

Общество с ограниченной
ответственностью
«Электрические сети»
Республика Башкортостан
452455, г.Бирск, ул.Кольцевая, 1
тел./факс.:+7(34784)3-47-16
e-mail: office@elsbirsk.ru
сайт: www.elsbirsk.ru



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

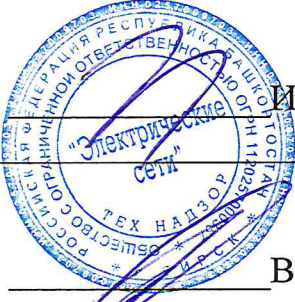
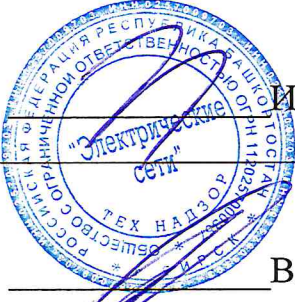
**ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ
СЕТИ**

ИНН 0257009703; КПП 025701001
ОГРН 1120257000357, ОКПО 03218834
Расчетный счет 40702810306140099623
в отделении №8598
Сбербанка России г.Уфа
корр. счет 30101810300000000601
БИК 048073601



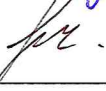
**Программа энергосбережения
и повышения энергетической эффективности
на 2017-2021 г.г.**

г. Бирск 2016 г.

**Программа энергосбережения
и повышения энергетической эффективности
на 2017-2021 г.г.**

Генеральный директор	 И.Н. Князев
Главный инженер	 В.В. Козьмодемьянов

Состав исполнителей:

Должность	Ф.И.О.	Подпись	Телефон
Начальник производственного технического отдела (ПТО)	Заболотин О.А.		(34784) 3-41-18
Экономист	Богданова А.А.		(34784) 3-47-16
Техник-проектировщик	Поляков И.А.		

Содержание

	№ Стр.
1. Паспорт программы. Основные понятия и определения	3
2. Цель и задачи Программы	5
3. Целевые показатели ООО «Электрические сети» в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности	7
4. Мероприятия Программы	10
4.1. Обязательные мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности	10
4.2. Оптимизация режимов работы электрических сетей	19
4.2.1 Мероприятия по внедрению АСКУЭ	19
4.2.2 Мероприятия по замене неизолированного провода на СИП	22
4.2.3 Мероприятия по замене трансформаторов ТМГ на ТМГ с СУ	24
4.2.4 Мероприятия по замене незагруженных силовых трансформаторов	28
4.2.5 Мероприятия по модернизации системы освещения	30
4.2.6 Мероприятия по модернизации системы теплоснабжения	32
5. Ожидаемые результаты реализации программы	34

1.Паспорт программы. Основные понятия и определения

Наименование Программы -	Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности ООО «Электрические сети».
Основание для разработки Программы -	Федеральный закон от 23.11.09г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» Федеральный закон РФ от 28.12.2013 №399-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»»
Сроки реализации Программы-	2017-2021 г.г.
Цель Программы -	Снижение потерь в сетях электроснабжения при транспорте и потребление электрической энергии, соблюдение энергоэкономичных технологических режимов работы, повышение эффективности учета электрической энергии.
Основные мероприятия Программы -	Организационные мероприятия - это мероприятия, связанные с оптимизацией режимов работы электрических сетей, организационно-штатные мероприятия, а также обязательные мероприятия, в соответствии с федеральным законом от 23.11.09г. №261-ФЗ.

Энергосбережение – реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования.

Энергетическая эффективность – характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого

эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

Энергетическая эффективность ООО «Электрические сети» определяется основным видом деятельности - процессом передачи электрической энергии – и характеризуется процентом потерь в системе передачи электрической энергии, что определено ГОСТ 31532-2012 «Энергосбережение. Энергетическая эффективность» (принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации протокол от 24 мая 2012 г. N 41)

2. Цель и задачи Программы

Энергосбережение для ООО «Электрические сети» заключается, прежде всего, в сокращении расходов электроэнергии на ее транспорт (сокращении потерь электроэнергии). В компании ведется постоянная планомерная работа, повышающая эффективность передачи и распределения электроэнергии.

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – сложный комплексный объем работ, требующий капитальных вложений, постоянного внимания персонала, его высокой квалификации, юридической грамотности и заинтересованного участия в эффективном решении задачи.

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

В этих целях должен осуществляться комплекс мероприятий, который подразделяется на 3 основные группы:

- 1) оптимизация режимов работы электрических сетей (организационные мероприятия);
- 2) замена электрооборудования (технические мероприятия);
- 3) мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии.

Затраты по мероприятиям 1 группы – эксплуатационные затраты предприятия, не требующие вливания дополнительных инвестиций (инвестиционные программы). Данные мероприятия направлены на совершенствование организации работ по снижению потерь, на основе проведенного анализа (расчета существующих нормативных потерь в распределительных сетях), а также на учет «человеческого фактора», под которым понимается:

- обучение и повышение квалификации персонала;
- осознание персоналом важности для предприятия в целом и для его работников лично эффективного решения поставленной задачи;
- мотивация персонала, моральное и материальное стимулирование;

- связь с общественностью, широкое оповещение о целях и задачах снижения коммерческих потерь, ожидаемых и полученных результатах.

Мероприятия 2 и 3 групп наиболее энергоэффективны, но требуют значительных затрат, при этом срок окупаемости этих затрат находится в пределах 5–10 лет и более.

В соответствии с этим, для организации работ по снижению уровня фактических потерь в сетях ООО «Электрические сети» и дальнейшего сокращения издержек компании была разработана Программа энергосбережения на 2017-2021 г.г.

3. Целевые показатели ООО «Электрические сети» в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности

Таблица №3.1. Целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, отражающие экономию по отдельным видам энергетических ресурсов

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Значения целевых показателей по годам				
			2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Экономия электрической энергии на базе ООО «Электрические сети»:							
1.1.	в натуральном выражении	тыс.кВт*ч	4,9210	8,269	8,269	8,269	8,269
1.2.	в стоимостном выражении	тыс. руб.	17,790	30,791	31,715	32,666	33,646
2. Экономия тепловой энергии на базе ООО «Электрические сети»:							
2.1.	в натуральном выражении	Гкал	29,259	29,259	29,259	29,259	29,259
2.2.	в стоимостном выражении	тыс. руб.	36,655	38,124	39,649	41,2359	42,885

(Без НДС)

Таблица №3.2. Показатели производственной деятельности ООО «Электрические сети»

№ п.п.	Наименование показателя	Ед. изм	Значение показателя					
			2016 г. (план)	2017г.	2018г.	2019г.	2020 г	2021г
1	Объем передачи электрической энергии	ГВт*ч.	104,29	104,08	104,93	105,79	106,67	107,57
2	Полезный отпуск электрической энергии	ГВт*ч.	87,09	87,00	87,85	88,71	89,59	90,49
3	- Объем потерь в натуральном выражении	ГВт*ч.	17,20	17,08	17,08	17,08	17,08	17,08
4	-в %	%	16,5	16,41	16,28	16,14	16,01	15,88

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях - основной путь повышения энергетической эффективности ООО «Электрические сети».

Разность между количеством электроэнергии, поступившей в сеть от производителей электроэнергии и полученной потребителями (полезный отпуск), называют *потерями электроэнергии*.

Потери подразделяются на технологические и коммерческие.

Коммерческие потери обусловлены безучетным и бездоговорным потреблением электроэнергии, а также применением потребителями приборов, которые в силу истекшего срока службы допускают высокую погрешность учета электроэнергии.

Основной задачей сетевой организации ООО «Электрические сети» для повышения экономической эффективности является снижение коммерческих потерь и повышение достоверности данных по передаче электроэнергии потребителям. Для повышения достоверности учета электроэнергии необходимо своевременно проводить поверку расчетных средств учета (приборов учета, измерительных трансформаторов тока и напряжения), установленных в точках приема электроэнергии от генерирующих компаний и расчетных средств учета, установленных в точках поставки электроэнергии потребителям.

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям включают в себя:

- технические потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования и состоят из потерь, не зависящих от величины передаваемой мощности (нагрузки) – условно: постоянных потерь и потерь, объем которых зависит от величины передаваемой мощности (нагрузки) – нагрузочных (переменных) потерь.

Одним из важных факторов, влияющих на достоверность учета электроэнергии, является тип расчетных приборов учета и их класс точности. Достаточно большое количество точек учета обеспечены устаревшими счетчиками индукционного типа с неудовлетворительным классом, с классом точности 2-2,5. Эффективной мерой для сокращения коммерческих потерь является замена существующих индукционных счетчиков на электронные многофункциональные счетчики класса точности 1 и выше с возможностью объединения в систему АСКУЭ.

Внедрение АСКУЭ позволяет произвести:

- Организацию достоверного учета и оперативного контроля за потреблением электроэнергии;
- Исключение хищений электроэнергии за счет оперативного контроля баланса потребления.

Анализ положительной динамики изменения объема потерь электрической энергии показан в *Таблица 3.3* за период 2012-2015 гг.

Таблица 3.3 . Анализ передачи, распределения энергетических ресурсов за предыдущие 4 года

Показатель	Ед. изм	2012	2013	2014	2015
Поступление в сеть	ГВт*ч.	82,91	88,74	94,36	95,57
Потери	ГВт*ч.	15,3	15,33	16,03	14,91
Потери	%	18,46	17,28	16,99	15,61
Снижение к предыдущему году	%	-	6,39	1,68	8,12

Снижение фактических потерь за период 2012-2015г.г. обусловлено проводимой персоналом ООО «Электрические сети» работой:

1. Работа по установке приборов учета в трансформаторных подстанциях.
2. Замена неизолированного провода на СИП.
3. Установка приборов учета в ВРУ.
4. Установка приборов учета на границе балансовой принадлежности.

Для сохранения положительной динамики снижения значения потерь электроэнергии в электрических сетях, ООО «Электрические сети» планирует в период 2017-2021 г.г. совершенствовать прежние, а в последующие годы на основе разработанной программе энергосбережения находить новые мероприятия по снижению потерь.

4. Мероприятия Программы

Как указано выше, Программа на 2017-2021 г.г. состоит из организационных и технических мероприятий (*Таблица 4.1.1.*), которые в свою очередь подразделяются:

- *обязательные мероприятия;*
- *мероприятия по оптимизации режимов работы электрических сетей.*

4.1. Обязательные мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности

В соответствии со статьей 16 Федерального закона от 23.11.2009г. №261-ФЗ ООО «Электрические сети», как организация, осуществляющая регулируемый вид деятельности, обязана организовать и провести энергетическое обследование (энергоаудит).

Энергоаудит - это энергетическое обследование объектов для определения эффективного использования энергоресурсов для предприятия, технологического процесса или оборудования и оценки сбережения энергоресурсов и финансовых затрат.

Цели энергоаудита

- выявить источники нерациональных энергозатрат и неоправданных потерь энергии;
- разработать на основе технико-экономического анализа рекомендации по их ликвидации, предложить программу по экономии энергоресурсов и рациональному энергопользованию, предложить очередность реализации предлагаемых мероприятий с учетом объемов затрат и сроков окупаемости.

Принципы проведения энергетического анализа

- Конкретность. Анализ основывается на реальных данных, его результаты получают конкретное количественное выражение;
- Комплексность. Всестороннее изучение технологических процессов с целью объективной их оценки;
- Системность. Изучение физических явлений во взаимосвязи друг с другом, а не изолированно;

- Регулярность. Анализ следует проводить постоянно, через заранее определенные промежутки времени, а не от случая к случаю;
- Объектность. Критическое и беспристрастное изучение явлений и процессов, выработка обоснованных выводов;
- Действенность. Пригодность результатов анализа для использования в практических целях, для повышения результативности производственной деятельности;
- Экономичность. Затраты, связанные с проведением анализа, должны быть существенно меньше того экономического эффекта, который будет получен в результате его проведения;
- Сопоставимость. Данные и результаты анализа должны быть легко-сопоставимы друг с другом, а при регулярном проведении аналитических процедур должна соблюдаться преемственность результатов;
- Научность. При проведении анализа следует руководствоваться научно обоснованными методиками и процедурами.

Этапы проведения энергоаудита

- Сбор данных. Оценивается, где и как на предприятии, в технологическом процессе или на оборудовании используется энергия, по каким ценам, что влияет на потребление энергоресурсов.
- Анализ данных. Выполняется анализ для оценки энергосберегающих мероприятий (ЭСМ), которые делают энергопотребление менее затратным, более эффективным и экологически выгодным.
- Рекомендации. Представляется полный отчет, описывающий ЭСМ и рекомендуемый действия на основе финансового анализа.

В результате обследований заказчик получает пакет информации, на базе которого можно оценить реальное состояние энергохозяйства объекта и определить наиболее перспективные направления снижения энергетических затрат, а именно:

- Оценку текущего энергопотребления с достоверными данными по объемам потребления всех ресурсов;
- Энергетические балансы;

- Оценку источников потерь энергии;
- Рекомендации по оптимизации работы энергооборудования, технологии производства и потребления энергоресурсов;
 - Малозатратные (выполняемые силами самого предприятия) и организационные мероприятия с расчетом их эффективности;
 - Крупнозатратные (срок окупаемости от 5 до 10 лет и более) мероприятия с внедрением новых энергосберегающих технологий и техники;
 - Информацию по ведению учета потребления энергоресурсов.

На базе проведенного энергоаудита производится *расчет потерь электроэнергии в электрических сетях.*

Таблица №4.1.1. Мероприятия ООО «Электрические сети» на 2017-2021 г.г. по снижению потерь

№ п/п	Наименование мероприятий	Единица измерения	Сроки реализации	Годовое снижение потерь от внедрения мероприятий				
				5	6	7	8	9
1	2	3	4	2017	2018	2019	2020	2021
1	Организационные мероприятия	%	2017-2021	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001
2	Технические мероприятия							
2.1	Автоматизация учета электроэнергии (внедрение АСКУЭ)	%	2017-2021	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
2.2	Замена индукционных электрических счетчиков на электронные	%	2017-2021	0,0001	0,0065	0,0047	0,0047	0,0047
2.3	Замена электрического ввода в дом на СИП.	%	2017-2021	0,022	0,0189	0,0307	0,0307	0,0307
2.4	Замена магистрального неизолированного провода на СИП	%	2017-2021	0,0140	0,0731	0,0563	0,0563	0,0563
2.5	Замена трансформаторов ТМГ на ТМГ с СУ	%	2017-2021	0,0110	-	0,0024	0,0024	0,0024
2.6	Замена незагруженных силовых трансформаторов	%	2017-2021	0,0610	0,0304	0,0457	0,0357	0,0357
	Всего	%		0,10	0,13	0,14	0,13	0,13
3	Технические мероприятия на территории базы ООО «Электрические сети»							
3.1	Модернизация системы освещения	тыс. кВт*ч	2017-2018	4,9210	8,269	8,269	8,269	8,269
3.2	Модернизация системы теплоснабжения	Гкал/год	2017	29,25	29,25	29,25	29,25	29,25

Таблица 4.1.2 Показатели реализации программы на 2017 г.г.

№ п/п	Наименование мероприятий	Затраты, тыс. руб.	Экономия топливно-энергетических ресурсов	
			В натуральном выражение	В стоимостном выражении, тыс. руб.
1.	Автоматизация учета электроэнергии (внедрение АСКУЭ)	2 578,07	0,10408 тыс. кВт*ч	0,22
2.	Замена индукционных электрических счетчиков на электронные		0,10408 тыс. кВт*ч	0,22
3.	Замена электрического ввод в дом на СИП.		22,89760 тыс. кВт*ч	47,44
4.	Замена неизолированного провода на СИП	670,404	14,57120 тыс. кВт*ч	30,19
5.	Замена трансформаторов ТМГ на ТМГ с СУ	1 276,29	11,4488 тыс. кВт*ч	23,72
6.	Замена незагруженных силовых трансформаторов	2 037,28	63,4888 тыс. кВт*ч	131,55
7.	Модернизация системы освещения	200	4,9210 тыс. кВт*ч	17,27
8.	Модернизация системы теплоснабжения	411,307	29,259 Гкал	29,98
	Итого:	7 173,35		280,59

Таблица 4.1.3 Показатели реализации программы с нарастающим итогом на 2018 г.г.

№ п/п	Наименование мероприятий	Затраты, тыс. руб.	Экономия топливно-энергетических ресурсов	
			В натуральном выражение	В стоимостном выражении, тыс. руб.
1.	Автоматизация учета электроэнергии (внедрение АСКУЭ)	5 850,94	0,2090 тыс. кВт*ч	0,43
2.	Замена индукционных электрических счетчиков на электронные		6,9245 тыс. кВт*ч	14,35
3.	Замена электрического ввод в дом на СИП.		42,7294 тыс. кВт*ч	88,54
4.	Замена неизолированного провода на СИП	884,95	91,2750 тыс. кВт*ч	189,12
5.	Замена трансформаторов ТМГ на ТМГ с СУ	0	11,4488 тыс. кВт*ч	23,72
6.	Замена незагруженных силовых трансформаторов	862,75	95,3875 тыс. кВт*ч	197,64

7.	Модернизация системы освещения	51,23	8,269 тыс. кВт*ч	29,73
8.	Модернизация системы теплоснабжения	0	58,518 Гкал	68,10
Итого:		7 649,87		611,63

Таблица 4.1.4 Показатели реализации программы с нарастающим итогом на 2019 г.г.

№ п/п	Наименование мероприятий	Затраты, тыс. руб.	Экономия топливно-энергетических ресурсов	
			В натуральном выражении	В стоимостном выражении, тыс. руб.
1.	Автоматизация учета электроэнергии (внедрение АСКУЭ)	5 774,628	0,3148 тыс. кВт*ч	0,65
2.	Замена индукционных электрических счетчиков на электронные		11,8967 тыс. кВт*ч	24,65
3.	Замена электрического ввод в дом на СИП.		75,2069 тыс. кВт*ч	155,83
4.	Замена неизолированного провода на СИП	2 631,85	150,8348 тыс. кВт*ч	312,53
5.	Замена трансформаторов ТМГ на ТМГ с СУ	277,433	13,9878 тыс. кВт*ч	28,98
6.	Замена незагруженных силовых трансформаторов	1 520,787	143,7336 тыс. кВт*ч	297,82
7.	Модернизация системы освещения	0	16,538 тыс. кВт*ч	61,45
8.	Модернизация системы теплоснабжения	0	87,777 Гкал	107,74
Итого:		10 204,70		989,65

Таблица 4.1.5 Показатели реализации программы с нарастающим итогом на 2020 г.г.

№ п/п	Наименование мероприятий	Затраты, тыс. руб.	Экономия топливно-энергетических ресурсов	
			В натуральном выражении	В стоимостном выражении, тыс. руб.
1.	Автоматизация учета электроэнергии (внедрение АСКУЭ)	5 774,628	0,4206 тыс. кВт*ч	0,87

2.	Замена индукционных электрических счетчиков на электронные		16,9102 тыс. кВт*ч	35,04
3.	Замена электрического ввода в дом на СИП.		107,6844 тыс. кВт*ч	223,12
4.	Замена неизолированного провода на СИП	2 631,85	210,8900 тыс. кВт*ч	436,96
5.	Замена трансформаторов ТМГ на ТМГ с СУ	277,433	16,5478 тыс. кВт*ч	34,29
6.	Замена незагруженных силовых трансформаторов	1 191,87	181,8147 тыс. кВт*ч	376,72
7.	Модернизация системы освещения	0	24,8070 тыс. кВт*ч	98,497
8.	Модернизация системы теплоснабжения	0	117,036 Гкал	148,973
	Итого:	9 875,78		1 354,47

Таблица 4.1.6 Показатели реализации программы с нарастающим итогом на 2021 г.г.

№ п/п	Наименование мероприятий	Затраты, тыс. руб.	Экономия топливно-энергетических ресурсов	
			В натуральном выражении	В стоимостном выражении, тыс. руб.
1.	Автоматизация учета электроэнергии (внедрение АСКУЭ)		0,5282 тыс. кВт*ч	1,10
2.	Замена индукционных электрических счетчиков на электронные	5 774,628	21,9659 тыс. кВт*ч	51,34
3.	Замена электрического ввода в дом на СИП.		140,7084 тыс. кВт*ч	335,20
4.	Замена неизолированного провода на СИП		2 631,85	271,4519 тыс. кВт*ч
5.	Замена трансформаторов ТМГ на ТМГ с СУ	277,433	19,1295 тыс. кВт*ч	63,23
6.	Замена незагруженных силовых трансформаторов	1 191,87	220,2172 тыс. кВт*ч	774,88
7.	Модернизация системы освещения	0	33,076 тыс. кВт*ч	137,392
8.	Модернизация системы теплоснабжения	0	146,295 Гкал	191,851
	Итого:	9 875,78		2 065,42

Таблица 4.1.6 Итоговые показатели реализации программы на 2017-2021 г.г.

№ п/п	Наименование мероприятий	Затраты, тыс. руб.	Экономия топливно-энергетических ресурсов	
			В натуральном выражение	В стоимостном выражении, тыс. руб.
1.	Автоматизация учета электроэнергии (внедрение АСКУЭ)	23 174,82	0,5282 тыс. кВт*ч	1,10
2.	Замена индукционных электрических счетчиков на электронные		21,9659 тыс. кВт*ч	51,34
3.	Замена электрического ввод в дом на СИП.		140,7084 тыс. кВт*ч	335,20
4.	Замена неизолированного провода на СИП	8 780,50	271,4519 тыс. кВт*ч	510,43
5.	Замена трансформаторов ТМГ на ТМГ с СУ	832,30	19,1295 тыс. кВт*ч	63,23
6.	Замена незагруженных силовых трансформаторов	4 767,28	220,2172 тыс. кВт*ч	774,88
7.	Модернизация системы освещения	251,232	33,076 тыс. кВт*ч	137,392
8.	Модернизация системы теплоснабжения	411,307	146,295 Гкал	191,851
	Итого:	48 382,60		2 065,42

4.2. Оптимизация режимов работы электрических сетей

4.2.1. Мероприятия по внедрению АСКУЭ

Основной целью является решение задач по организации мониторинга активной (реактивной) мощности, получения достоверных и привязанных к единому времени данных.

В рамках этих работ первоочередными задачами являются:

- автоматизация учета электроэнергии, поступающей в сеть;
- замена индукционных электрических счетчиков на электронные, классом точности выше;
- замена электрического ввода в дом на СИП.

Пример расчета потерь электроэнергии в счетчиках электроэнергии:

$$\Delta W_{сч} = \frac{N \cdot K_{сч}}{n} \cdot T, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \text{ где}$$

N – количество счетчиков электроэнергии, шт.;

$K_{сч}$ – потери электроэнергии, кВт*ч в год на один счетчик электроэнергии;

n – количество часов в году, ч.

$$\Delta W_{\text{индукционный}} = \frac{161 \cdot 18,4}{8760} \cdot 8760 + \frac{23 \cdot 92}{8760} \cdot 8760 = 5204,9 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$
$$\Delta W_{\text{электронный}} = \frac{161 \cdot 21,9}{8760} \cdot 8760 + \frac{23 \cdot 73}{8760} \cdot 8760 = 5078,4 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Итоговая экономия электроэнергии за один год в счетчиках электроэнергии:

$$W = W_{\text{индукционный}} - W_{\text{электронный}} = 5204,9 - 5078,4 = 126,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Итоговая экономия электроэнергии при внедрении АСКУЭ приблизительно составляет за один год:

$$W = 100 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Пример расчета потерь электроэнергии на однофазном вводе в дом

$$W = \frac{W_a^2 + W_p^2}{U_{cp}^2} + \frac{R_o \cdot L}{T} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \text{ где}$$

W_a – значение активной составляющей потребляемой электроэнергии за 8760 ч, при максимальной нагрузке: 87600 кВт*ч;

W_p – значение реактивной составляющей потребляемой электроэнергии за 8760 ч, при максимальной нагрузке: 28032 кВАр*ч;

U_{cp} – среднее напряжение линии за рассчитываемый период, равное 0,22 кВ;

R_o – удельное активное сопротивление на 1 км провода, равное 3,16 Ом/км – для провода А-10 и 1,84 Ом/км для СИП-4 2х16;

L – длина линий, равная 2,881 км;

T – число часов эксплуатации линии за рассчитываемый период, равное 8760 ч.

Для провода марки А, сечение 10 мм²

$$W = \frac{87600^2 + 28032^2}{0.22^2} \cdot \frac{3,16 \cdot 2,881}{8760} \cdot 10^{-3} = 18,164 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}$$

Для провода марки СИП, сечение 16 мм²

$$W = \frac{87600^2 + 28032^2}{0.38^2} \cdot \frac{3 \cdot 1,84 \cdot 2,881}{8760} \cdot 10^{-3} = 6,725 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}$$

Итоговая экономия электроэнергии за один года:

$$W = W_A - W_{СИП} = 18,164 - 6,725 = 11,439 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}$$

Пример расчета потерь электроэнергии на трехфазном вводе в дом

$$W = \frac{W_a^2 + W_p^2}{U_{cp}^2} + \frac{3 \cdot R_o \cdot L}{T} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \text{ где}$$

W_a – значение активной составляющей потребляемой электроэнергии за 8760 ч, при максимальной нагрузке: 87600 кВт*ч;

W_p – значение реактивной составляющей потребляемой электроэнергии за 8760 ч, при максимальной нагрузке: 28032 кВАр*ч;

U_{cp} – среднее напряжение линии за рассчитываемый период, равное 0,38 кВ;

R_0 – удельное активное сопротивление на 1 км провода, равное 3,16 Ом/км – для провода А-10 и 1,84 Ом/км для СИП-4 4х16

L – длина линий, равная 372,6 м;

T – число часов эксплуатации линии за рассчитываемый период, равное 8760 ч.

Для провода марки А, сечение 10 мм²

$$W = \frac{87600^2 + 28032^2}{0.38^2} \cdot \frac{3 \cdot 3,16 \cdot 0,372}{8760} \cdot 10^{-3} = 18,265 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}$$

Для провода марки СИП, сечение 16 мм²

$$W = \frac{87600^2 + 28032^2}{0.38^2} \cdot \frac{3 \cdot 1,84 \cdot 0,062}{8760} \cdot 10^{-3} = 6,762 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}$$

Итоговая экономия электроэнергии за один года:

$$W = W_A - W_{\text{СИП}} = 18,265 - 6,762 = 11,503 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}$$

Энергосбережение за счет мероприятия по внедрению АСКУЭ и замене индукционных электрических счетчиков и электрического ввода составит 0,02221 % от общей поступившей мощности.

4.2.2. Мероприятия по замене неизолированного магистрального провода на СИП

В регулируемый период планируется провести комплекс работ по замене голых неизолированных проводов на самонесущие изолированные провода марки СИП на железобетонных опорах с соответствующей арматурой.

Преимущества самонесущих изолированных проводов СИП:

- высокая надежность в обеспечении электрической энергии;
- резкое снижение (до 80 %) эксплуатационных затрат, вызванное высокой надежностью и бесперебойностью энергообеспечения потребителей;
- отсутствие или незначительное обрастание гололедом и мокрым снегом изолированной поверхности проводов, а также отсутствие влияния ветра, а также деревьев (схлестывание неизолированных проводов);
- снижение энергопотерь в линии;
- значительное снижение несанкционированных подключений к линии и случаев вандализма и воровства.

Пример расчета потерь электроэнергии за рассчитываемый период, при передаваемой мощности 50 кВт

$$W = \frac{W_a^2 + W_p^2}{U_{cp}^2} + \frac{3 \cdot R_o \cdot L}{T} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \text{ где}$$

W_a – значение активной составляющей потребляемой электроэнергии за 8760 ч, при максимальной нагрузке: 438 000 кВт*ч;

W_p – значение реактивной составляющей потребляемой электроэнергии за 8760 ч, при максимальной нагрузке: 140 160 кВАр*ч;

U_{cp} – среднее напряжение линии за рассчитываемый период, равное 0,38 кВ;

R_o – удельное активное сопротивление на 1 км провода, равное 0,83 Ом/км – для провода А-35 и 0,59 Ом/км для СИП-2 3х50+1х50;

L – длина линий, равная 1,23 км;

T – число часов эксплуатации линии за рассчитываемый период, равное 8760 ч.

Для провода марки А, сечение 35 мм²

$$W = \frac{438000^2 + 140160^2}{0.38^2} \cdot \frac{3 \cdot 0.83 \cdot 1,2}{8760} \cdot 10^{-3} = 0,0512 \text{ ГВт} \cdot \text{ч}$$

Для провода марки СИП, сечение 50 мм²

$$W = \frac{438000^2 + 140160^2}{0.38^2} \cdot \frac{3 \cdot 0.59 \cdot 1,2}{8760} \cdot 10^{-3} = 0,0363 \text{ ГВт} \cdot \text{ч}$$

Итоговая экономия электроэнергии за один года:

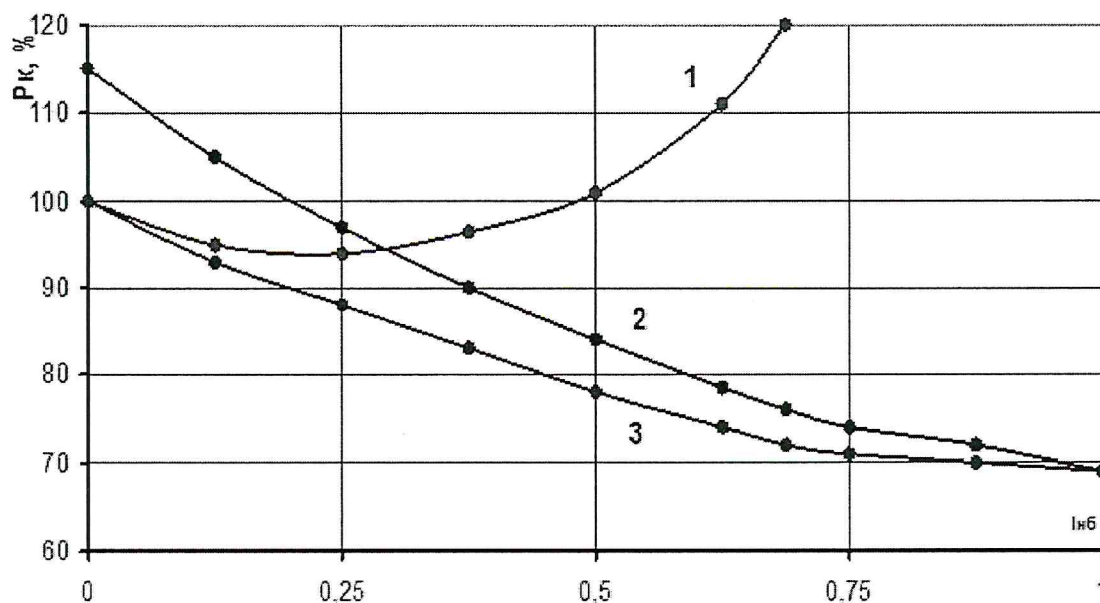
$$W = W_A - W_{СИП} = 0,0512 - 0,0363 = 0,0149 \text{ ГВт} \cdot \text{ч ГВт}^* \cdot \text{ч}.$$

Энергосбережение за счет замены неизолированного провода на СИП составит 0,014 % от общей поступившей мощности.

4.2.3 Мероприятия по замене трансформаторов ТМГ на ТМГСУ

В четырехпроводных электрических сетях 0,38 кВ в основном используются трансформаторы со схемой соединения обмоток «звезда-звезда-нуль» (Y/Y_n). Однако, эти самые дешевые в изготовлении трансформаторы в эксплуатации экономичны лишь при симметричной нагрузке фаз. Реально в сетях с большим удельным весом однофазных нагрузок равномерность их подключение во времени пофазно нарушается, потери электрической энергии в таких трансформаторах резко возрастают. На рисунке 4.1 показана зависимость потерь короткого замыкания P_k трансформатора ТМ 100/10 при различных схемах соединения обмоток от величины тока в нулевом проводе, при $I_b = I_c = I_n$ и $I_a = 0 - I_n$. Из рисунка следует, что в трансформаторах Y/Y_n с увеличением тока $I_{нб}$ резко растет потери P_k .

Рисунок 4.1 Зависимость потерь короткого замыкания трансформатора ТМ 100/10 от схем соединения обмоток и величины тока в нулевом проводе (I_0): 1 – трансформатор УУн; 2 – трансформатор У/Зн; 3 – трансформатор У/Ун с СУ.



Этот рост обусловлен появлением потоков нулевой последовательности (Φ_0) в магнитных системах трехфазных трансформаторов Y/Y_n , создаваемых токами небаланса $I_{нб}$ (равных $3 I_0$), протекающих в нулевом

проводе сети. Φ_0 носят характер потоков рассеяния, аналогичных потокам короткого замыкания $\Phi_{кз}$, но по величине они значительно больше, о чем, в частности, позволяют судить соотношения полных сопротивлений Z_0 и $Z_{кз}$.

Неизбежным последствием неравномерности нагрузки фаз в сетях с трансформаторами Y/Y_n является резкое искажение системы фазных напряжений. Как следствия - увеличения потерь также и в линии 0,38 кВ.

Искажение фазных напряжений в реальных условиях эксплуатации нередко вызывает такое отклонение уже на низковольтных вводах трансформатора, которое значительно превышает нормы ГОСТ на качество электроэнергии. В конце линий, по данным исследований, это отклонение напряжений приблизительно в два раза выше. При указанном качестве питания токоприемников, повышение в них потерь электроэнергии и отказа в работе, в том числе у бытовых приборов (холодильников и т.п.), вполне естественно.

Кроме того токи нулевой последовательности, при несимметрии нагрузки, в магнитной системе трансформатора Y/Y_n создают потоки нулевой последовательности, которые замыкаясь через его бак, дно, крышку разогревают их, ухудшая охлаждение активной части. Это повышает температуру изоляции обмоток сверх нормы и трансформатор, при суммарной нагрузке ниже номинальной, оказывается перегруженным.

Для устранения указанных проблем используют специальные симметрирующие устройства (СУ), которые являются неотъемлемой частью трансформатора со схемой Y/Y_n .

Симметрирующее устройство представляет собой отдельную обмотку, уложенную в виде банджа поверх обмоток высшего напряжения трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Y_n . Обмотка симметрирующего устройства рассчитана на длительное по ней протекание номинального тока трансформатора, т.е. на полную номинальную однофазную нагрузку.

Трансформаторы с СУ улучшают работу защиты, повышают безопасность электрической сети. В них резко снижено разрушающее воздействие на обмотки токов при однофазных коротких замыканиях.

СУ значительно улучшает синусоидальность напряжения при наличии в сети нелинейных нагрузок, что крайне важно при питании многих чувствительных приборов, например, ЭВМ, автоматика, телевизор.

Таблица №4.1 сравнительных характеристик трансформаторов ТМГ и ТМГСУ напряжением 6 – 10/0,4 кВ, схема и группа соединения обмоток У/Ун-0:

	Мощность, кВА	Потери, кВт		Габаритные размеры, мм			Z ₀ , Ом	Масса, кг
		ХХ	КЗ	L	B	H		
ТМГ	25	0,115	0,6	800	640	930	4,05	240
ТМГСУ	25	0,115	0,6	900	530	930	1,316	280
ТМГ	40	0,155	0,88	840	680	1000	2,72	300
ТМГСУ	40	0,155	0,88	900	560	1000	0,82	370
ТМГ	63	0,22	1,28	950	730	1020	1,905	420
ТМГСУ	63	0,22	1,28	950	730	1020	0,63	420
ТМГ11	100	0,29	1,97	935	730	1060	1,3	490
ТМГСУ	100	0,27	1,97	1000	720	1180	0,361	540
ТМГ11	160	0,41	2,6	1020	755	1245	1,06	670
ТМГСУ11	160	0,41	2,6	1060	725	1200	0,27	660
ТМГ11	250	0,57	3,7	1140	820	1270	0,56	920
ТМГСУ11	250	0,57	3,7	1170	840	1270	0,197	920

Энергетические характеристики трансформаторов (потери короткого замыкания, холостого хода и др.) от наложения симметрирующего устройства практически не меняются, но при этом значительно сокращаются потери электроэнергии в сети. Система же фазных напряжений при неравномерной нагрузке фаз симметрируется приблизительно как при схеме соединений обмоток Y/Z_д.

Произведем сравнительный расчет дополнительных потерь электроэнергии за счет несимметрии нагрузки по известным формулам с применением метода симметричных составляющих, с использованием ЭВМ и данных завода

изготовителя: «Минский электротехнический завод имени В.И. Козлова». Они производились в зависимости от величины тока в нулевом проводе, значения которого изменилось от 0 до 0,5 номинального фазного для трансформаторов мощностью от 100 до 250 кВА. Сечение нулевого провода принималось равным сечению фазных проводов. Результаты расчета приведены в таблице 4.2.1

Таблица 4.2.1

S_n , кВА	$I_{нб}$	P_k , Вт		Q , кВт*ч
		Y/Y_n	Y/Y_n с СУ	Y/Y_n с СУ
100	0	1970	1970	0
100	0,25	2278	1739	1693
160	0,25	3272	2339	3521
250	0,25	4665	3266	6196

(S_n - номинальная мощность трансформатора, $I_{нб}$ - ток в нулевом проводе (в относительных единицах), P_k – потери короткого замыкания, Q – годовая экономия электроэнергии в сетях с трансформаторами Y/Y_n с СУ по сравнению с сетями с трансформаторами Y/Y_n)

Энергосбережение за счет замены трансформатора ТМГ на ТМГ с СУ составит 0,011 % от общей поступившей мощности.

4.2.4 Мероприятия по замене незагруженных силовых трансформаторов

Потери электроэнергии в силовых трансформаторах состоят из потерь электроэнергии холостого хода и нагрузочных потерь:

$$W_{ст} = W_{xx} + W_n$$

$$W_{xx} = P_{xx} \cdot T, \text{кВт}\cdot\text{ч}$$

$$W_n = 1,101 \cdot P_{кз} \cdot T, \text{кВт}\cdot\text{ч}$$

Данные для расчета:

1. Трансформатор ТМ-400, $P_{xx}=0,95$ кВт, $P_{кз}=5,5$ кВт,

2. Трансформатор ТМ-250, $P_{xx}=0,74$ кВт, $P_{кз}=3,7$ кВт,

$$W_{400} = 0,95 \cdot 8760 + 1,101 \cdot 5,5 \cdot 8760 = 61368,18 \text{кВт}\cdot\text{ч}$$

$$W_{250} = 0,74 \cdot 8760 + 1,101 \cdot 0,74 \cdot 8760 = 42168,01 \text{кВт}\cdot\text{ч}$$

Таблица №4.2.2. Расчет величины экономии э/энергии в 2018-2021 г.г. за счет замены силовых трансформаторов 10/0,4кВ на более малой мощности

№ п/п	Номер трансформаторной подстанции 10/0,4кВ	Мощность существующего трансформатора, кВА	Мощность проектируемого трансформатора, кВА	Экономия эл. энергии, кВт/ч	Год реализации
1	ТП-5	400	250	19200,17	2017
2	ТП-41	630	400	23407,60	2017
3	ТП-168	400	250	19200,17	2017
ИТОГО:				61 807,94	
4	ТП-55	630	400	23407,60	2018
5	ТП-57	250	160	8327,26	2018
ИТОГО:				31 734,9	
6	ТП-13	100	63	6583,23	2019
7	ТП-22	400	250	19200,17	2019
8	ТП-30	315	250	26562,07	2019
9	ТП-73	160	100	11161,38	2019
10	ТП-149	250	160	8327,26	2019
ИТОГО:				71 834,11	
11	ТП-42	320	250	26562,07	2020

12	ТП-61	400	250	19200,17	2020
13	ТП-90	180	100	27376,14	2020
14	ТП-122	400	250	19200,17	2020
15	ТП-175	250	160	8327,26	2020
16	ТП-178	250	160	8327,26	2020
ИТОГО:				108 993,1	
17	ТП-131	400	250	19200,17	2021
18	ТП-132	400	250	19200,17	2021
19	ТП-153	160	100	11161,38	2021
20	ТП-906	400	250	19200,17	2021
21	ТП-182	250	160	8327,26	2021
22	ТП-194	250	160	8327,26	2021
ИТОГО:				85 416,41	

Энергосбережение за счет замены незагруженных силовых трансформаторов 10/0,4кВ в 2017 году составит 0,061 % от общей поступившей мощности.

4.2.5 Мероприятия по модернизации системы освещения

Для снижения потребления электроэнергии на нужды освещения, предлагается заменить существующие люминесцентные светильники (с лампами 72 Вт), дуговые ртутные лампы (ДРЛ-250) и лампы накаливания (ЛОН) на светодиодные светильники и лампы.

Ниже приводится краткая характеристика установленных светильников.

Источники освещения	Мощность, Вт	Светоотдача, Лм/Вт	Световой поток (паспортный), Лм	Ресурс, час
Установленные источники искусственного освещения				
Люминесцентный светильник	72	50-60	4600	14000
Люминесцентный светильник	72	75-110	5000	14000
Лампы накаливания (ЛОН)	100	5-15	1360	1000-2000
Дуговые ртутные лампы (ДРЛ)	250	52	13000	12000
Рекомендуемые источники искусственного освещения				
Светодиодный прожектор	50	85-110	4300	50000
Светодиодный светильник	50	100-120	5200	50000

Из таблицы видно, что световой поток светодиодных ламп ниже чем у ДРЛ. Однако, этого светового потока вполне достаточно ввиду сильной направленности светодиодов.

При замене ДРЛ и ЛОН на энергоэффективные лампы достигается не только экономия электроэнергии, но и существенно снижаются эксплуатационные расходы вследствие продолжительного срока службы светодиодных ламп, в разы превышающего сроки службы существующих ламп.

Расчет экономического эффекта от замены существующих источников освещения на светодиодные лампы.

Существующие лампы					Рекомендуемые лампы				
Тип ламп	P, Вт	Кол-во	$S_{p\text{ уст}}$, кВт	Wгод, тыс. кВтч	Тип ламп	P, Вт	Кол-во	$S_{p\text{ уст}}$, кВт	Wгод, тыс. кВтч
Люминесцентные светильники	72 (ЛБ18)	40	2,88	2,840	Светодиодный светильник	50	40	2,00	1,976
	72 (ЛБ36)	10	0,72	0,711	Светодиодный светильник	50	10	0,50	0,494
Лампы накаливания (ЛОН)	100	16	1,60	1,580	Светодиодный светильник	50	16	0,80	0,790
Дуговые ртутные лампы (ДРЛ)	250	42	10,50	10,374	Светодиодный прожектор	50	42	2,10	3,981
Итого			15,7	15,511	Итого			5,4	7,242
Снижение установленной мощности, кВт								10,3	
Экономия, тыс.кВтч								8,269	
Экономия, тыс.руб в год								30,287	
Затраты на приобретение, тыс.руб								251,232	
Срок окупаемости, лет								8,3	

Стоимость светодиодного прожектора *Geniled cдn-50w 4700k* -2 622, руб.

Стоимость светодиодного светильника *Geniled офис 595x595 50w 5000k микропризма* – 2 138, руб.

4.2.6 Мероприятия по модернизации системы теплоснабжения

В качестве мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности работы системы теплоснабжения рассматриваются следующие:

- капитальный ремонт теплотрассы на территории базы ООО «Электрические сети» (замена труб и теплоизоляции);

Теплоснабжение зданий организации, осуществляется в горячей воде по температурному графику 105/70 °С. Система теплоснабжения двухтрубная, закрытая. Регулирование отпуска теплоты – качественное, в зависимости от температуры наружного воздуха. Суммарная подключенная нагрузка по договору теплоснабжения составляет 685,1 Гкал в год, в том числе:

- отопление 685,1 Гкал в год.

В качестве теплоизоляции рекомендуется применять скорлупы из пенополиуретана. Скорлупы применяются при надземном и подземном канальном способах прокладки трубопроводов. Скорлупы изготавливаются согласно ТУ 5768-021-01297858-01 в виде полых цилиндров, полуцилиндров и сегментов с обработкой в четверть по периметру. Длина скорлуп 1000 мм.

Согласно «Методика определения фактических потерь тепловой энергии через тепловую изоляцию трубопроводов водяных тепловых сетей систем централизованного теплоснабжения» от 24.02.2004 г., потери для участка тепловых сетей надземной прокладки с тепловой изоляцией, выполненной из минваты составляет 0,322 Гкал для падающего трубопровода на 1 м и 0,243 Гкал для обратного трубопровода на 1 м. Потери для участка тепловых сетей надземной прокладки с тепловой изоляцией, выполненной из ППУ составляет 0,159 Гкал для падающего трубопровода на 1 м и 0,089 Гкал для обратного трубопровода на 1 м.

Экономия денежных средств от реализации мероприятия:

$$\mathcal{E} = T_{от.г} (l_{тр} \cdot (q_{нпв}^{T1} + q_{нов}^{T1}) - l_{тр} \cdot (q_{нпв}^{T2} + q_{нов}^{T2})),$$

где $T_{от.г}$ - тариф на тепловую энергию, составляющий 1 024,71 руб./Гкал;

$q_{нов}^{T1}$ и $q_{нов}^{T1}$ - удельные потери тепловой энергии по подающему и обратному трубопровода, при изоляции из минваты, Гкал/год.

$q_{нов}^{T2}$ и $q_{нов}^{T2}$ - удельные потери тепловой энергии по подающему и обратному трубопровода, при изоляции из ППУ, Гкал/год.

$l_{тр}$ - длина теплотрассы, м.

$$\mathcal{E} = 1024,71(95 \cdot (0,322 + 0,234) - 95 \cdot (0,159 + 0,089)) = 29\,983,01 \text{ руб./год.}$$

Капитальные затраты K_3 , руб., включают в себя стоимость материала и монтажных работ при капитальном ремонте и составляют 411 307,8 руб.

Срок окупаемости мероприятия по капитальному ремонту теплотрассы на территории базы:

$$T_{ок} = K_3 / \mathcal{E} = 411307,8 / 29983,01 = 13,7 \text{ лет.}$$

5. Ожидаемые результаты реализации программы

Реализация программы позволит развить и модернизировать энергетическую инфраструктуру ООО «Электрические сети» и привести к следующим социально-экономическим последствиям:

- снижение потерь при передаче энергии до нормативных значений;
- повышения уровня рационального использования энергии за счет широкого внедрения энергосберегающих технологий и оборудования;
- обеспечения надежного и качественного энергосбережения потребителей;
- повышения уровня информационной осведомленности сотрудников в вопросах энергосбережения.