Триннако
ТП-1 Новозыбков ООО Триннако		*	ЦЭ6803В	ООО Триннако

Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
ООО «БРЭСК» на 2023–2027 годы

№ПС	ТН	ТТ	Счетчик	Балансовая и эксплуатационная ответственность
ТП-1 Новозыбков ООО Триннако		*	ЦЭ6803В	ООО Триннако
ТП-1 Новозыбков ООО Триннако		*	ЦЭ6803В	ООО Триннако
ТП-1 Новозыбков ООО Триннако		*	ЦЭ6803В	ООО Триннако
ТП-1 Новозыбков ООО Триннако		*	ЦЭ6803В	ООО Триннако
ТП-1 Новозыбков ООО Триннако		*	ЦЭ6803В	ООО Триннако
ТП-1 Новозыбков ООО Триннако		*	ЦЭ6803В	ООО Триннако
ТП-1 Новозыбков ООО Триннако		*	ЦЭ6803В	ООО Триннако
ТП-1 Новозыбков ООО Триннако		*	ЦЭ6803В	ООО Триннако
ТП-1 Новозыбков ООО Триннако		*	ЦЭ6803В	ООО Триннако
ТП-1 Новозыбков ООО Триннако		*	ЦЭ6803В	ООО Триннако
ТП-1 Новозыбков ООО Триннако		*	ЦЭ6803В	ООО Триннако
ТП-1 Новозыбков Сутуло О.А.			Меркурий 230АМ-02	Сутуло О.А.
ТП-2 Новозыбков Шульга Е.Н.		*	ЦЭ 6803ВМ7Р32	Шульга Е.Н.
ТП-1 Новозыбков БГУ			ЦЭ 6803ВМ7Р32	БГУ
ТП-2 Новозыбков ФЛ Казаков А.П.			ЦЭ6803В	Казаков А.П.
ТП-2 Новозыбков Кукса А.П.			ЦЭ6803В	Кукса А.П.

1. Применение высокопроводящей смазки для контактных соединений. Смазка электроконтактная Экстраконт

Универсальная высоко-электропроводящая смазка (УВС) Экстраконт (ТУ 0254-003-51844550-2009) – многокомпонентная органическая матрица, содержащая специальные присадки. Сохраняет функциональные характеристики электрических контактов в диапазоне температур от -60 до $+150^{\circ}\text{C}$, выдерживает многократный перегрев контактов до 200°C .



Смазка «Экстраконт» применяется в разборных электрических контактах из любых металлов и в любых их сочетаниях в сетях постоянного и переменного тока до радиочастот для эффективной антикоррозионной защиты в подвижных, скользящих, втычных и рубильниковых контактах, на разъединительных и воздушных выключателях, контактах электрических сетей и силовой ошиновки, клеммных колодках и др. разъёмных со-

единениях.

Применение смазки «Экстраконт» делает ненужными такие устаревшие способы стабилизации и антикоррозионной защиты, как: гальванопокрытие благородными металлами, лужение оловянно-свинцовыми сплавами, медно-алюминиевые переходные прокладки, плакирование, катетную сварку по периметру контактов, неспециализированные смазки типа циатима, вазелина, литола и др., рекомендованных ГОСТ 10434-82.

УВС «Экстраконт» сохраняет свои свойства в любых климатических условиях не менее 2 лет при использовании на открытом воздухе и не менее 6 лет без

воздействия внешних климатических факторов (испытания контактов по ГОСТ 17441-84).

Смазка наносится на поверхность контактов слоем не более 1 мм. Расход смазки составляет 1 кг на 1000 стандартных контактов исполнения 021 по ГОСТ 21242-75 (630x1600 мм) на 1000 А.

Смазка УВС «Экстраконт»:

- **представляет собой активную антикоррозийную матрицу**, способную селективно растворять оксиды металлов, не затрагивая самих металлов, поддерживать поверхность металлов в идеально чистом состоянии, без следов оксидов на весь срок плановой эксплуатации контактов;
- **смазка обладает выраженным эффектом снижения искрения контактов** (искрогасящим эффектом), что значительно увеличивает срок службы искрящих контактов;
- **гарантирует эффективную антикоррозийную защиту электрических контактов**, в том числе из металлов, образующих при соединении гальванические пары (алюминий-медь, цинк-медь, медь-сталь и др.) от большинства агрессивных аэрозолей, газов, пыли, влаги;
- **обеспечивает низкое значение переходного сопротивления**, снижая его в 2,5 раза и больше на весь срок плановой эксплуатации контактов;
- **обеспечивает надежную защиту от окисления**, уменьшая рабочую температуру контакта при эксплуатационных температурах в интервале от -60°C до $+150^{\circ}\text{C}$. Контакты со смазкой могут выдерживать многократные перегрузки по току и перегрев до 200°C и кратковременный перегрев до 250°C ;
- **снижает число отказов контактов** по причине выхода их из строя;
- **увеличивает срок службы контактов** до замены технологического оборудования, снижая трудозатраты на их обслуживание;
- **гарантированно исключает электроэрозию** (смазка не электропроводна).

Основная причина тепловых нагревов в месте контактных соединений, значительное переходное сопротивление на контактных соединениях при, котором происходит нагрев и далее вытекание алюминия на контактных соединениях, что приводит к ослаблению контактов.

Ослабление контактных соединений приводит к интенсивному нагреву в зонах соединения, что в свою очередь повышает сопротивление, возникает падение напряжения, следовательно это ведет к потерям электрической энергии, а также к повреждению (выгоранию, КЗ) распределительных сетей, простоям электрооборудования, недоотпуску продукции и другим аварийным ситуациям.

В среднем общая площадь контактных соединений в ВРУ с учетом шиносборок в РШ и других контактных соединений – общая площадь контактных соединений будет составлять не менее 1 м².

По экспериментальным данным ЗАО «Энергоцветмет» г. Москва при использовании 1 кг пасты ТЭП-300 экономия электрической энергии составляет 200000 кВт/ч. Расход пасты на 1 м² поверхности – 25 грамм.

В нашем случае годовая экономия передаваемой электроэнергии при внедрении смазки «Экстраконт», по данным составит: **200,0 тыс.кВтч.**

В денежном выражении экономия составит:

$$Д = 200 \cdot 4,77 = \mathbf{954,0 \text{ тыс.руб.}}$$

Цена на УВС Экстраконт - 3680,0 руб/кг (5520 руб/банка).

Стоимость внедрения данного мероприятия составит **850,0 тыс.руб.**

Срок окупаемости составит:

$$T_{\text{дт}} = 850,0 / 954,0 = \mathbf{0,89 \text{ года}}$$

Дисконтированный срок окупаемости капиталовложений рассчитывается по формуле

$$T_{\text{д.ок}} = K / П_{\text{год}} = 850,0 / 763,23 = \mathbf{1,11 \text{ года.}}$$

К – капитальные вложения;

$P_{\text{год}}$ – годовое поступление денежных средств от реализации энергосберегающего мероприятия, руб./год.

$$P_{\text{год}} = \text{Э} \cdot (1 - \text{Н}) + \text{А} = 954,0 \cdot (1 - 0,2) + 30,0 = \mathbf{763,23 \text{ тыс. руб.}}$$

где: Э – экономический эффект от мероприятия;

Н – ставка налога на прибыль, принимаем равной 0,2;

А – годовые амортизационные отчисления, связанные с реализацией энергосберегающего мероприятия, тыс. руб./год.

Чистый дисконтированный доход

$$\text{ЧДД} = P_{\text{год}} \cdot (1 - (1 + R)^{-T_{\text{ж}}}) / R - K_{\text{эсо}} = 763,23 \cdot (1 - (1 + 0,18)^{-5}) / 0,18 - 850,0 = \mathbf{1536,51 \text{ тыс.руб.}}$$

где: P_t – величина денежных поступлений (чистого дохода) за каждый год срока полезного использования энергосберегающего оборудования, тыс. руб./год;

R – норма дисконта, в долях;

$K_{\text{эсо}}$ – капитальные вложения, тыс. руб.;

$T_{\text{ж}}$ – срок службы энергосберегающего оборудования, лет.

За период срока службы данное мероприятие (5 лет) полностью окупит капиталовложения и принесет доход более **1536,51 тыс.руб.**

Данное мероприятие – *среднезатратное*. Необходимо отметить, что при росте тарифов на электроэнергию (до 15% ежегодно), срок окупаемости мероприятия снизится.

2. Замена существующих трансформаторов, на современные высоко-энергоэффективные трансформаторы

Потери в трансформаторе определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_T = \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{вкл}} + K_3^2 \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \tau_{\text{НБ}},$$

где $\Delta P_{\text{ХХ}}$, $\Delta P_{\text{КЗ}}$ - потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора; $T_{\text{вкл}}$ - время в течении которого трансформатор включен; $\tau_{\text{НБ}}$ - время

наибольших потерь $\tau_{НБ} = (0,124 + T_{НБ} / 10000)^2 \cdot 8784$; K_3 - коэффициент загрузки трансформатора; $T_{НБ}$ - время наибольших нагрузок.

У силовых трансформаторов отработавших более 10 лет, потери холостого хода возрастают каждый год на 1%, после 10 лет эксплуатации, т.е.

$$\Delta P_{\text{факт.}} = \Delta P_{\text{пасп.}} \cdot (1 + (B - 10) / 100),$$

где $\Delta P_{\text{пасп.}}$ - потери холостого хода по паспортным данным; B - возраст трансформатора.

Рекомендуем заменить на МЭТЗ ТМГ33-400/6/0,4 Два Трансформатора масляных трехфазных на ЗТП-6/0,4 кВ №2

Подстанция	Трансформатор	U, В	Мощность, МВА
ЗТП-6/0,4кВ № 2 г. Брянск, 5 мкр-н, ул. Романа Брянского, 29	Т-1 ТМ 1000	6/0,4	1,0
	Т-2 ТМ 1000	6/0,4	1,0

Характеристики ТМГ33-400/6/0,4

Характеристика	Значение
Номинальная мощность, кВ·А	400
Номинальное напряжение, кВ:	
- ВН	6
- НН	0,4
Схема и группа соединения обмоток	Д/Ун-11, У/Ун-0
Потери, Вт:	
- х.х.	565
- к.з.	4175
Напряжение короткого замыкания, % номинального	4,5
Коррект. уровень звуковой мощности, дБА	58
Размеры (ДхШхВ), мм	1360x940x1440
Масса, кг:	
- масла	315
- полная	

Рекомендуем заменить на МЭТЗ ТМГ33-250/6/0,4 Два Трансформатора
 масляных трехфазных на ЗТП-6/0,4 кВ №1 и №2 г. Новозыбков

Подстанция	Трансформатор	U, В	Мощность, МВА
ЗТП-6/0,4кВ - №1 г. Новозыбков	Т-1 ТМ 750	6/0,4	0,75
ТП-6/0,4кВ - №2 г. Новозыбков	Т-1 ТМ 1000	6/0,4	1,0

Характеристики ТМГ33-400/6/0,4

Характеристика	Значение
Номинальная мощность, кВ·А	250
Номинальное напряжение, кВ:	
- ВН	6
- НН	0,4
Схема и группа соединения обмоток	У/ЗН-11, Д/УН-11, У/УН-0
Потери, Вт:	
- х.х.	420
- к.з.	2950
Напряжение короткого замыкания, % номинального	4,5
Коррект. уровень звуковой мощности, дБА	55
Размеры (ДхШхВ), мм	1210x800x1490
Масса, кг:	
- масла	230
- полная	1150



Электротехническая силовая установка способна понижать входящее напряжение до уровня, необходимого энергосистемам и потребителям. Рассчитана на функционирование в невзрывоопасных условиях. Может монтироваться на закрытых и открытых площадках с навесом. Представленная модель – оптимальное решение для под-

станций широкого спектра отраслей промышленности и хозяйствующих субъектов. Оборудование является полностью герметичным, с естественным масляным охлаждением. В составе конструкции есть гофрированный герметичный бак, который может расширяться при увеличении объема масла. Также он защищает охлаждающую жидкость от контакта с воздухом, исключая тем самым возникновение процесса окисления. Такое решение позволило в значительной степени увеличить срок службы оборудования. Процесс эксплуатации не обременен необходимостью проведения мероприятий по обслуживанию. При этом, бесперебойная работа гарантирована лишь при отсутствии вибраций, ударов, агрессивных сред, высокой запыленности.

Затраты на приобретение и установку 4 трансформаторов (2 – ТМГ33-400/6/0,4; 2 – МТГ33-250/6/0,4), составят **1309320 руб.** (источник <https://eltcom.ru/products/maslyanye-transformatory/tmg33/tmg33-400-kva/>).

Расчет электрических потерь на трансформаторах

Расчет технологических потерь электрической энергии при передаче по сетям ООО «БРЭСК» произведен в соответствии с требованиями Инструкции «Об организации работ в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету нормативов технологических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям». Утверждено Приказом Минэнерго РФ №326 от 30 декабря 2008 г. Зарегистрировано Минюстом №13314 от 12 февраля 2009 г.

Расчет нормативов технологических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям 6/0,4 кВ

Исходные данные для расчета сведены в табл.

Технические характеристики трехфазных силовых трансформаторов

№ п/п	Наименование ТП	Тип мощность, кВА	Мощность, P_{xx} , кВт потери х.х.	Мощность, $P_{кз}$, кВт потери к.з.	R_{mp} , Ом	Время работы, час
1	ЗТП-6/0,4кВ № 2 г. Брянск, 5 мкр-н, ул. Романа Брянского, 29	ТМ 1000	2,1	12,0	0,432	8760
2	ЗТП-6/0,4кВ № 2 г. Брянск, 5 мкр-н, ул. Романа Брянского, 29	ТМ 1000	2,1	12,0	0,432	8760
3	ЗТП-6/0,4кВ - №1 г. Новозыбков	ТМ 750	3,0	9,0	0,576	8760
4	ТП-6/0,4кВ - №2 г. Новозыбков	ТМ 1000	2,1	12,0	0,432	8760

Технические характеристики трехфазных силовых трансформаторов после замены

№ п/п	Наименование ТП	Тип мощность, кВА	Мощность, P_{xx} , кВт потери х.х.	Мощность, $P_{кз}$, кВт потери к.з.	R_{mp} , Ом	Время работы, час
1	ЗТП-6/0,4кВ № 2	ТМГ 400	0,565	4,175	0,9394	8760

№ п/п	Наименование ТП	Тип мощность, кВА	Мощность, $P_{хх}$, кВт потери х.х.	Мощность, $P_{кз}$, кВт потери к.з.	$R_{тр}$, Ом	Время работы, час
	г. Брянск, 5 мкр-н, ул. Романа Брянского, 29					
2	ЗТП-6/0,4кВ № 2 г. Брянск, 5 мкр-н, ул. Романа Брянского, 29	ТМГ 400	0,565	4,175	0,9394	8760
3	ЗТП-6/0,4кВ - №1 г. Новозыбков	ТМГ 250	0,42	2,95	1,6992	8760
4	ТП-6/0,4кВ - №2 г. Новозыбков	ТМГ 250	0,42	2,95	1,6992	8760

k_{ϕ}^2 – коэффициент формы графиков определяем по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{cp}^2 T) \quad [1],$$

где: P_i^2 – значение нагрузки на i ступени графика продолжительностью Δt_i (i час); m – число ступеней графика.

Для нашего случая: $k_{\phi}^2=1,33$

Технические характеристики определены [4]:

$$R = r_o \cdot l,$$

где: R – расчетное сопротивление КЛ, Ом; r_o – активное удельное сопротивление, Ом/км; l – длина КЛ, км.

Расчет нагрузочных потерь в кабельных линиях производим по методу средних нагрузок [4]:

$$\Delta W_{н.кл} = k_k \cdot \Delta P_{cp} \cdot T \cdot k_{\phi}^2,$$

где: k_k – коэффициент, учитывающий конфигурацию графиков активных и реактивных нагрузок $k_k=0,99$; k_{ϕ}^2 – коэффициент формы графиков.

Определяем средние потери мощности (ΔP_{cp} , кВт) по формуле:

$$\Delta P_{cp} = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot 0,001 \quad [4],$$

для чего определяем, I_{cp} :

$$I_{cp} = W_n / \sqrt{3 \cdot U \cdot \cos \varphi \cdot T_{лето(зима)}}$$

где: принимаем согласно приказу Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» $\cos\varphi = 0,928$ напряжение 1-20 кВ, $\cos\varphi = 0,944$ напряжение ниже 1 кВ.

U_{ϵ} – напряжение, 6/0,4 кВ; T – расчетный период (2021г. – 365 дней).

Расчет потерь условно-постоянных (не зависящих от нагрузки) электрической энергии холостого хода в силовых трансформаторах [1]

$$W_{xx.tr-p} = \Delta P_{xx} \cdot T (U_{cp} / U_{ном})^2, \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

где U_{cp} – среднее напряжение, кВ; $U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ; T – время работы трансформатора, час; ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора, кВт.

Потери электрической энергии холостого хода силовых трансформаторов

$$\Delta W_{X.X.Tr-p6кВ} = 40563,18 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Потери электрической энергии холостого хода силовых трансформаторов после мероприятий

$$\Delta W_{X.X.Tr-p6кВ} = 10913,427 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Экономия по холостому ходу, составляет **29649,753 кВт.ч.**

Расчет условно-постоянных потерь в силовых трансформаторах ($\Delta W_{X.X.Tr-p6кВ}$)

№ п/п	Наименование ТП	Мощность, кВА	Мощность, P_{xx} , кВт потери х.х.	Год
				$W_{xx.tr-p}$, кВт·ч
1	ТМ 1000	1000	2,1	20281,59
2	ТМ 1000	1000	2,1	20281,59
3	ТМ 750	750	3,0	28973,7
4	ТМ 1000	1000	2,1	20281,59
ИТОГО				40563,18

**Расчет условно-постоянных потерь в силовых трансформаторах
 после мероприятий ($\Delta W_{x.x.тр-р6кВ}$)**

№ п/п	Наименование ТП	Мощ- ность, кВА	Мощ- ность, P_{xx} , кВт потери х.х.	Год
				$W_{x.x.тр-р}$, кВт·ч
1	ТМГ 400	400	0,565	5456,714
2	ТМГ 400	400	0,565	5456,714
3	ТМГ 250	250	0,42	4056,318
4	ТМГ 250	250	0,42	4056,318
ИТОГО				10913,427

Расчет нагрузочных потерь электрической энергии в силовых трансформаторах (кВт·ч) сведен в табл.

**Расчет нагрузочных потерь электрической энергии в силовых
 трансформаторах (ΔW_{nm})**

№	S, МВА	2021г			2021г	
		W_n , кВт·ч	T, час	$K^2\phi$	I_{cp}	ΔW_n
ТМ 1000	0,63	1003240	8760	1,333	11,88	2110,76
ТМ 1000	0,63	1003240	8760	1,333	11,88	2110,76
ТМ 750	0,63	475770	8760	1,333	5,63	632,94
ТМ 1000	1,6	634360	8760	1,333	7,51	843,92
						5698,38

**Расчет нагрузочных потерь электрической энергии в силовых
 трансформаторах после мероприятий (ΔW_{nm})**

№	S, МВА	2021г			2021г	
		W_n , кВт·ч	T, час	$K^2\phi$	I_{cp}	ΔW_n
ТМГ 400	0,4	1003240	8760	1,333	11,88	4589,8
ТМГ 400	0,4	1003240	8760	1,333	11,88	4589,8
ТМГ 250	0,25	475770	8760	1,333	5,63	1867,17
ТМГ 250	0,25	634360	8760	1,333	7,51	3319,42
						14366,194

**ИТОГО экономия от замены трансформаторов составляет:
20981,938 кВт.ч.**

Срок окупаемости составит:

$$T_{\text{дт}} = 1309320 / 100084 = \mathbf{13,83 \text{ года}}$$

Дисконтированный срок окупаемости капиталовложений рассчитывается по формуле

$$T_{\text{д.ок}} = K / \Pi_{\text{год}} = 1309320 / 160070 = \mathbf{8,18 \text{ года.}}$$

K – капитальные вложения;

$\Pi_{\text{год}}$ – годовое поступление денежных средств от реализации энергосберегающего мероприятия, руб./год.

$$\Pi_{\text{год}} = \mathcal{E} \cdot (1 - H) + A = 100084 \cdot (1 - 0,2) + 80,0 = \mathbf{160,07 \text{ тыс. руб.}},$$

где: \mathcal{E} – экономический эффект от мероприятия;

H – ставка налога на прибыль, принимаем равной 0,2;

A – годовые амортизационные отчисления, связанные с реализацией энергосберегающего мероприятия, тыс. руб./год.

Чистый дисконтированный доход

$\text{ЧДД} = \Pi_{\text{год}}(1 - (1 + R)^{-T_{\text{ж}}}) / R - K_{\text{эсо}} = 160,07 \cdot (1 - (1 + 0,18)^{-5}) / 0,18 - 1309,320 = \mathbf{0 \text{ тыс. руб.}}$

где: Π_t – величина денежных поступлений (чистого дохода) за каждый год срока полезного использования энергосберегающего оборудования, тыс. руб./год;

R – норма дисконта, в долях;

$K_{\text{эсо}}$ – капитальные вложения, тыс. руб.;

$T_{\text{ж}}$ – срок службы энергосберегающего оборудования, лет.

За период срока службы данное мероприятие (5 лет) полностью окупит капиталовложения.

Данное мероприятие – крупнозатратное. Необходимо отметить, что при росте тарифов на передаваемую воду (до 15% ежегодно), срок окупаемости мероприятия снизится.

3. Общее состояние систем освещения

В настоящее время большинство светильников устарели как физически, так и морально, т.к. установлены, в основном, с момента постройки здания, или со времени последнего кап. ремонта (что во всех случаях более 20 лет назад).

Наружное (уличное) освещение выполнено светильниками РКУ, с лампами ДРЛ мощностью 150 Вт, установленными на железобетонных опорах на территории предприятия, вдоль основных мест прохода людей в темное время суток. Управление наружным освещением осуществляется в ручном режиме дежурным персоналом.

ПС Глинищево – замена светильники наружного освещения «ДНАТ» на светодиодные – 4 шт.

Расход электроэнергии 4 шт. светильника ДНАТ 250 Вт

$$W = 4 * 10 * 365 * 0.25 = 3650 \text{ кВтч год.}$$

Светильник светодиодный уличный ДКУ-150Вт 840 IP65 URBAN LITE XL GY LEDVANCE (4058075678293)



Класс: Светильники для наружного освещения LED

Страна: Китай

Производитель: LEDVANCE

Артикул: 4058075678293

Артикул расширенный:
4058075678293

Ед. измерения: шт

Сертификат: RU C-DE.НА46.В01626-21

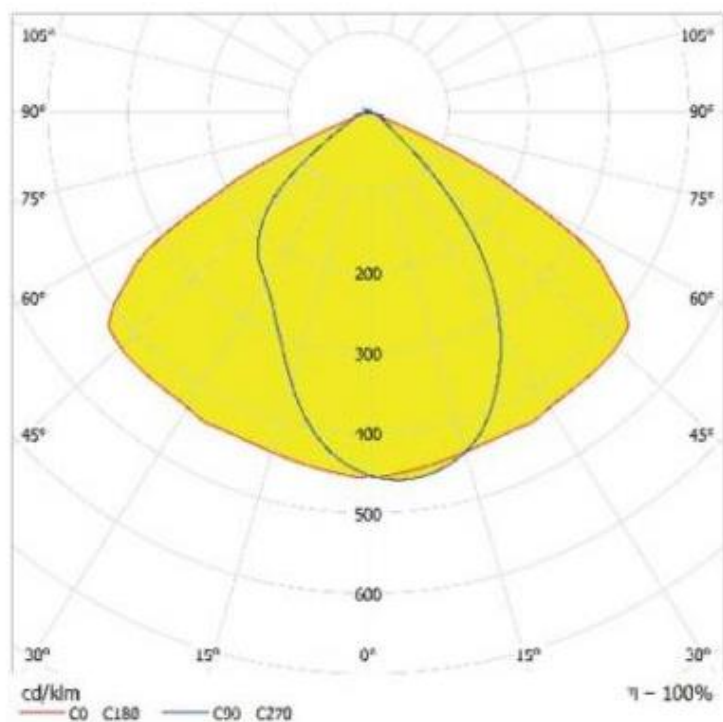
Наименование в прайсе производителя: URBAN LITE XL 150W 840 IP65 GY

Тип изделия Светильник

Мощность, Вт150

Способ монтажа На опору

Цветовая температура 4000



Световой поток, Лм 16500
Степень защиты IP65
Пускорегулирующая аппаратура В комплекте
Тип PRALED драйвер
Материал корпуса светильника Алюминий
Цвет корпуса: Черный
Климатическое исполнение: УХЛ1
Высота, мм: 225
Диапазон рабочих температур: от -30 до +35

Длина, мм: 585

Индекс цветопередачи: 80

Материал рассеивателя: Поликарбонат (РС)

Мощность ламп, Вт: 150

Напряжение, В: 220

Номинальное напряжение, В: 220/240

Оптическая часть: Рассеиватель

Род тока: Переменный (АС)

Срок службы, ч: 35000

Цвет: Серый

Цвет свечения: Белый

Ширина, мм: 250

Гарантийный срок, мес: 36

Класс защиты: I

Расход электроэнергии 4 шт. светильника ДНАТ 250 Вт

$$W = 4 * 10 * 365 * 0.15 = 2190 \text{ кВтч год.}$$

Срок окупаемости составит:

$$T_{\text{дт}} = 30000 / 7200 = \mathbf{4,17 \text{ года}}$$

Дисконтированный срок окупаемости капиталовложений рассчитывается по формуле

$$T_{\text{д.ок}} = K / \Pi_{\text{год}} = 30 / 10,76 = \mathbf{2,79 \text{ года.}}$$

K – капитальные вложения;

$\Pi_{\text{год}}$ – годовое поступление денежных средств от реализации энергосберегающего мероприятия, руб./год.

$$\Pi_{\text{год}} = \mathcal{E} \cdot (1 - N) + A = 7,2 \cdot (1 - 0,2) + 5,0 = \mathbf{10,76 \text{ тыс. руб.}},$$

где: \mathcal{E} – экономический эффект от мероприятия;

N – ставка налога на прибыль, принимаем равной 0,2;

A – годовые амортизационные отчисления, связанные с реализацией энергосберегающего мероприятия, тыс. руб./год.

Чистый дисконтированный доход

$\text{ЧДД} = \Pi_{\text{год}}(1 - (1 + R)^{-T_{\text{ж}}})/R - K_{\text{эсо}} = 10,76 \cdot (1 - (1 + 0,18)^{-5})/0,18 - 30 = \mathbf{3,65 \text{ тыс. руб.}}$, где: Π_t – величина денежных поступлений (чистого дохода) за каждый год срока полезного использования энергосберегающего оборудования, тыс. руб./год;

R – норма дисконта, в долях;

$K_{\text{эсо}}$ – капитальные вложения, тыс. руб.;

$T_{\text{ж}}$ – срок службы энергосберегающего оборудования, лет.

За период срока службы данное мероприятие (5 лет) полностью окупит капиталовложения.

Данное мероприятие – малозатратное. Необходимо отметить, что при росте тарифов на передаваемую воду (до 15% ежегодно), срок окупаемости мероприятия снизится.

Система учета моторного топлива

Расчет норм расхода топлив и смазочных материалов применительно к автомобильному транспорту подразумевает установленное значение меры его потребления при работе автомобиля конкретной модели, марки или модификации. Распоряжение Минтранса России от 14.03.2008 N АМ-23-р (ред. от 14.07.2015). Нормы расхода топлив и смазочных материалов на автомобильном транспорте предназначены для расчетов нормативного значения расхода топлив по месту потребления, для ведения статистической и оперативной отчетности, определения себестоимости перевозок и других видов транспортных работ, планирования потребности предприятий в обеспечении нефтепродуктами, для расчетов по налогообложению предприятий, осуществления режима экономии и энергосбережения потребляемых нефтепродуктов, проведения расчетов с пользователями транспортными средствами, водителями и т.д. При нормировании расхода топлив различают базовое значение расхода топлив, которое определяется для каждой модели, марки или модификации автомобиля в качестве общепринятой нормы, и расчетное нормативное значение расхода топлив, учитывающее выполняемую транспортную работу и условия эксплуатации автомобиля.

Расчет составлен на основании норм расхода топлива и смазочных материалов, приложение к распоряжению Минтранса России от 14.03.2008 N АМ-23-р (ред. от 14.07.2015). Поправочные коэффициенты: 1,05 – для автомобиля свыше 5 лет; 1,1 – для автомобиля старше 10 лет; 1,05 – при использовании кондиционера при движении автомобиля.

Приказы о нормах расхода ГСМ (летние, зимние):

- ✓ Приказ №50 от 01.04.2019г. «О переходе на летние нормы расхода ГСМ»
- ✓ Приказ №184 от 31.10.2019г. «О переходе на зимние нормы расхода ГСМ»

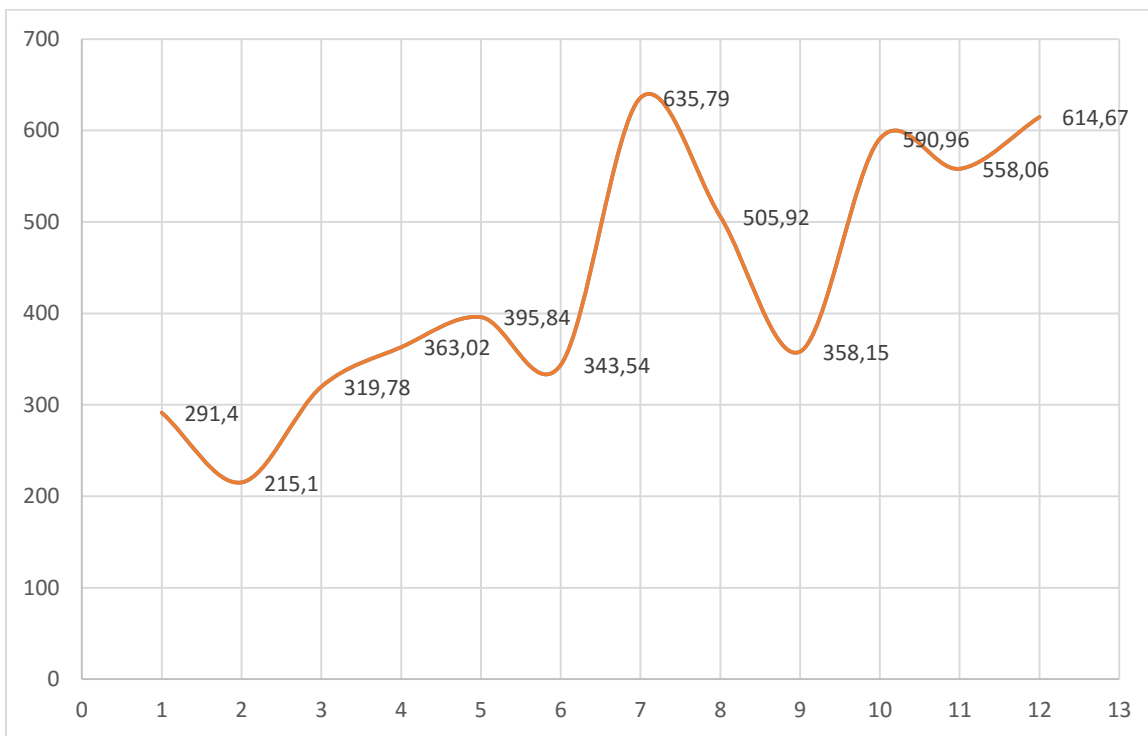
Расход моторного топлива по месяцам в базовом 2021 году

Месяц	АИ-95		АИ-92		ДТ		ИТОГО	
	Приход	Расход Ф	Приход	Расход Ф	Приход	Расход Ф	Приход	Расход Ф
Январь	264,99	291,40	251,25	309,76	211,66	145,73	727,90	746,89
Февраль	230,00	215,10	465,61	455,89	155,56	164,64	851,17	835,63
Март	340,00	319,78	477,11	488,54	359,78	456,82	1 176,89	1 265,14
Апрель	355,00	363,02	551,47	569,95	541,04	460,28	1 447,51	1 393,25
Май	410,00	395,84	447,25	448,80	398,74	456,87	1 255,99	1 301,51
Июнь	410,00	343,54	629,85	610,75	768,69	734,50	1 808,54	1 688,79
Июль	604,82	635,79	544,41	590,15	621,50	659,61	1 770,73	1 885,55
Август	470,00	505,92	560,55	514,77	774,55	719,00	1 805,10	1 739,69
Сентябрь	390,00	358,15	507,11	522,17	603,22	640,90	1 500,33	1 521,22
Октябрь	580,44	590,96	583,05	584,93	563,76	575,01	1 727,25	1 750,90
Ноябрь	567,80	558,06	277,82	285,09	272,44	262,57	1 118,06	1 105,72
Декабрь	570,98	614,67	546,45	505,68	467,93	468,84	1 585,36	1 589,19
ИТОГО в 2021 году	5 194,03	5 192,23	5 841,93	5 886,48	5 738,87	5 744,77	16 774,83	16 823,48

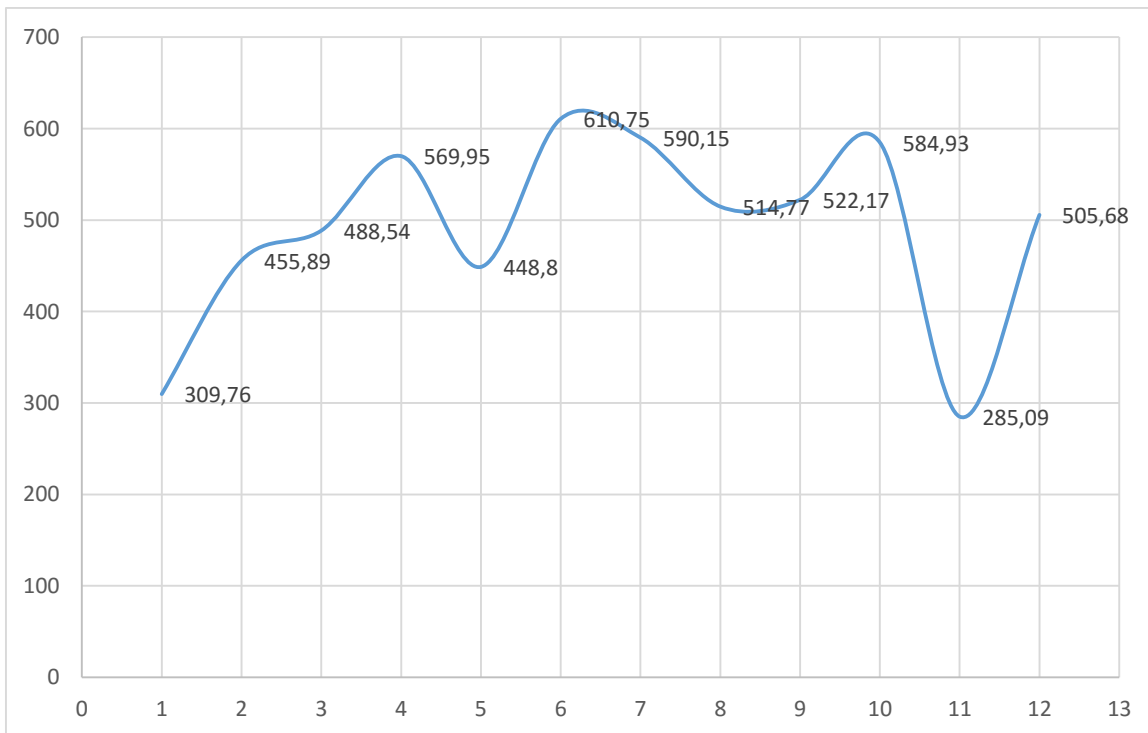
Сведения об использовании моторного топлива

Вид транспортных средств	Количество транспортных средств	Грузоподъемность т, пассажиромес-ти-мость, чел.	Вид использованного топлива	Уд. расход топлива по паспортным данным, л/100км, л/мочас.	Пробег, тыс. км, отработано, маш/час.	Объем грузоперевозок, тыс. т-км, тыс. пасс-км.	Количество израсходованного топлива, тыс. л.	Способ измерения расхода топлива	Уд. расход топлива, л/т-км, л/пасс-км, л/100км,	Количество полученного топлива, тыс. л, тыс. м	Потери топлива, тыс. л, тыс. м
АГП	1	7	ДТ	3,4	12,405	86,835	3,645	датчики	3,41	3,637	0,008
Газель	1	3,5т, 7чел.	ДТ	7,51	15,770	110,39	2,09976	датчики	7,50	2,10196	0,0022
Ларгус	2	5чел	Бензин АИ--92	8,75	43,448	434,48	4,96496	датчики	8,80	4,93911	0,02585
Nissan Pathfinder	1	5 чел	Бензин АИ-95	8,02	18,558	92,79	2,31469	датчики	8,06	2,30359	0,0111
ЭТЛ	1	7	Бензин АИ-95	4,26	12,396	86,772	2,91284	датчики	4,29	2,89044	0,0224
УАЗ	1	5	Бензин АИ-92	6,41	5,674	28,37	0,88485	датчики	6,28	0,90282	0,01797

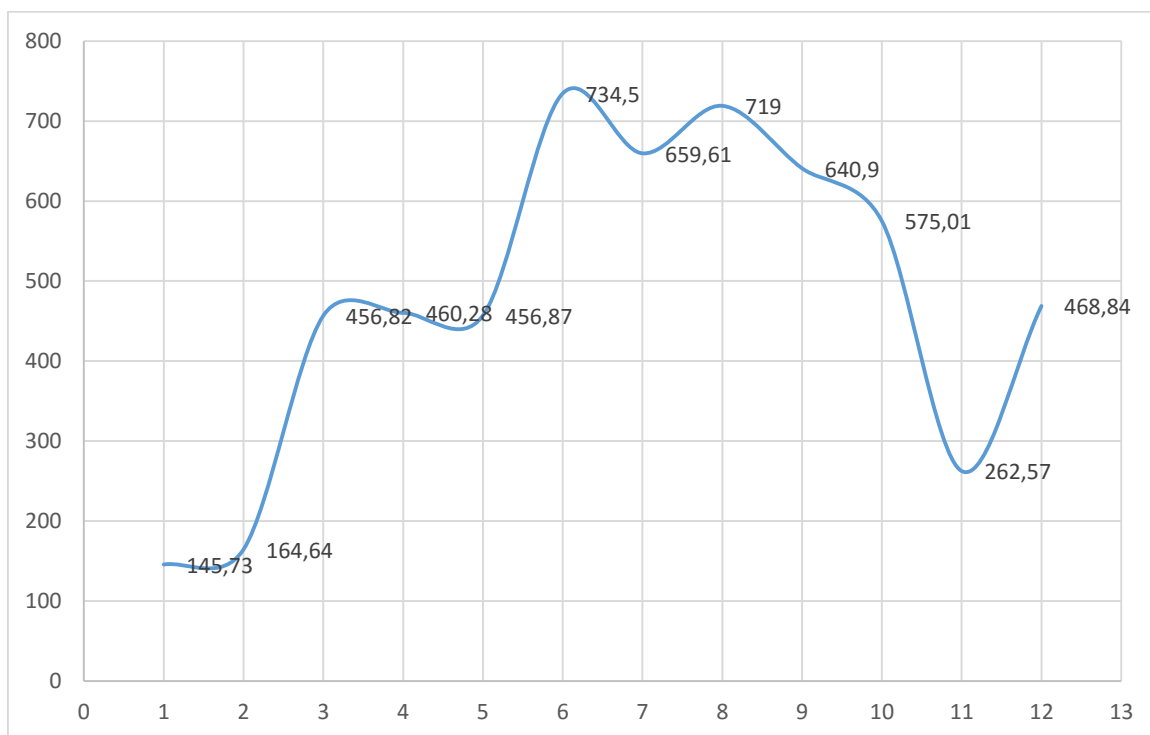
Расход бензин АИ-95



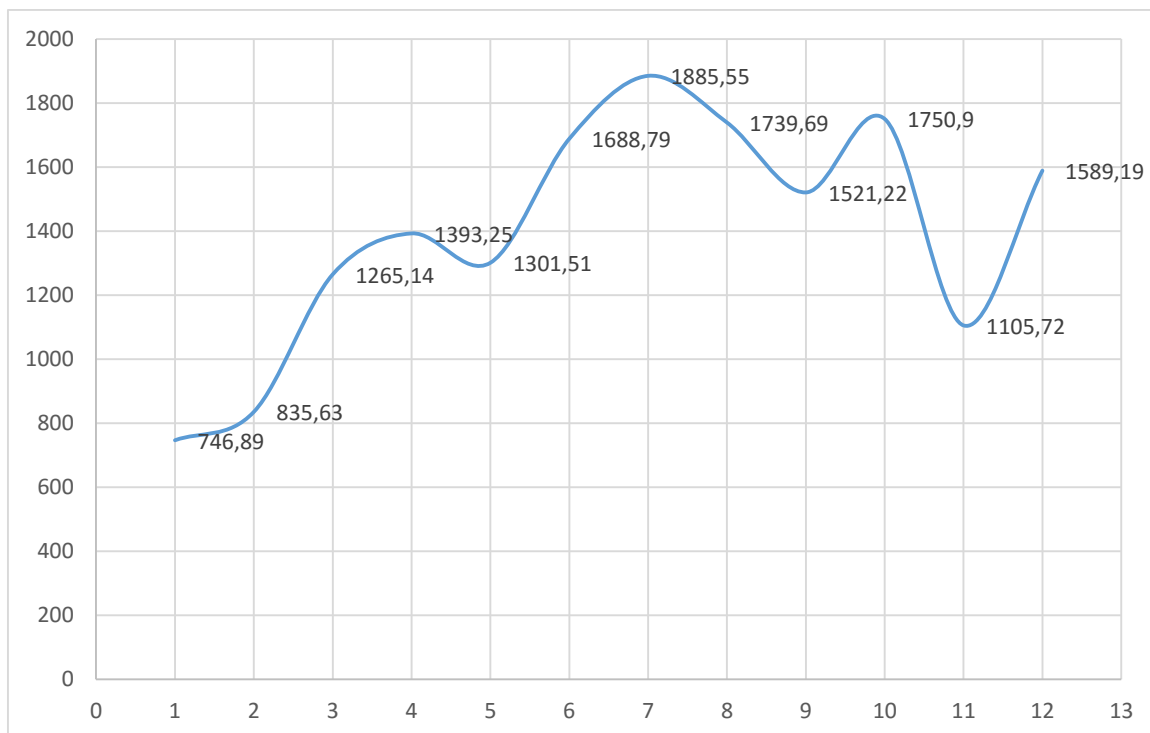
Расход бензин АИ-92



Расход ДТ



Общая динамика расхода моторного топлива по предприятию



Анализ существующих систем контроля и учета расхода топлива на автомобильном и железнодорожном транспорте

За последние годы на отечественном рынке появилось несколько типов систем контроля топлива. ***Один из распространённых способов контроля расхода топлива – использование датчиков проточного топлива.*** В этом случае данные о расходе топлива фиксируются расходомерами – специальными турбинками, которые врезаются в топливопровод автомобиля. Расходомеры считывают величину прямого потока к двигателю и величину потока на линии возврата.

Преимущества – объективно контролируется потребленное топливо, при этом обеспечивается высокая точность показателей для бензиновых двигателей. Но если в баке оказывается некачественное горючее, система теряет способность правильно учитывать израсходованный бензин. Дизельное топливо труднее учитывать при постоянно низких температурах, так как при этом образуется фракция парафина, и загустевший состав сокращает ресурс работы «турбинки».

Недостатком датчиков проточного типа можно считать необходимость вмешательства в конструкцию топливной системы автомобиля, так как необходимо врезание приборов в магистраль, что проблематично сделать на гарантийных автомобилях. Датчики проточного типа имеют высокую цену, к тому же на машинах с дизельным двигателем для точного контроля расхода топлива необходимо ставить два датчика (второй на «обратку»). Фактические заправки и сливы топлива при установке датчиков проточного типа контролировать невозможно.

Таким образом, недостатков такой системы контроля расхода топлива немало, поэтому ее эффективность подтверждаются только там, где транспорт работает на высококачественном бензине, и автомобили управляются добросовестными и ответственными водителями.

Другим способом контроля расхода топлива, учет расхода топлива является ***расчет по нормам за определённый период и контроль расхода топлива, потребленного фактически по пробегу транспорта***. Для этого используется простой и дешёвый вариант системы спутникового мониторинга транспорта – измеряются все параметры работы транспортного средства, которые влияют на потребление топлива: пробег, парковка, время работы «входную», дополнительное внеурочное время работы. Нормы расхода заносятся или передаются в диспетчерскую программу посредством беспроводного терминала. Фактический контроль осуществляется путем измерения уровня остатка топлива в баке.

Преимущество системы контроля расхода топлива по нормам состоит в ее доступности и отсутствии существенных затрат. Не нужно покупать и устанавливать счётные датчики контроля расхода топлива и подключаться к бортовому компьютеру транспорта. Учёт расхода топлива в самом простом варианте достаточно подключить питание на GPS GSM терминал. Конструкция автомобиля остается целостной – не требуется вмешательство в топливную систему. Предприятие имеет возможность объективно и обоснованно проводить списание топлива.

Недостатком такой системы контроля расхода топлива по нормам является влияние субъективных факторов, искажающих точность данных – качество дороги, загруженность транспорта, особенности вождения.

Система контроля топлива, основанная на считывании показаний штатных датчиков

Штатные датчики контроля расхода топлива есть у каждого автомобиля – достаточно подключиться к специальной программе, которая будет отслеживать показания. Большинство заводских датчиков контроля расхода топлива имеют в комплектации датчики уровня топлива поплавкового типа, что приводит к искажению данных при вибрации, тряске, которые на отечественных дорогах можно отнести к постоянным явлениям.

Преимущества только в функциональных возможностях датчиков заключается в достаточно точном определении текущего уровня топлива в баке автомобиля, объема, места, времени заливок и сливов топлива. Врезные датчики уровня топлива можно обрезать под требуемую длину. Данные приборы не оказывают никакого влияния на ходовую часть транспортного средства. Существенным преимуществом такого учета расхода топлива является отсутствие подвижных деталей у прибора, что увеличивает срок его эксплуатации.

Недостатками данного способа учета контроля топлива являются необходимость сверления отверстия в баке, проведение новой калибровки, если обнаружится дефект или вмятина на баке. Не все штатные датчики имеют выходной сигнал.

Все перечисленные способы контроля расхода топлива являются локальными и лишь частично помогают решить проблему бережного «контроль расхода топлива» – ГСМ.

Оптимальным способом является ***включение системы контроля расхода топлива в комплексную систему спутникового мониторинга автотранспорта.***

Указанная система предназначена для установки на отечественные и импортные грузовые и легковые автомобили, а также на большинство видов спецтехники. Комплексная система контроля расхода топлива помогает своевременно выявить технические неисправности, когда автомобиль функционирует нормально по внешним признакам, а аналитические данные сигнализируют о несбалансированной работе механической или электрической части транспортного средства. У данной системы есть несколько важных преимуществ: надежная защита от вандализма (за счет подсоединения к спутниковой сигнализации), простота монтажа, отсутствие необходимости настраивать оборудование и приборы.

Внешне оборудование системы контроля расхода топлива, являющейся составной частью спутникового мониторинга автомобиля в целом, представляет собой небольшой плоский ящик, который подключается к бортовому компьютеру транспорта через CAN-шину.

Вывод.

Комплексная система спутникового мониторинга транспорта и одна из ее составляющих частей системы контроля расхода топлива может помочь предприятию вести объективный и всесторонний учет работы каждого автомобиля, проводить своевременно замену запчастей, сократить расходы на ремонты и техническое обслуживание, создать коллектив дисциплинированных и существенное снижение себестоимости услуг предприятия. Данная система экономически оправдана для тех транспортных средств, которые подключены к комплексной системе спутникового мониторинга через CAN-шину бортового компьютера и предприятий, осуществляющих длительные и дальние перевозки грузов.

Система контроля расхода топлива FAS

Выше указанные системы позволяют видеть огромное количество параметров эксплуатации техники, как автомобильной так и железнодорожной. Однако они порой крайне дороги и малодоступны для приобретения, особенно в кризисный период. Да и не так важны для контроля какие-то параметры, кроме расхода топлива, статистики заправок и сливов, работы двигателя и скорости тепловоза.

Анализ состава автотракторной и железнодорожной техники предприятия, состояния учета расхода и моторного топлива, специфики выполняемых транспортом работ позволяет рекомендовать в качестве оптимальной системы на предприятии систему учета расхода моторного топлива FAS. Система получила в последнее время наибольшее распространение на предприятиях, занимающихся добычей и перевозкой сырьевых компонентов. Система устанавливается и эффективно используется на различных транспортных

средствах: на самосвалах и грузовиках, экскаваторах и бульдозерах, автокранах и тепловозах и спецтехнике. Система имеет Сертификат соответствия и Санитарно-эпидемиологическое заключение о соответствии санитарным правилам. Система позволяет решить следующие задачи:

- осуществлять постоянный контроль заправок и сливов, выявлять возможные махинации с топливом;
- проводить корректировку норм расхода топлива, принятых для списания на предприятии;
- установить оптимальный режим эксплуатации транспортных средств, осуществляя контроль различных параметров: скоростного режима движения, пробега, времени работы, расхода топлива;
- отслеживать непроизводительные простои и использования автомобилей в личных целях;
- повысить дисциплину водителей и машинистов;
- производить косвенный контроль технических неисправностей и комплексный анализ работы техники в зависимости от условий эксплуатации и нагрузки.

Преимущества системы FAS

- универсальность – система может быть установлена на любое транспортное средство;
- невмешательство в работу топливной аппаратуры и информационных систем транспорта;
- простота монтажа и эксплуатации;
- отсутствие элементов настройки и индикации на оборудовании;
- невозможность незаметно вмешиваться в работу устройства;
- несколько степеней защиты от вандализма;
- работа в самых суровых условиях эксплуатации;
- диапазон рабочих температур: от – 45°С до + 85°С;
- простота считывания информации и составления отчетов;

- возможность экспорта данных в другие программы;
- самая большая информативность;
- низкая стоимость оборудования и системы в целом.

Экономия, полученная от применения системы FAS, позволит улучшить прибыльность предприятия, существенно снизить себестоимость работ, исключив несуществующие затраты.

Экономический эффект от внедрения системы достигается за счет:

- повышения производительности работы транспортных средств;
- контроля расхода топлива и устранение фактов хищения;
- снижения затрат на топливо, техническое обслуживание;
- корректировки норм расхода топлива;
- увеличение срока службы машин.

Расчёт экономии от внедрения системы контроля расхода топлива FAS (бензинов АИ-92, АИ-95) автомобильный транспорт

Установку системы FAS целесообразно произвести на 5 единицах. Расход бензина 7 машинами в 2021 г. составляет **11,079 тыс. л.**

По данным компании Omnicom средний процент при внедрении системы FAS на предприятиях с парком транспорта составляет до 25%. Для расчета экономии принята величина экономии в 10%.

Экономия бензина при внедрении системы составила бы за год:

$$Э_6 = 11,079 \cdot 0,1 = \mathbf{1,108 \text{ тыс. л.}}$$

В денежном выражении экономия составит:

$$Д = 1,108 \cdot 40,37 = \mathbf{44,725 \text{ тыс. руб.}}$$

Стоимость установки системы контроля топлива FAS на 1 единицу автотранспортной техники составляет **50,0 тыс. руб.** Затраты на установку 5 систем контроля топлива FAS на автомобиль с одним топливным баком европейского и азиатского производства составят

$$З = 50,0 \cdot 5 = \mathbf{250,0 \text{ тыс. руб.}}$$

Срок окупаемости составит:

$$Т_6 = 250,0/44,725 = \mathbf{5,59 \text{ года.}}$$

Дисконтированный срок окупаемости бензин капиталовложений рассчитывается по формуле

$$T_{\text{д.ок}} = K / \Pi_{\text{год}} = 250,0 / 50,78 = \mathbf{4,92 \text{ года.}}$$

K – капитальные вложения;

$\Pi_{\text{год}}$ – годовое поступление денежных средств от реализации энергосберегающего мероприятия, руб./год.

$$\Pi_{\text{год}} = \mathcal{E} \cdot (1 - H) + A = 44,725 \cdot (1 - 0,2) + 15,0 = \mathbf{50,78 \text{ тыс. руб.,}}$$

где: \mathcal{E} – экономический эффект от мероприятия;

H – ставка налога на прибыль, принимаем равной 0,2;

A – годовые амортизационные отчисления, связанные с реализацией энергосберегающего мероприятия, тыс. руб./год.

Чистый дисконтированный доход

$$\text{ЧДД} = \Pi_{\text{год}} (1 - (1 + R)^{-T_{\text{ж}}}) / R - K_{\text{эсо}} = 50,78 \cdot (1 - (1 + 0,18)^{-5}) / 0,18 - 250 = \mathbf{0,0 \text{ тыс. руб.}}$$

где: Π_t – величина денежных поступлений (чистого дохода) за каждый год срока полезного использования энергосберегающего оборудования, тыс. руб./год;

R – норма дисконта, в долях;

$K_{\text{эсо}}$ – капитальные вложения, тыс. руб.;

$T_{\text{ж}}$ – срок службы энергосберегающего оборудования, лет.

За период срока службы данное мероприятие (5 лет) полностью окупит капиталовложения.

Данное мероприятие – ***среднезатратное***. Необходимо отметить, что при росте тарифов на бензин (до 15% ежегодно), срок окупаемости мероприятия снизится.

Расчёт экономии от внедрения системы контроля расхода топлива FAS (дизельного топлива) автомобильный транспорт

Учитывая объем грузоперевозок и количество израсходованного топлива по каждой единице автотранспортной технике предприятия, установку си-

системы FAS целесообразно произвести на 2 единицах. Расход дизельного топлива 2 единицами в 2021 году составил **5,745 тыс.л.** Средняя стоимость 1 литра дизельного топлива в 2021 г. составила **40,95 руб.**

По данным компании Omnicom средний процент при внедрении системы FAS на предприятиях с парком транспорта составляет до 25%. Для расчета экономии с учетом состояния автомобилей принята величина экономии в 10%.

Экономия дизельного топлива при внедрении системы составила бы за год:

$$\mathcal{E}_{\text{д.т.}} = 5,745 \cdot 0,1 = \mathbf{0,575 \text{ тыс. л.}}$$

В денежном выражении экономия составит:

$$Д = 0,575 \cdot 40,95 = \mathbf{23,55 \text{ тыс. руб.}}$$

Стоимость установки системы контроля топлива FAS на 1 единицу автотранспортной техники составляет **50,0 тыс. руб.** Затраты на приобретение и установку 2 систем контроля топлива FAS на автомобиль с одним топливным баком европейского и азиатского производства составят

$$З = 2 \cdot 50,0 = \mathbf{100,0 \text{ тыс. руб.}}$$

Срок окупаемости составит:

$$T_{\text{дт}} = 100,0 / 23,53 = \mathbf{4,25 \text{ года}}$$

Дисконтированный срок окупаемости капиталовложений рассчитывается по формуле

$$T_{\text{д.ок}} = K / П_{\text{год}} = 100,0 / 28,87 = \mathbf{3,47 \text{ года.}}$$

K – капитальные вложения;

$П_{\text{год}}$ – годовое поступление денежных средств от реализации энергосберегающего мероприятия, руб./год.

$$П_{\text{год}} = \mathcal{E} \cdot (1 - Н) + А = 23,53 \cdot (1 - 0,2) + 10,0 = \mathbf{28,87 \text{ тыс. руб.,}}$$

где: \mathcal{E} – экономический эффект от мероприятия;

$Н$ – ставка налога на прибыль, принимаем равной 0,2;

$А$ – годовые амортизационные отчисления, связанные с реализацией энергосберегающего мероприятия, тыс. руб./год.

Чистый дисконтированный доход

$$\text{ЧДД} = \Pi_{\text{год}}(1-(1+R)^{-T_{\text{ж}}})/R - K_{\text{эсо}} = 28,87 \cdot (1-(1+0,18)^{-5})/0,18 - 100,0 = \mathbf{0,0 \text{ тыс.руб.}}$$

где: Π_t – величина денежных поступлений (чистого дохода) за каждый год срока полезного использования энергосберегающего оборудования, тыс. руб./год;

R – норма дисконта, в долях;

$K_{\text{эсо}}$ – капитальные вложения, тыс. руб.;

$T_{\text{ж}}$ – срок службы энергосберегающего оборудования, лет.

За период срока службы данное мероприятие (5 лет) полностью окупит капиталовложения и принесет доход более **309,694 тыс. руб.**

Данное мероприятие – *малозатратное*. Необходимо отметить, что при росте тарифов на дизельное топливо (до 15% ежегодно), срок окупаемости мероприятия снизится.

Рекомендации по повышению эффективности использования моторного топлива

1. При проведении расчётов нормативных значений расхода моторного топлива руководствоваться:

– распоряжением Министерства Транспорта РФ от 14.03.2008 г. № АМ-23-Р (ред. от 14.07.2015) «О введении в действие методических рекомендаций «Нормы расхода топлива и смазочных материалов на автомобильном транспорте»;

– постановлением Государственного комитета Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу от 9 марта 2004 г. № 36 «Об утверждении рекомендаций по расходу топлива машинами для содержания, ремонта автомобильных дорог и объектов внешнего благоустройства поселений»

– приказами «О нормах расхода дизельного топлива в ЦЖД», утвержденными руководителем Предприятия.

– приказами «О нормах расхода моторного топлива на автомобильном транспорте», утвержденными руководителем Предприятия.

2. С целью приведения учёта дорожно-транспортных, климатических и других эксплуатационных факторов при помощи поправочных коэффициентов (надбавок) в соответствии с требованиями Методических рекомендаций нормы расхода по каждой единице транспортного средства устанавливать приказом руководителя Предприятия.

3. С целью повышения эффективности работы железнодорожного транспорта и автомобильной техники, оптимизации расхода моторного топлива:

– выполнить мероприятия по оснащению автомобильной техники и тепловозов бортовыми системами контроля расхода топлива и мониторинга транспорта FAS;

– обеспечить обучение и назначение приказом лиц ответственных за контроль расхода топлива расхода топлива и мониторинг транспорта;

– обеспечить обучение машинистов и водителей автомобильной техники по системам контроля расхода моторного топлива FAS;

– разработать и утвердить Положение о материальном поощрении ответственных лиц, машинистов и водителей, достигших оптимального режима эксплуатации техники и экономии топлива;

– на основании полученных данных системы контроля расхода топлива FAS о отработанных транспортными средствами моточасах и пробегу службе механика осуществлять планирование графика планово-предупредительного ремонта авто-мобильной и железнодорожной техники.

4. С целью дальнейшей оптимизации расходов моторного топлива продолжить проведение контрольных проверок за работой автотранспорта и железнодорожной техники, анализ расходов моторного топлива, с рассмотрением следующих показателей:

- соответствие фактического расстояния до объекта – записям в путевых листах;

- соответствие фактического расхода моторного топлива – нормативу;

- соответствие удельного расхода топлива на 100 км по паспорту автотранспорта фактическому.

5. В соответствии с требованиями Федерального закона от 23.11.2010 года № 261-ФЗ и на основании результатов настоящего энергетического обследования Предприятию разработать, утвердить и реализовывать Программу энергосбережения и повышения энергетической эффективности на 2023-2027 г.г. и целевыми установками до 2027 года.

6. На основании Программы по энергосбережению и повышению энергетической эффективности ежегодно разрабатывать годовые организационно-технические мероприятия по экономии моторного топлива и смазочных материалов.

Применение современной регулировки топливной аппаратуры

Контроль расхода топлива машинотракторного парка (МТП) на предприятии, позволяет решить ряд задач:

- Оптимальная эксплуатация техники
- Контроль времени работы техники
- Уточнение норм расхода топлива
- Исключение хищений ГСМ

Оптимальная эксплуатация техники достигается:

- выбором правильного режима работы двигателя водителем (водитель видит обороты и мгновенный расход топлива двигателя),
- после рейсовый контроль расхода топлива механиком, который по данному показателю может следить за техническим состоянием машины.

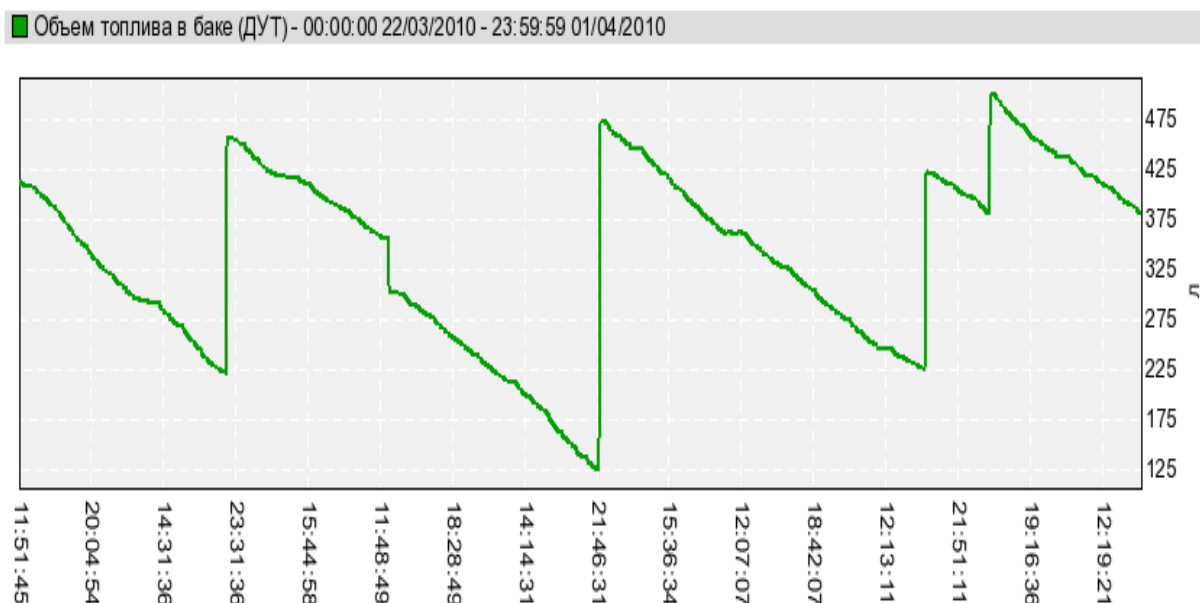
Попутно решается еще одна важная задача - контроль времени работы техники, что позволяет руководителю исключить нецелевое использование техники, или простаивание машин. Решение этой задачи дает возможность наладить оплату водителям по фактически отработанному времени. Контроль расхода топлива на предприятии позволяет также уточнить нормы расхода на каждую единицу техники. Практика показывает – чем менее распространен трактор или спец. машина – тем более приблизительными являются представления о ее действительном потреблении топлива, в том числе и утвержденные уполномоченными институтами нормы. При эксплуатации МТП практически

в каждой организации имеет место хищение топлива. Самый высокий процент хищений происходит на специальной технике, списание на которой производится по мотто часам. Сливы топлива, махинации с кассовыми чеками, безналичными карточками – это не единственное, что возможно исключить на предприятии установив на предприятии систему учета топлива. Таким образом, внедрение контроля за расходом топлива на предприятии дает экономический эффект в нескольких направлениях:

- Повышение производительности работы автопарка.
- Снижение затрат на ГСМ (по опыту – до 40%) и оплату труда.
- Увеличение срока службы машин, снижение затрат на ремонт и техобслуживание.

2. Методы

2.1 По изменению уровня в баке



В данных системах используется датчик уровня топлива в баке (ДУТ).

Преимущества данного метода:

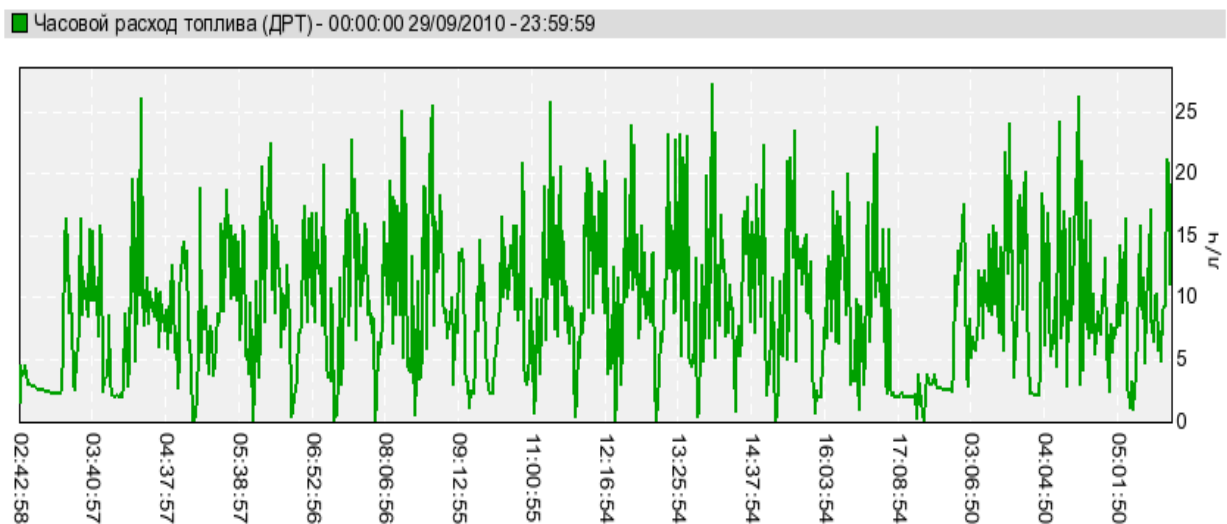
- Как правило, низкая стоимость.
- Не требуется вмешательства в систему питания двигателя, возможна установка на гарантийные машины.
- Возможно измерение расхода в баке любого топлива – дизельного или бензина.
- Возможен контроль заправок и сливов (объем, время, место).

Недостатки:

- Относительно невысокая точность измерения, особенно если машина имеет «плоский» бак и/или работает на пересеченной местности.
- Невозможность измерения потребления топлива на небольших отрезках времени, где уровень в баке изменяется незначительно.
- Трудно обнаружить слив, осуществляемый с небольшой скоростью из бака, или, что еще проще, из обратной магистрали.
- Возникновение ложных заправок и сливов в отчетах, вызванных движением транспортного средства и колебанием уровня топлива в баке.
- Данный тип контроля невозможен на технике, которая используется на пересеченной местности, в карьерных работах и т.п.
- При установке ДУТ проводится трудоемкая операция тарировки бака.

2.2 По измерению объема проходящего топлива в топливной магистрали двигателя





Этот метод принципиально отличается от предыдущего тем, что происходит контроль фактического потребления топлива двигателем, т.к. датчики устанавливаются в топливную магистраль.

Различают два вида магистральных датчиков:

1. Дифференциальные (например, ДРТ 77)
2. Однокамерные (например ДРТ 5, ДРТ 7)

Дифференциальный датчик ДРТ 77 позволяет контролировать фактический расход топлива, не изменяя схемы топливной схемы.

Однокамерные – более дешевые датчики, но при их использовании возникает необходимость небольшого изменения топливной схемы, что недопустимо на автотракторной технике с современными дизельными двигателями EURO (TIER) 3/4/5.

Контроль расхода топлива магистральными датчиками имеет следующие преимущества:

- Высокая точность измерения.
- При опломбировании топливной системы и регулярной проверке ее состояния – слив невозможен.
- Расход топлива правильно определяется в любых условиях работы машины.

Недостатки:

- Установка датчика расхода топлива - довольно сложная процедура, требует времени и определенной квалификации.
- На некоторых машинах установка датчика может привести к изменению условий работы двигателя. На дизельные двигатели с электронным управлением форсунок можно установить только дорогой дифференциальный датчик
- Не контролируется объем и время заправок (при установке и датчика уровня топлива, и магистрального датчика одновременно данный недостаток устраняется).

2.3 По CAN шине



Данные о расходе топлива поступают от блока управления двигателя по информационной CAN шине. Преимуществом данного метода является отсутствие необходимости дополнительных датчиков.

Недостатки:

- Невысокая точность.
- Как правило, нет данных о заправках / сливах (при установке дополнительно в машину датчика ДУТ – недостаток устраняется)

3. Рекомендации по выбору оборудования, исходя из стоящей задачи

Учет топлива и времени работы двигателя		
Задача	Решение	Результат
ØКонтроль расхода топлива (в магистрали двигателя)	DFM 5 T	ØСчетчик топлива, литр
ØКонтроль расхода топлива (в магистрали двигателя)	DFM 5 MT	ØСчетчик топлива, литр ØСчетчик времени работы двигателя, час
ØКонтроль времени работы двигателя		
Контроль топлива, маршрута и параметров работы машины в реальном времени		
Задача	Решение	Результат
ØОперативное диспетчирование	СКРТ 25	ØСчетчик времени работы двигателя, час
ØКонтроль оборотов двигателя	+ ДРТ	ØСчетчик времени движения
ØКонтроль скорости	+ ДУТ	ØГрафик скорости
ØКонтроль расхода топлива (в магистрали двигателя)		ØГрафик оборотов двигателя
ØКонтроль расхода топлива (в баке)		ØТекущее местоположение машины на карте
ØКонтроль заправок и сливов		ØМаршрут (трек) на карте
		ØСчетчик топлива, литр
		ØСчетчик расхода топлива в баке, литр
		ØГрафик объема топлива в баке
		ØТаблица заправок и сливов
ØОперативное диспетчирование	СКРТ 45	ØСчетчик времени работы двигателя, час
ØКонтроль оборотов двигателя	+ ДРТ	ØСчетчик времени движения
ØКонтроль скорости	+ ДУТ	ØГрафик скорости
ØКонтроль нагрузки на ось		ØГрафик оборотов двигателя
ØКонтроль температуры двигателя, включения блокировки дифференциала и т.д.		ØТекущее местоположение машины на карте
ØКонтроль расхода топлива (в магистрали двигателя)		ØМаршрут (трек) на карте
ØКонтроль расхода топлива (в баке)		ØГрафики нагрузки на оси, температуры двигателя, номограмма включения блокировки дифференциала и т.д.-более 30 параметров.
ØКонтроль заправок и сливов		ØСчетчик топлива, литр
		ØСчетчик расхода топлива в баке, литр
		ØГрафик объема топлива в баке
		ØТаблица заправок и сливов

Рекомендации по выбору бортового оборудования, исходя из вида машины

Отрасль	Машины	Рекомендуемое оборудование
Сельское хозяйство 	МТЗ 82, МТЗ 2022, К-700, К-744, Т-130, ДОН 1500	СКРТ 21+ ДРТ 5.2
Грузоперевозки междугородные 	МАЗ 5432, МАЗ 630305, КАМАЗ 513215, КАМАЗ 5410, SCANIA 360	СКРТ 25+ДУТ-Е
Грузоперевозки междугородные 	DAF 105, MAN TGX, VOLVO FH16, VOLVO FM12, Renault Magnum	СКРТ 45
Современные автомобили с CAN шиной		
Нефтегазовая промышленность 	Урал 55713-3К, MAN TGA 40.410, ППУА 2000/100, АРД 32/40, АТЗ 10	СКРТ 45+ДУТ-Е+ДРТ

<p>Горнодобывающая промышленность</p> 	<p>БелАЗ 75570, БелАЗ 75600, КРАЗ 65032, КРАЗ 6510, Liebherr R984G Litronic</p>	<p>СКРТ 45+ ДРТ</p>
<p>Городские грузоперевозки</p> 	<p>ГАЗ 3309, ГАЗ 2705, ЗИЛ КО-449-10, ЗИЛ 5301, МАЗ 437041</p>	<p>СКРТ 25+ДУТ-Е</p>
<p>Пассажирские перевозки</p> 	<p>ЗИЛ 3250 ВО, МАЗ 103, Богдан А-09211, Mercedes Benz 208 Sprinter, Volkswagen Transporter T519</p>	<p>СКРТ 25+ДУТ</p>
<p>Строительная отрасль</p> 	<p>АМК 332, АМК 333, КАМАЗ 6520, ЧТЗ Б10М, ТО- 25</p>	<p>СКРТ 31+ДРТ</p>
<p>Такси</p> 	<p>ГАЗ 3110 «Волга», Ford Mondeo, Volkswagen Passat, Opel Astra, Nissan Primera</p>	<p>СКРТ 25</p>

Контроль расхода топлива - актуальная задача в условиях высоких цен на бензин и дизтопливо.

ГЛАВА 2. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРОГРАММЫ

2.1. Цели Программы

Основной целью Программы являются обеспечение рационального использования энергетических ресурсов в ООО «БРЭСК» за счет реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

1.2. Задачи Программы

Для достижения поставленных целей в ходе реализации Программы необходимо решить следующие основные задачи: реализация организационных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности; оснащение приборами учета используемых энергетических ресурсов; повышение эффективности системы электроснабжения; повышение эффективности использования моторного топлива.

ГЛАВА 3. СРОКИ И ЭТАПЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ

Программа рассчитана на период 2023–2027гг., реализация Программы осуществляется в 3 этапа.

На первом этапе (2023–2024гг.) основными мероприятиями в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности должны быть малозатратными.

На втором этапе (2024–2025гг.) основными мероприятиями в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности должны быть средnezатратными.

На третьим этапе (2025–2027гг.) основными мероприятиями в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности должны быть долгосрочные (крупнозатратными).

ГЛАВА 4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ И ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Программа состоит из разделов, отражающих следующие актуальные направления энергосбережения и повышения энергетической эффективности в организации в соответствии с задачами Программы:

4.1. Реализация организационных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Ответственным за энергетическое хозяйство в ООО «БРЭСК» является Начальник СРЗА Китаев Алексей Евгеньевич. Сведения об ответственных лицах приведены в таблице 5.1-5.2.

Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
ООО «БРЭСК» на 2023–2027 годы

Таблица 4.1

№ п/п	Ф.И.О.	Наименование должности	Сведения о квалификации						
			№ п/п	сведения об образовательной организации, проводившей обучение (наименование, адрес, лицензия)	наименование курса обучения и образовательной программы (подготовка, переподготовка, повышение квалификации)	дата начала обучения	дата окончания обучения	документ об образовании (диплом, удостоверение, сертификат)	сведения об аттестации и присвоении (повышении) квалификации
1	Китаев Алексей Евгеньевич	Начальник СРЗА	1	Брянский ЦНТИ филиал ФГБУ «РЭА» Минэнерго России г. Брянск. Лицензия №040931 от 26.08.2020г.	Повышение квалификации по программе «Энергосбережение» в объеме 72 часов	10.06.2021	23.06.2021	Удостоверение №116-о/э	Прошел

Таблица 4.2

№ п/п	Ф.И.О.	Наименование должности	Контактная информация (номера телефонов, факсов, адрес электронной почты)	Основные функции и обязанности по обеспечению мероприятий	Сведения о нормативных актах, определяющих обязанности по обеспечению мероприятий			
					№ п/п	наименование	номер	дата утверждения
1	Китаев А.Е.	Начальник СРЗА	8-962-136-00-10 kitaev_ae@mail.ru	Организация выполнения		Приказ	66/1	27.06.22г

4.2. Повышение эффективности системы электроснабжения

Таблица 4.3.

№	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Ответственный исполнитель	Источники финансирования	Финансовые затраты на реализацию мероприятий (тыс. руб.)					Всего	Ожидаемый результат
						2023	2024	2025	2026	2027		
3. Повышение эффективности системы электроснабжения												
1.	Замена трансформаторов на ЗТП-6/0,4кВ № 2, г. Брянск, 5 мкр-н, ул. Романа Брянского, 29 и ЗТП-6/0,4кВ - №1, №2 г. Новозыбков на энергосберегающие ТМГ	шт.	4	ООО «БРЭСК»	СС	-	327,33	327,33	327,33	327,33	1309,320	Снижение потерь при передаче электроэнергии
Эффект в натуральном выражении, кВтч						-	20981,94	20981,94	20981,94	20981,94		
Эффект в стоимостном выражении, тыс. руб.						-	100,084	100,084	100,084	100,084		
2.	Применение высокопроводящей смазки для контактных соединений	банка	170	ООО «БРЭСК»	СС	-	212,5	212,5	212,5	212,5	850,0	Снижение потерь при передаче электроэнергии
Эффект в натуральном выражении, кВтч						-	50,0	50,0	50,0	50,0		
Эффект в стоимостном выражении, тыс. руб.						-	238,5	238,5	238,5	238,5		
3.	Замена светильников уличного освещения с лампами ДНАТ на светодиодные светильники на ПС Глиницево	шт.	4	ООО «БРЭСК»	СС	-	30,0	-	-	-	30,0	Снижение расхода электроэнергии на освещение
Эффект в натуральном выражении, кВтч						-	2,190	-	-	-		
Эффект в стоимостном выражении, тыс. руб.						-	7,2	-	-	-		

* СС – собственные средства.

4.3. Повышение эффективности использования моторного топлива

Таблица 4.4.

№	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Ответственный исполнитель	Источники финансирования	Финансовые затраты на реализацию мероприятий (тыс. руб.)					Всего	Ожидаемый результат
						2023	2024	2025	2026	2027		
3. Повышение эффективности системы теплоснабжения												
1.	Внедрения системы контроля расхода топлива FAS (АИ92, АИ95)	шт.	5	ООО «БРЭСК»	СС	-	62,5	62,5	62,5	62,5	250,0	Снижение потребления расхода моторного топлива
Эффект в натуральном выражении, л.						-	277	277	277	277		
Эффект в стоимостном выражении, тыс. руб.						-	11,18	11,18	11,8	11,18		
2.	Внедрения системы контроля расхода топлива FAS (ДТ)	шт.	2	ООО «БРЭСК»	СС	-	25,0	25,0	25,0	25,0	100,0	Снижение потребления расхода моторного топлива
Эффект в натуральном выражении, л.						-	143,8	143,8	143,8	143,8		
Эффект в стоимостном выражении, тыс. руб.						-	5,89	5,89	5,89	5,89		

* СС – собственные средства.

ГЛАВА 5. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

По итогам реализации Программы прогнозируется достижение следующих основных результатов:

- ✓ обеспечения надежной и бесперебойной работы системы электроснабжения и передачи электроэнергии ООО «БРЭСК»;
- ✓ снижение потерь, при передаче электрической энергии потребителям;
- ✓ использование энергосберегающих технологий, а также оборудования и материалов высокого класса энергетической эффективности; стимулирование энергосберегающего поведения работников организации; иные ожидаемые результаты.

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 на оплату энергетических ресурсов.

Экономия энергетических ресурсов от внедрения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности за период реализации мероприятий Программы в стоимостном выражении составит **1129,559 тыс. рублей (в текущих ценах)**.

Суммарная экономия энергетических ресурсов в сопоставимых условиях за период реализации Программы составит электрической энергии – **223,18 тыс.кВтч**, моторного топлива – 1,683 тыс.л. Общие затраты программы – **2539,32 тыс.рублей (в текущих ценах)**.

Средний срок окупаемости мероприятий Программы составляет **2,25 года..**

ГЛАВА 6. ОБЪЕМ И ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ

В 2023–2027 гг. общий объем финансирования Программы за счет всех источников финансирования составит 2539,32 тыс. руб., в том числе: за счет федерального бюджета – 0 тыс. руб.; за счет местного бюджета – 0 тыс. руб.; за счет собственных средств – **2539,32 тыс. руб.**; за счет иных источников – 0 тыс. руб.

Таблица 6.1

Источники финансирования*	Финансовые затраты на реализацию (тыс. рублей)					всего
	в том числе					
	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026г	2027 г	
Всего	-	-	-	-	-	-
ФБ	-	-	-	-	-	-
БС РФ	-	-	-	-	-	-
МБ	-	-	-	-	-	-
СС	-	657,33	627,33	627,33	627,33	2539,32
ИИ	-	-	-	-	-	-

* ФБ – федеральный бюджет, БС РФ – бюджет субъекта Российской Федерации, МБ – местный бюджет, СС – собственные средства, ИИ – иные источники.

Перечень мероприятий Программы и объемы финансирования следует ежегодно уточнять.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Новый отчет



Компания	Брянский ЦНТИ Горького 30 г Брянск	Контролер: Чепцов ВА Телефон: (4832)74-09-43 Электронн cnti32@ya.ru ая почта:
Прибор	testo 868	Серийный 62011131 №: Объектив: 31° x 23°
Заказчик	ООО БРЭСК ТП 2 г Брянск	Место измерения: ООО БРЭСК ТП 2 г Брянск Дата измерений: 221 10 22
Заказ	Тепловизионная съемка	



Новый отчет

Данные для испытаний

Место расположения: г Брянск
Обозначение объекта для испытаний: ТП 2
Окружающие условия: Температура наружного воздуха +4 градуса
Использованные вспомогательные средства: тесто 868

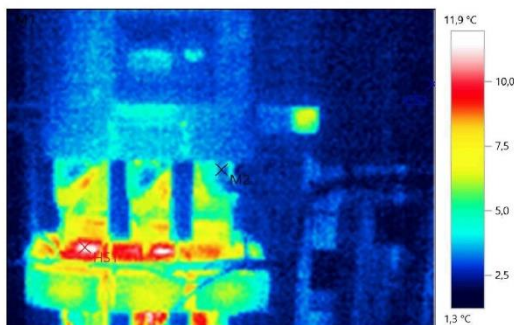


Новый отчет

Файл:
IR000297.BMT

Дата:
Пт 21.10.22

Время:
12:08:44



Параметры изображения:

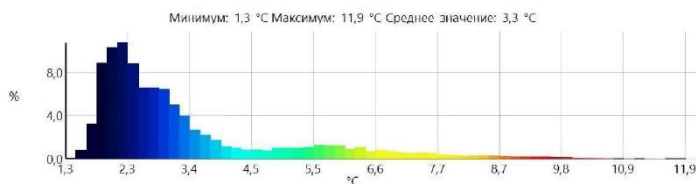
Коэффициент излучения: 0,93
 Отраж. темп. [°C]: 20,0

Электрический ток [А]:
 Электрическое напряжение [В]:
 Электрическая мощность [Вт]:

Выделение изображений:

Измеряемые объекты	Темп. [°C]	Излуч.	Отраж. темп. [°C]	Примечания
Точка измерения 1	1,7	0,93	20,0	-
Точка измерения 2	3,4	0,93	20,0	CenterSpot
Самая холодная точка 1	1,3	0,93	20,0	-
Самая теплая точка 1	11,9	0,93	20,0	-

Гистограмма:



Вывод:

выводы:Термограмма показывает нагрев контактных соединений.Повести профилактическое обслуживание и устранить замечание.

Пт 21.10.22 , _____

Чепцов ВА

Новый отчет



Компания	Брянский ЦНТИ Горького 30 г Брянск	Контролер: Чепцов ВА Телефон: (4832)74-09-43 Электронн cnti32@ya.ru ая почта:
Прибор	testo 868	Серийный 62011131 №: Объектив: 31° x 23°
Заказчик	ООО БРЭСК КТП 274 г. Брянск	Место измерения: ООО БРЭСК КТП 274 г.Брянск Дата измерений: 21 10 22
Заказ	Тепловизионное обследование	



Новый отчет

Данные для испытаний

Место расположения: г. Брянск
Обозначение объекта для испытаний: КТП 274
Окружающие условия: Температура окружающего воздуха +4 градуса
Использованные вспомогательные средства: ТЕСТО 868

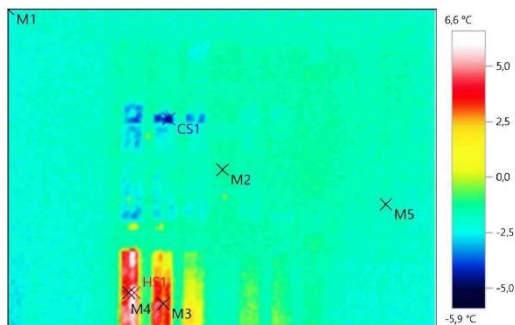


Новый отчет

Файл:
IR000293.BMT

Дата:
Пт 21.10.22

Время:
12:07:56



Параметры изображения:

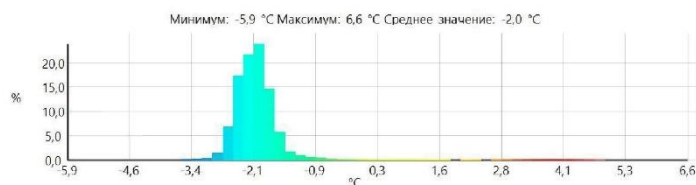
Коэффициент излучения: 0,93
 Отраж. темп. [°C]: 20,0

Электрический ток [A]:
 Электрическое напряжение [V]:
 Электрическая мощность [Вт]:

Выделение изображений:

Измеряемые объекты	Темп. [°C]	Излуч.	Отраж. темп. [°C]	Примечания
Точка измерения 1	-2,7	0,93	20,0	-
Точка измерения 2	-1,7	0,93	20,0	CenterSpot
Точка измерения 3	2,7	0,93	20,0	-
Точка измерения 4	4,2	0,93	20,0	-
Точка измерения 5	-2,2	0,93	20,0	-
Самая холодная точка 1	-5,9	0,93	20,0	-
Самая теплая точка 1	6,6	0,93	20,0	-

Гистограмма:



Вывод:

ВЫВОДЫ: Термограмма показывает нагрев контактных соединений. Рекомендации; провести технологическое обслуживание и устранить замечание.

Ср 26.10.22 , _____

Чепцов ВА

Новый отчет



Компания	Брянский ЦНТИ Горького 30 г Брянск	Контролер: Чепцов ВА Телефон: (4832)74-09-43 Электронн cnti32@ya.ru ая почта:
Прибор	testo 868	Серийный 62011131 №: Объектив: 31° x 23°
Заказчик	ООО БРЭСК ТП 2 г. Брянск	Место измерения: ООО БРЭСК ТП 2 г. Брянск Дата измерений: 21 10 22
Заказ	Тепловизионная съемка	



Новый отчет

Данные для испытаний

Место расположения: г. Брянск
Обозначение объекта для испытаний: ТП 2
Окружающие условия: Температура окружающего воздуха +4 градуса
Использованные вспомогательные средства: ТЕСТО 868

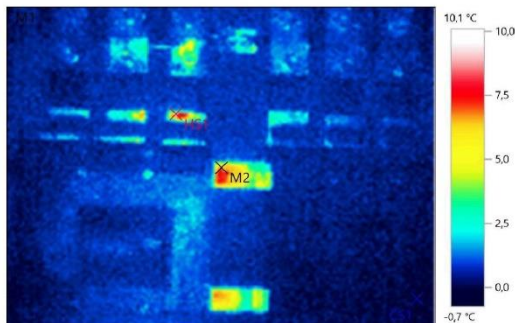


Новый отчет

Файл:
IR000295.BMT

Дата:
Пт 21.10.22

Время:
12:08:21



Параметры изображения:

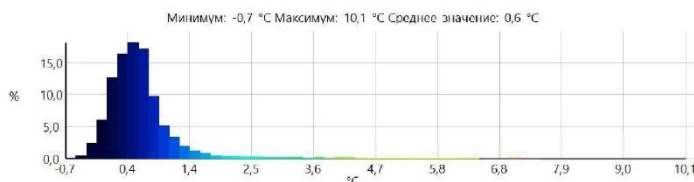
Коэффициент излучения: 0,93
 Отраж. темп. [°C]: 20,0

Электрический ток [A]:
 Электрическое напряжение [В]:
 Электрическая мощность [Вт]:

Выделение изображений:

Измеряемые объекты	Темп. [°C]	Излуч.	Отраж. темп. [°C]	Примечания
Точка измерения 1	-0,1	0,93	20,0	-
Точка измерения 2	6,5	0,93	20,0	CenterSpot
Самая холодная точка 1	-0,7	0,93	20,0	-
Самая теплая точка 1	10,1	0,93	20,0	-

Гистограмма:



Вывод:

Выводы: Термограмма не выявила серьезных нарушений в контактных соединениях в силовых шкафах. Рекомендуем проводить профилактические работы и периодическое обслуживание.

Ср 26.10.22 , _____

Чепцов ВА

Новый отчет



Компания	Брянский ЦНТИ Горького 30 г Брянск	Контролер: Чепцов ВА Телефон: (4832)74-09-43 Электронн cnti32@ya.ru ая почта:
Прибор	testo 868	Серийный 62011131 №: Объектив: 31° x 23°
Заказчик	ООО БРЭСК ТП 516 г.Брянск	Место измерения: ООО БРЭСК ТП 516 г. Брянск Дата измерений: 21 10 22
Заказ	Тепловизионная съемка	



Новый отчет

Данные для испытаний

Место расположения: г. Брянск
Обозначение объекта для испытаний: ТП 516
Окружающие условия: Температура окружающего воздуха +4 градуса
Использованные вспомогательные средства: ТЕСТО 868

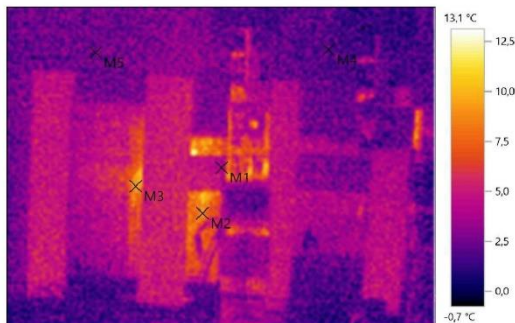


Новый отчет

Файл:
IR000000.BMT

Дата:
Пт 21.10.22

Время:
12:21:59



Параметры изображения:

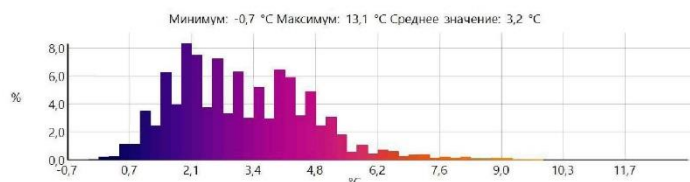
Коэффициент излучения: 0,95
 Отраж. темп. [°C]: 20,0

Электрический ток [A]:
 Электрическое напряжение [V]:
 Электрическая мощность [Вт]:

Выделение изображений:

Измеряемые объекты	Темп. [°C]	Излуч.	Отраж. темп. [°C]	Примечания
Точка измерения 1	4,3	0,95	20,0	CenterSpot
Точка измерения 2	8,6	0,95	20,0	-
Точка измерения 3	9,2	0,95	20,0	-
Точка измерения 4	1,3	0,95	20,0	-
Точка измерения 5	2,1	0,95	20,0	-

Гистограмма:



Вывод:

ВЫВОДЫ: Термограмма показывает отсутствие недопустимого нагрева контактных соединений. Рекомендации - провести профилактические работы и устранить имеющийся незначительный нагрев на шинах и контактных соединений.

Ср 26.10.22 , _____

Чепцов ВА

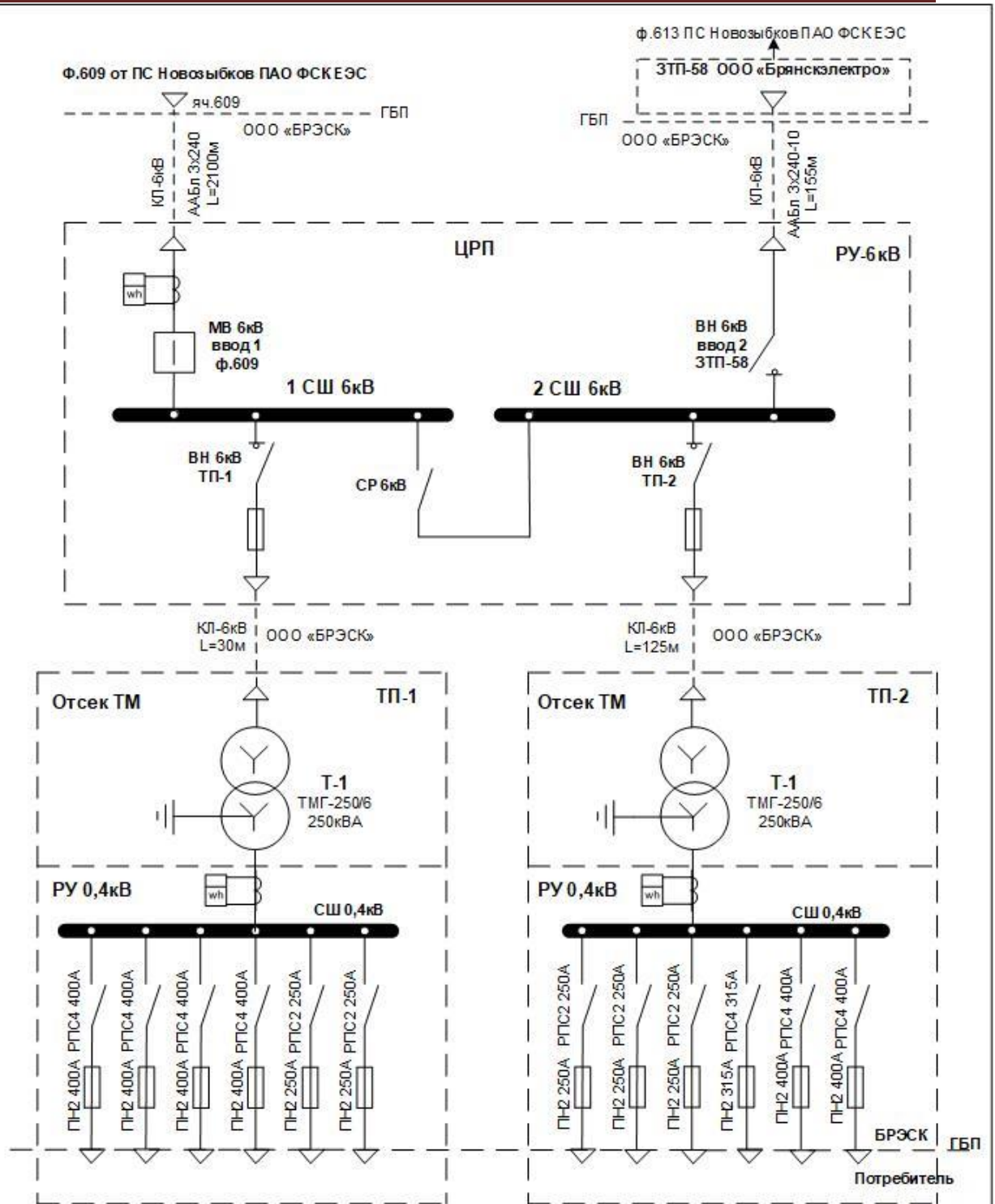


Тепловизор Testo 868 специально разработан для того, чтобы Вы могли работать быстрее и проще, используя все преимущества новейших технологий профессиональной термографии.

Его удобные функции позволяют получать безошибочные и объективно сравнимые термограммы. Функции IFOV warn, testo ϵ -Assist и testo ScaleAssist помогут избежать ошибок при измерениях и без всяких усилий установить оптимальные значения коэффициента излучения (ϵ) и отраженной температуры (RTC) для строительной термографии, а также оптимальную цветовую шкалу.

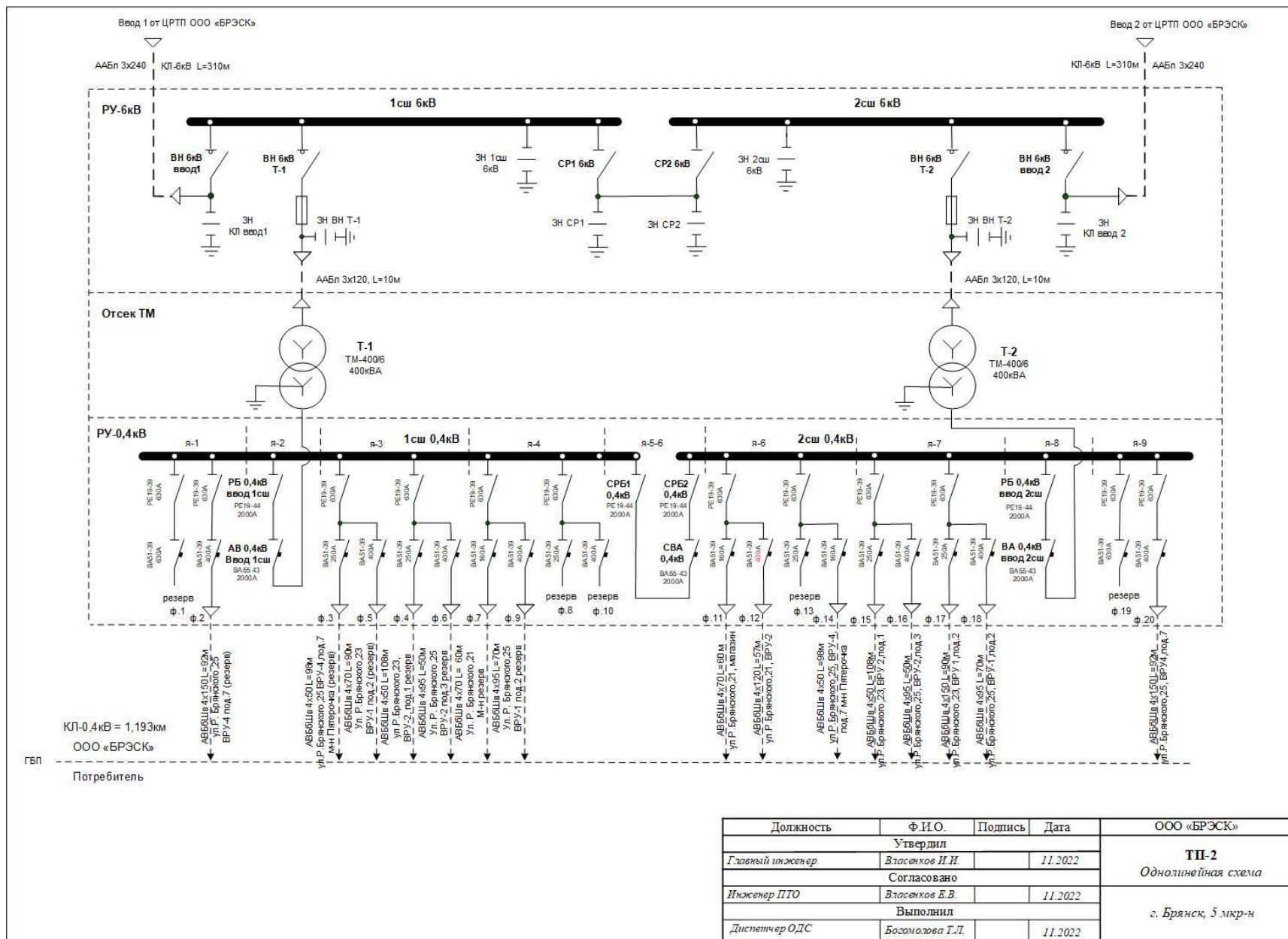
Люксметр Testo 540 с поверкой (арт: 0560 0540). Регулярная проверка уровня освещенности на рабочих местах позволяет своевременно выявлять спад светового потока от осветительных устройств (который происходит при их длительной эксплуатации или в результате неполадок) и принимать соответствующие меры по замене источников света или регулировке систем освещения.

Используя малогабаритный люксметр Testo 540, вы сможете оперативно измерять освещенность в помещениях и на рабочих местах в ходе инспекторских проверок (проверяя фактические показатели на предмет соответствия санитарным нормам) или при проведении профилактических обслуживаний и наладки осветительных устройств и систем.



Должность	Ф.И.О.	Подпись	Дата	ООО «БРЭСК»
Утвердил				ЦРП, ТП-1, ТП-2
Главный инженер	Власенков И.И.		11.2022	
Согласовано				г.Новозыбков
Инженер ПТО	Власенков Е.В.		11.2022	
Выполнил				
Диспетчер ОДС	Босамолова Т.Л.		11.2022	

Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
 ООО «БРЭСК» на 2023–2027 годы



Должность	Ф.И.О.	Подпись	Дата	ООО «БРЭСК»
	Утвердил			ТП-2 Однoliniйная схема
Главный инженер	Власенков И.И.		11.2022	
	Согласовано			г. Брянск, 5 мкр-н
Инженер ПТО	Власенков Е.В.		11.2022	
	Выполнил			
Диспетчер ОДС	Богомолова Т.Л.		11.2022	