Утверждаю :
Генеральный директор
ООО «Межрайонные распределительные электрические сети »

_____Д.А. Кабанов
«___» _____ 2014 г.

Программа

энергосбережения и повышения энергетической эффективности

ООО «Межрайонные распределительные электрические сети» на 2015-2019 гг.

Абакан
2014 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Пояснительная записка

1. Общая информация

1.1. Общие сведения об организации

1.2. Общие сведения об организации, проводившей энергетическое обследование (не менее 5 лет)

2. Анализ состояния энергосбережения

3. Мероприятия по программе энергосбережения и повышения энергетической эффективности ООО «МРЭС»

4. Обеспечение мероприятий по энергосбережению

5. Финансирование и стимулирование реализации мероприятий по энергосбережению

6. Мониторинг реализации Программы

7. Сводная таблица расчета стоимости реализации программных мероприятий по замене голого провода на провод СИП большего сечения

8. Приложение №1, 2, 3, 4, 5.

Пояснительная записка.

Каждый приёмник электрической энергии рассчитан на определённое номинальное напряжение. Так как приёмники могут находиться на значительных расстояниях от питающих их электростанций, то потери напряжения в проводах имеют важное значение. Допустимые потери напряжения в проводах для различных установок не одинаковы, но не превышают 4-6% номинального напряжения.

Следовательно, повышение надежности проводов существенно повысит надежность самих сетей. Проблема надежности линий электропередачи усугубляется тем, что в последующие годы при возрастающем энергопотреблении старение сетей и оборудования будет происходить интенсивнее, а значит без полномасштабной модернизации эти проблемы могут в дальнейшем только усугублять положение поставки электроэнергии до потребителей.

Так как большая часть линий электропередач ООО «МРЭС» состоит из проводников с маленьким сечением, а фидера имеют большие расстояния до потребителей, то потери в линиях электропередач существенно превышают нормативные.

Основной задачей программы энергосбережения является сокращение потерь электроэнергии в сетях ООО «МРЭС». Для решения этой задачи необходимо произвести замену неизолированных электропроводников с сечением провода А 16, А 25 и А 35 на провода СИП большего сечение. Расчет затрат на выполнение данной программы выполнен на основании п.5.3.7 «Правил организации технического обслуживания оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» в соответствии с которыми замена будет производится на участках линий длинной не более 30 % протяженности ВЛ в год.

Раздел 1. Общая информация

1.1. Общие сведения об организации:

Наименование организации (полное): Общество с ограниченной ответственностью «Межрайонные распределительные электрические сети»
Вид собственности: Собственное имущество
Отраслевая принадлежность: Жилищно-коммунальное хозяйство
ИНН: 190 109 57 47
Адрес: г. Абакан, ул. К. Маркса, д. 4
Ф.И.О. генерального директора: Кабанов Денис Анатольевич
Тел/факс: 8 (3902) 22-20-36
E-mail: mres19@rambler.ru
Наименование выпускаемой продукции (услуг): передача электрической энергии потребителям

1.2. Общие сведения об организации, проводившей энергетическое обследование (не менее 5 лет):

Наименование энергоаудиторской компании: ООО «СибирьЭнергоСервис»
N свидетельства о включении в Единый реестр: Э-040-2011-1901072299-25
Вид энергообследования: первичное
Дата проведения: 2012 г.
Дата согласования отчета и энергопаспорта в МАЭН: 26.11.2013 г.
Ф.И.О. генерального директора: Тихонков Игорь Николаевич
Тел/факс: 8 (3902) 22-27-03

Раздел 2. Анализ состояния энергосбережения

В настоящем разделе описывается организационная структура управления энергосбережением и повышением энергоэффективности организации, анализ потребления энергоресурсов (таблица 1), принятые меры по энергосбережению в предыдущие годы.

Таблица 1

Общее потребление энергоносителей

Наименование энергоносителя	Единица измерения	Переводные коэффициенты в условное топливо	Потребленное количество в год (тыс. кВт/ч).					Потребленное количество в год (тыс. руб).				
			2015 (прогноз)	2016 (прогноз)	2017 (прогноз)	2018 (прогноз)	2019 (прогноз)	2015 (прогноз)	2016 (прогноз)	2017 (прогноз)	2018 (прогноз)	2019 (прогноз)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1. Котельно-печное топливо	т у.т.											
1.1. Газообразное топливо												
1.2. Твердое топливо												
1.3. Жидкое топливо												
1.4. Альтернативные (местные) виды топлив												
2. Электроэнергия, в том числе:												
2.1 потери электроэнергии	тыс. кВт · ч		**43298**	**43040**	**42783**	**42528**	**42274**	**58353,49**	**60964,09**	**63266,43**	**65153,36**	**67095,77**
2.2 электроэнергия на хоз. нужды	тыс. кВт · ч		**437**	**437**	**437**	**437**	**437**	**757,04**	**795,65**	**830,66**	**860,56**	**891,54**
2.3 Коэффициент соотношения потерь э/энергии в сети к общему объему полезного отпуска электроэнергии из сети			**0,318**	**0,317**	**0,317**	**0,316**	**0,316**					
2.4 Индекс энергетической стоимости			**-**	**0,999**	**0,997**	**0,996**	**0,995**					

3. Моторное топливо	тыс.т											
3.1. Бензин	тыс.т											
3.2. Дизельное топливо	тыс.т											

Раздел 3. Мероприятия по программе энергосбережения и повышения энергетической эффективности ООО «МРЭС»

Таблица 2

Основные обязательные мероприятия по программе энергосбережения и повышения энергетической эффективности ООО «МРЭС»

N п.п.	Обязательные мероприятия	Сроки исполнения	Примечание
1	Замена голого провода на провод СИП большего сечения	2015-2019	
2	Проведение энергетических обследований	2017	

Значительное количество энергоресурсов потребляет население и социальная сфера. Эти группы потребляют более 25% электроэнергии.

Задачи нашей Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности ООО «МРЭС» на 2015-2019 гг.:

- Сокращение потребления энергоресурсов;
- Снижение удельных показателей потребления электрической энергии;
- Сокращение потерь электроэнергии в сетях;
- Пропаганда энергосбережения среди населения и других групп потребителей

Мировой опыт показывает, что значительное снижение объемов потребления топливно-энергетических ресурсов возможно лишь при реализации крупных комплексных проектов, обеспечивающих оптимизацию энергопотребления при одновременном решении задач перехода к технологиям нового поколения и соответствующем обновлении основных фондов в сфере производства и потребления.

Предлагаемые в Программе основные технические мероприятия нацелены на обновление морально и физически устаревшего электрооборудования и широкое внедрение в экономику предприятия прогрессивных энергоэффективных технологий и техники.

Планируемые показатели за счет реализации технических мероприятий по программе замена голого провода на провод СИП большим сечением в электрических сетях ООО «МРЭС» представляются на каждый планируемый год по форме таблицы 3

Таблица 3

Показатели
реализации организационных и технических мероприятий по энергосбережению

Наименование планируемого мероприятия	Затраты тыс. руб (план)	Годовая экономия ТЭР (план)			Средний срок окупаемости (план)	Планируемая дата внедрения (месяц, год)	Годовая экономия ТЭР (факт)		
		В натуральные выражения	Единицы измерения	тыс. руб.			В натуральные выражения	Единицы измерения	тыс. руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2015 г.									
Технические мероприятия ИТОГО, в т.ч.:	**29351,65**	**342**	тыс. кВт.ч	**616,68**	-	2015 г.		т.у.т	
1 Замена голого провода на провод СИП большего сечения.	29351,65	342	тыс. кВт.ч	616,68	11	2015 г.		т.у.т	
2016 г.									
Технические мероприятия ИТОГО, в т.ч.:	**29099,52**	**258**	**тыс. кВт.ч**	**511,27**	**-**	**2016 г.**		т.у.т	
1 Замена голого провода на провод СИП большего сечения.	29099,52	258	тыс. кВт.ч	511,27	9	2016 г.		т.у.т	
2017 г.									
Организационные мероприятия, в т.ч.:	**3000,00**	**20**	**тыс. кВт.ч**	**43,36**	**-**	**2017 г.**			
1. Проведение энергоаудита на предприятии ООО «МРЭС» и организация получения энергопаспорта предприятия.	3000,00	20	тыс. кВт.ч	43,36	14	2017 г.			
Технические мероприятия ИТОГО, в т.ч.:	**25813,79**	**237**	**тыс. кВт.ч**	**513,80**	**-**	**2017 г.**		т.у.т	
1 Замена голого провода на провод СИП большего сечения.	25813,79	237	тыс. кВт.ч	513,80	9	2017 г.		т.у.т	
2018 г.									
Технические мероприятия ИТОГО, в т.ч.:	**29067,34**	**255**	**тыс. кВт.ч**	**603,67**	**-**	**2018 г.**		**т.у.т**	

1 Замена голого провода на провод СИП большего сечения.	29067,34	255	тыс. кВт.ч	603,67	9	2018 г.		т.у.т	
2019 г.									
Технические мероприятия ИТОГО, в т.ч.:	**28386,05**	**254**	**тыс. кВт.ч**	**644,01**		**2019 г.**		**т.у.т**	
1 Замена голого провода на провод СИП большего сечения.	28386,05	254	тыс. кВт.ч	644,01	8	2019 г.		т.у.т	

Раздел 4. Обеспечение мероприятий по энергосбережению

Настоящий раздел содержит перечень планируемых к разработке и внедрению распорядительных документов организации, направленных на реализацию мероприятий по энергосбережению в ООО «МРЭС», это:

- Разработка положения по энергосбережению и повышению энергоэффективности на предприятии ООО «Межрайонные распределительные электрические сети»
- Издание приказа по энергосбережению и повышению энергоэффективности на предприятии ООО «Межрайонные распределительные электрические сети»
- Провести экспертизу существующих инновационных проектов, выбрав наиболее эффективные, дать по ним рекомендацию по внедрению;
- Оценить и дать заключение по существующей на предприятии системе управления энергопотреблением. Разработать эффективный вариант системы управления энергопотреблением и утвердить приказом по предприятию.
- Разработать систему стимулирования персонала к энергосбережению и оценить эффект от внедрения данной системы. Определить характеристики системы учета и распределения электроэнергии на предприятии и сторонним потребителям. Разработать рекомендации по повышению эффективности системы

Раздел 5 Финансирование и стимулирование реализации мероприятий по энергосбережению

В настоящем разделе приводятся финансово-экономические обоснования реализации мероприятий по энергосбережению, указываются источники и объемы финансирования, а также меры по стимулированию реализации мероприятий по энергосбережению.

Проблема финансового обеспечения имеет особое значение применительно к мероприятиям техническим, требующим наибольших финансовых ресурсов на начальной стадии реализации. С другой стороны, Программа высвобождает финансовые ресурсы, ранее связанные оплатой непроизводительно и расточительно расходуемых энергетических ресурсов. Баланс вложенных финансовых средств и полученных экономических эффектов от реализации программных мероприятий определяет срок действия программы.

Выполнение Программы на 2015 - 2019 годы запланировано на сумму 141 722,35 тыс. руб. по следующим источникам финансирования:

Себестоимость – 141 722,35 тыс. руб.

По ООО «МРЭС» общий объём мероприятий для включения в состав Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности ООО «МРЭС» на 2015 год реализации программных мероприятий по стоимости составит 29 351,65 тыс. руб., на 2016 год – 29 099,52 тыс. руб., на 2017 год – 25 816,79 тыс. руб., на 2018 год – 29 067,34 тыс. руб., на 2019 год – 28386,05 тыс. руб., от тарифа на передачу электрической энергии в годовом исчислении с целью исключения негативного влияния на рост тарифов.

В последующие годы стоимость мероприятий определяется величиной фактического экономического эффекта, полученного за предыдущий отчётный период. Для обеспечения устойчивого финансирования программных мероприятий экономия финансовых средств от реализации Программ предыдущих периодов не подлежит исключению из состава затрат при обосновании тарифов предстоящего периода.

Объем необходимых собственных средств определяется инвестиционными Программами и Программами энергосбережения и корректируется при ежегодной корректировке программ. Требования к содержанию Программам энергосбережения и повышения эффективности ЭСО определяет уполномоченный орган исполнительной власти по установлению требований к программам в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности

Финансовое обеспечение программы развития системы учета электроэнергии в электрических сетях ООО «МРЭС» представлено в таблице 4.

Таблица 4

Финансовое обеспечение Программы энергосбережения в электрических сетях ООО «Межрайонные распределительные электрические сети»

Технические мероприятия

№ п/п	Наименование мероприятий	Сроки выполнения	Стоимость , тыс. руб.	2015	2016	2017	2018	2019	Источники финансирования
1	**Организационные мероприятия, в т.ч.:**	**2017**							
	1. Проведение энергоаудита на предприятии ООО «МРЭС» и организация получения энергопаспорта предприятия.	2017	3000	-	-	3000	-	-	себестоимость
	ВСЕГО по организационным мероприятиям:	**2017**	**3000**	**-**	**-**	**3000**	**-**	**-**	
2	**Технические мероприятия ИТОГО, в т.ч.:**	**2015-2019**							
	1. Замена голого провода на провод СИП большего сечения.	2015-2019	141718,35	29351,65	29099,52	25813,79	29067,34	28386,05	себестоимость
	ВСЕГО по техническим мероприятиям:	**2015-2019**	**141718,35**	**29351,65**	**29099,52**	**25813,79**	**29067,34**	**28386,05**	
	ВСЕГО	**2015-2019**	**141722,35**	**29351,65**	**29099,52**	**25816,79**	**29067,34**	**28386,05**	
	СЕБЕСТОИМОСТЬ		**141722,35**	**29351,65**	**29099,52**	**25816,79**	**29067,34**	**28386,05**	

Раздел 6. Мониторинг реализации Программы

В настоящем разделе представляются сводные показатели ожидаемых результатов реализации комплекса мероприятий, включенных в Программу.

Мониторинг ведется на основе оценки динамики целевых индикаторов и показателей Программы. Информация для формирования отчётных показателей и индикаторов Программы и корректировки их прогнозных значений принимается из энергетических паспортов по итогам энергетических обследований ООО «МРЭС» об исполнении мероприятий в отчётном периоде.

Результатом мониторинга является отчет по итогам года.

Для содействия в мониторинге Программы могут привлекаться экспертные организации в области энергетики, работающие в федеральном и международном масштабах.

В ООО «МРЭС» проведение анализа потребления энергоресурсов в разрезе объектов за 2015-2019 гг. выполняет ПТО.

Отдел экономики занимается проведением ежеквартального анализа расхода энергоресурсов, по его результатам.

Проведением анализа потерь в линиях ВЛ – 0,4 кВ после замены голого провода сечением АС 16, АС 25 на провод СИП большего сечения занимаются ПТО.

Главный инженер осуществляет контроль за расходование энергоресурсов.

Сводные показатели рассчитываются на каждый планируемый год для каждого предприятия по форме согласно таблице 5.

Таблица 5

Сводные целевые показатели результатов реализации Программы для
ООО «Межрайонные распределительные электрические сети»
наименование организации

N п.	Показатели	Единицы измерения	План 2015 год	План 2016 год	План 2017 год	План 2018 год	План 2019 год
1	Расходы на передачу электроэнергии	тыс. руб.	388311	407433	422173	435294	447046
2	Полезный отпуск электроэнергии	тыс. кВт ч	136287	135609	134934	134262	133597
3	Технологические потери электроэнергии нормативные	тыс. кВт ч	43298	43040	42783	42528	42274
4	Технологические потери электроэнергии, установленные тарифным решением регулирующего органа по тарифам	млн. кВт ч / МВт	43,298/ 8,680	43,040/ 8,629	42,783/ 8,577	43,528/ 8,526	42,274/ 8,475
5	Доля потерь электроэнергии при передаче по сетям, установленные тарифным решением регулирующего органа по тарифам	%	24,11	24,09	24,06	24,04	24,01
6	Расход электроэнергии на собственные нужды	тыс. кВтч	43298	43040	42783	42528	42274
7	Расходы на покупку электроэнергии на собственные нужды	тыс. руб.	58353,49	60964,09	63266,43	65153,36	67095,77
8	Расход электроэнергии на хозяйственные нужды	тыс. кВтч	437	437	437	437	437
9	Расходы на покупку электроэнергии на хозяйственные нужды	тыс. руб.	757,04	795,65	830,66	860,56	891,54
10	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
11	Расходы на покупку тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. руб.	-	-	-	-	-
12	Расход горячей воды на	тыс. м3	-	-	-	-	-

	хозяйственные нужды						
13	Расходы на покупку горячей воды на хозяйственные нужды	тыс. руб.	-	-	-	-	-
14	Расход холодной воды на хозяйственные нужды	тыс. м3	-	-	-	-	-
15	Расходы на покупку холодной воды хозяйственные нужды	тыс. руб.	-	-	-	-	-
16	Объем услуг по передаче электроэнергии	тыс. руб.	388311	407433	422173	435294	447046
17	Потребление энергоресурсов	т.у.т.	15067	14978	14889	14801	14714
18	Энергоемкость	т.у.т./ тыс. руб.	0,038	0,037	0,035	0,034	0,033
19	Динамика снижения энергоемкости по отношению к 2015 г.	%	-	94,75	90,9	87,64	84,83
20	Годовая экономия энергоресурсов	т.у.т.	-	89	89	88	87
21	Экономия электрической энергии в натуральном выражении	тыс. кВт.ч	342	258	257	255	254
22	Экономия электрической энергии в стоимостном выражении	тыс. руб.	616,68	511,27	557,16	603,67	644,01
23	Экономия тепловой энергии в натуральном выражении	тыс. Гкал	-	-	-	-	
24	Экономия тепловой энергии в стоимостном выражении	тыс. руб по тарифам 2014 г.	-	-	-	-	
25	Экономия воды в натуральном выражении	тыс. м3	-	-	-	-	
26	Экономия воды в стоимостном выражении	тыс. руб по тарифам 2014 г.	-	-	-	-	
27	Количество объектов, в отношении которых проведено обязательное энергетическое обследование	шт.	-	-	-	-	
28	Число заключенных энергосервисных договоров (контрактов)	шт.	-	-	-	-	
29	Динамика изменения фактического объема потерь электрической энергии при ее передаче по распределительным сетям	%	0,131	0,131	0,132	0,130	0,132
30	НВВ на содержание сетей	тыс. руб.	329958	346469	358907	370141	379950
31	Годовые затраты на реализацию Программы	тыс. руб.	29351,65	29099,52	25816,79	29067,34	28386,05
32	Доля товаров, работ, услуг, закупаемых в соответствии с требованиями энергетической эффективности, в общем объеме закупаемых товаров, работ, услуг	%					
33	Объем привлеченных средств, используемых для финансирования мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, в общем объеме финансирования Программы	%					
34	Экономический эффект от реализации программ	тыс. руб.	616,68	511,27	557,16	603,67	644,01

Таблица 6

Раздел 7. Сводная таблица расчета стоимости реализации программных мероприятий по замене голого провода на провод СИП с большим сечением.

год	2015	2016	2017	2018	2019	Итого
Длина участков ВЛ – 0,4 кВ заменяемого голого провод на провод СИП большим сечением. (км)	32,830	32,550	28,870	31,750	32,520	158,520
Стоимость 1 км провода СИП (тыс.руб)	894,077	939,674	981,020	1016,337	1052,925	4884,033
Стоимость длины участка ВЛ – 0,4 кВ заменяемого голого провода на провод СИП (тыс.руб)	29351,65	29099,53	25813,78	29067,33	28386,06	141718,35
Наименование участков ВЛ – 0,4 кВ заменяемого голого провода на провод СИП большего сечения.	Согласно приложению №1	Согласно приложению №2	Согласно приложению №3	Согласно приложению №4	Согласно приложению №5	

Приложение № 1.

Участки ВЛ - 0,4 кВ заменяемого голого провода на провод СИП большим сечение на 2015 год.

№ п/п	Наименование объекта	ед. изм.	План		
			Длина линии	Длина участка с заменой голого провода на провод СИП большего сечения (30 % от общей длины линии)	Стоимость, тыс. руб
РЭС-1 ВЛ - 0,4 кВ					
1	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-17-19 ф.1	км.	1,45	0,44	388,92
2	ВЛ - 0,4 кВ ТП 12-49-30 ф.2	км.	2,53	0,76	678,60
3	ВЛ - 0,4 кВ ТП 12-49-30 ф.4	км.	2,73	0,82	732,25
4	ВЛ - 0,4 кВ ТП 12-49-30 ф.5	км.	3,39	1,02	909,28
5	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-06-23 ф.1	км.	2,61	0,78	700,06
6	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-06-23 ф.3	км.	1,19	0,36	319,19
7	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-04 ф.1	км.	2,53	0,76	678,60
8	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-04 ф.2	км.	1,48	0,44	396,97
9	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-04 ф.3	км.	1,51	0,45	405,02
10	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-04 ф.4	км.	1,08	0,32	289,68
11	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-09 ф.1	км.	1,19	0,36	319,19
12	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-09 ф.2	км.	0,99	0,30	265,54
13	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-09 ф.3	км.	1,51	0,45	405,02
14	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-20 ф.1	км.	0,09	0,03	24,14
15	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-20 ф.2	км.	0,13	0,04	34,87
16	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-20 ф.3	км.	0,45	0,14	120,70
17	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-20 ф.14	км.	0,09	0,03	24,14
18	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-17-16 ф.1	км.	0,18	0,05	48,28
19	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-17-16 ф.4	км.	0,16	0,05	42,92
20	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-17-16 ф.8	км.	0,13	0,04	34,87
21	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-17-16 ф.7	км.	2,72	0,82	729,57
22	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-02 ф.1	км.	1,32	0,40	354,05
23	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-02 ф.3	км.	1,10	0,33	295,05
24	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-02 ф.4	км.	0,50	0,15	134,11
25	ВЛ - 0,4 кВ ТП 26-29-02 ф.4	км.	0,79	0,24	211,90
26	ВЛ - 0,4 кВ ТП 26-29-02 ф.3	км.	0,30	0,09	80,47
27	ВЛ - 0,4 кВ ТП 26-29-02 ф.2	км.	0,96	0,29	257,49
28	ВЛ - 0,4 кВ ТП 26-29-02 ф.1	км.	2,23	0,67	598,14
			Итого		**9479,00**
РЭС-2 ВЛ - 0,4 кВ					
29	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-32 ф. 3	км.	0,95	0,29	254,81
30	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 1	км.	0,90	0,27	241,40
31	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 2	км.	0,95	0,29	254,81

32	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 3	км.	1,00	0,30	268,22
33	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-21 ф. 1	км.	1,60	0,48	429,16
34	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-21 ф. 2	км.	1,05	0,32	281,63
35	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-70 ф. 3	км.	2,50	0,75	670,56
36	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-16-56 ф. 1	км.	0,96	0,29	257,49
37	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-19-03 ф. 2	км.	0,20	0,06	53,64
38	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-19-03 ф. 3	км.	0,32	0,10	85,83
39	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-19-03 ф. 6	км.	1,00	0,30	268,22
40	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-03 ф. 1	км.	1,79	0,54	480,12
41	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-03 ф. 2	км.	1,02	0,31	273,59
42	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-05 ф. 1	км.	1,48	0,44	396,97
43	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-05 ф. 2	км.	3,11	0,93	834,17
44	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-01 ф. 1	км.	0,93	0,28	249,45
45	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-01 ф. 2	км.	0,53	0,16	142,16
46	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-02 ф. 1	км.	0,87	0,26	233,35
47	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-02 ф. 2	км.	3,99	1,20	1070,21
48	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-02 ф. 3	км.	0,85	0,26	227,99
49	ВЛ-0,4 кВ ТП 71-04-14 ф. 1	км.	1,77	0,53	474,75
50	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-01 ф. 1	км.	1,03	0,31	276,27
51	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-01 ф. 2	км.	0,78	0,23	209,21
52	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-01 ф. 3	км.	1,15	0,35	308,46
53	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-01 ф. 4	км.	2,20	0,66	590,09
54	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-02 ф. 2	км.	1,60	0,48	429,16
55	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-04 ф. 1	км.	1,27	0,38	340,64
56	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-04 ф. 2	км.	0,45	0,14	120,70
57	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-04 ф. 3	км.	0,53	0,16	142,16
58	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-16-61 ф. 1	км.	0,18	0,05	48,28
59	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-16-61 ф. 2	км.	1,50	0,45	402,33
60	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-16-61 ф. 3	км.	1,03	0,31	276,27
61	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-32 ф. 1	км.	1,20	0,36	321,87
62	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-32 ф. 2	км.	0,93	0,28	249,45
63	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 1	км.	0,86	0,26	230,67
64	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 2	км.	0,90	0,27	241,40
65	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 3	км.	1,16	0,35	311,14
66	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 4	км.	1,22	0,37	327,23
67	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-21 ф. 1	км.	1,88	0,56	504,26
68	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-21 ф. 2	км.	0,90	0,27	241,40
69	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-19-02 ф. 3	км.	0,29	0,09	77,78
70	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-19-02 ф. 4	км.	0,55	0,17	147,52
71	ВЛ-0,4 кВ ТП 76-05-01 ф. 1	км.	2,88	0,86	772,48
72	ВЛ-0,4 кВ ТП 76-05-01 ф. 2	км.	0,40	0,12	107,29
73	ВЛ-0,4 кВ ТП 76-05-01 ф. 3	км.	1,00	0,30	268,22
74	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-21 ф. 2	км.	0,90	0,27	241,40
75	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-07 ф. 1	км.	1,45	0,44	388,92
76	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-07 ф. 2	км.	0,42	0,13	112,65
77	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-07 ф. 3	км.	0,72	0,22	193,12
78	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-06 ф. 1	км.	0,42	0,13	112,65
79	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-06 ф. 2	км.	0,75	0,23	201,17
			Итого		**15642,77**

РЭС-3 ВЛ - 0,4 кВ					
80	ВЛ - 0,4 кВ ф.2-ТП 42-45-103	км.	0,92	0,28	246,77
81	ВЛ - 0,4 кВ ф.5 -ТП 42-43-9	км.	0,23	0,07	61,69
82	ВЛ - 0,4 кВ ф.4 -ТП 42-43-9	км.	0,32	0,10	85,83
83	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-43-9	км.	0,87	0,26	233,35
84	ВЛ - 0,4 кВ ф.6 -ТП 42-43-9	км.	0,56	0,17	150,20
85	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-43-15	км.	1,09	0,33	292,36
86	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-43-20	км.	0,61	0,18	163,62
87	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-43-20	км.	0,48	0,14	128,75
88	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-43-21	км.	2,23	0,67	598,14
89	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-43-21	км.	0,33	0,10	88,51
90	ВЛ - 0,4 кВ ф.6 -ТП 42-38-76	км.	0,53	0,16	142,16
91	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-38-87	км.	1,56	0,47	418,43
92	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-43-73	км.	1,09	0,33	292,36
93	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-43-73	км.	1,06	0,32	284,32
94	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-43-79	км.	0,37	0,11	99,24
95	ВЛ - 0,4 кВ ф.18 -ТП 42-43-120	км.	1,20	0,36	321,87
96	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-43-122	км.	1,38	0,41	370,15
97	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-43-122	км.	0,40	0,12	107,29
98	ВЛ - 0,4 кВ ф.7 -ТП 42-45-99	км.	0,54	0,16	144,84
			Итого		**4229,88**
Итого					29351,65

главный инженер ООО "МРЭС" Автайкин П.Н.

начальник ПТО ООО "МРЭС" Жданов А.В.

Приложение № 2.

Участки ВЛ - 0,4 кВ заменяемого голого провода на провод СИП большим сечение на 2016 год.

№ п/п	Наименование объекта	ед. изм.	План		
			Длина линии	Длина участка с заменой голого проводов на провода СИП большего сечения (30 % от общей длины линии)	Стоимость, тыс. руб
РЭС-1 ВЛ - 0,4 кВ					
1	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-05 ф.1	км.	1,05	0,32	281,63
2	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-05 ф.4	км.	1,05	0,32	281,63
3	ВЛ - 0,4 кВ ТП 12-32-03 ф.4	км.	0,73	0,22	195,80
4	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-68 ф.5	км.	0,98	0,29	262,86
5	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-68 ф.3	км.	0,54	0,16	144,84
6	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-68 ф.2	км.	0,30	0,09	80,47
7	ВЛ - 0,4 кВ ТП 12-15-31 ф.10	км.	0,28	0,08	75,10
8	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-65 ф.4	км.	0,60	0,18	160,93
9	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-65 ф.1	км.	1,00	0,30	268,22
10	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-65 ф.2	км.	0,34	0,10	91,20
11	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-53 ф.8	км.	1,65	0,50	442,57
12	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-53 ф.7	км.	1,65	0,50	442,57
13	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-04 ф.2	км.	1,36	0,41	364,78
14	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-13 ф.1	км.	0,12	0,04	32,19
15	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-13 ф.2	км.	0,97	0,29	260,18
16	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-06 ф.5	км.	1,22	0,37	327,23
17	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-06 ф.3	км.	0,53	0,16	142,16
18	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-06 ф.4	км.	0,42	0,13	112,65
19	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-07 ф.1	км.	0,88	0,26	236,04
20	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-07 ф.2	км.	0,09	0,03	24,14
21	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-07 ф.3	км.	0,81	0,24	217,26
22	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-14 ф.2	км.	1,86	0,56	498,89
23	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-14 ф.3	км.	0,42	0,13	112,65
24	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-14 ф.5	км.	0,48	0,14	128,75
25	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-16 ф.2	км.	0,82	0,25	219,94
26	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-16 ф.3	км.	0,96	0,29	257,49
27	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-03 ф.1	км.	0,35	0,11	93,88
28	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-03 ф.2	км.	0,11	0,03	29,50
29	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-03 ф.3	км.	2,03	0,61	544,49
30	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-28 ф.1	км.	1,05	0,32	281,63
31	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-17 ф.3	км.	0,32	0,10	85,83

32	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-17-08 ф.7	км.	1,56	0,47	418,43
33	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-17-08 ф.16	км.	2,08	0,62	557,90
34	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-17-19 ф.1	км.	1,45	0,44	388,92
35	ВЛ - 0,4 кВ ТП 12-49-30 ф.2	км.	2,53	0,76	678,60
36	ВЛ - 0,4 кВ ТП 12-49-30 ф.4	км.	2,73	0,82	732,25
37	ВЛ - 0,4 кВ ТП 12-49-30 ф.5	км.	3,39	1,02	909,28
38	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-06-23 ф.1	км.	2,61	0,78	700,06
39	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-06-23 ф.3	км.	1,19	0,36	319,19
40	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-04 ф.1	км.	2,53	0,76	678,60
41	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-04 ф.2	км.	1,48	0,44	396,97
42	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-04 ф.3	км.	1,51	0,45	405,02
43	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-04 ф.4	км.	1,08	0,32	289,68
44	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-09 ф.1	км.	1,19	0,36	319,19
45	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-09 ф.2	км.	0,99	0,30	265,54
46	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-09 ф.3	км.	1,51	0,45	405,02
47	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-20 ф.1	км.	0,09	0,03	24,14
48	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-20 ф.2	км.	0,13	0,04	34,87
49	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-20 ф.3	км.	0,45	0,14	120,70
50	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-20 ф.14	км.	0,09	0,03	24,14
51	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-17-16 ф.1	км.	0,18	0,05	48,28
52	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-17-16 ф.4	км.	0,16	0,05	42,92
53	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-17-16 ф.8	км.	0,13	0,04	34,87
54	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-17-16 ф.7	км.	2,72	0,82	729,57
55	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-02 ф.1	км.	1,32	0,40	354,05
56	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-02 ф.3	км.	1,10	0,33	295,05
57	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-02 ф.4	км.	0,50	0,15	134,11
58	ВЛ - 0,4 кВ ТП 26-29-02 ф.4	км.	0,79	0,24	211,90
59	ВЛ - 0,4 кВ ТП 26-29-02 ф.3	км.	0,30	0,09	80,47
60	ВЛ - 0,4 кВ ТП 26-29-02 ф.2	км.	0,96	0,29	257,49
61	ВЛ - 0,4 кВ ТП 26-29-02 ф.1	км.	2,23	0,67	598,14
			Итого		**17152,87**
	РЭС-2 ВЛ - 0,4 кВ				
62	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-32 ф. 3	км.	0,95	0,29	254,81
63	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 1	км.	0,90	0,27	241,40
64	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 2	км.	0,95	0,29	254,81
65	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 3	км.	1,00	0,30	268,22
66	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-21 ф. 1	км.	1,60	0,48	429,16
67	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-21 ф. 2	км.	1,05	0,32	281,63
68	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-70 ф. 3	км.	2,50	0,75	670,56
69	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-16-56 ф. 1	км.	0,96	0,29	257,49
70	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-19-03 ф. 2	км.	0,20	0,06	53,64
71	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-19-03 ф. 3	км.	0,32	0,10	85,83
72	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-19-03 ф. 6	км.	1,00	0,30	268,22
73	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-03 ф. 1	км.	1,79	0,54	480,12
74	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-03 ф. 2	км.	1,02	0,31	273,59
75	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-05 ф. 1	км.	1,48	0,44	396,97
76	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-05 ф. 2	км.	3,11	0,93	834,17
77	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-01 ф. 1	км.	0,93	0,28	249,45
78	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-01 ф. 2	км.	0,53	0,16	142,16

79	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-02 ф. 1	км.	0,87	0,26	233,35
80	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-02 ф. 2	км.	3,99	1,20	1070,21
81	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-02 ф. 3	км.	0,85	0,26	227,99
82	ВЛ-0,4 кВ ТП 71-04-14 ф. 1	км.	1,77	0,53	474,75
83	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-01 ф. 1	км.	1,03	0,31	276,27
84	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-01 ф. 2	км.	0,78	0,23	209,21
85	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-01 ф. 3	км.	1,15	0,35	308,46
86	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-01 ф. 4	км.	2,20	0,66	590,09
87	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-02 ф. 2	км.	1,60	0,48	429,16
88	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-04 ф. 1	км.	1,27	0,38	340,64
89	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-04 ф. 2	км.	0,45	0,14	120,70
90	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-04 ф. 3	км.	0,53	0,16	142,16
91	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-16-61 ф. 1	км.	0,18	0,05	48,28
92	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-16-61 ф. 2	км.	1,50	0,45	402,33
93	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-16-61 ф. 3	км.	1,03	0,31	276,27
94	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-32 ф. 1	км.	1,20	0,36	321,87
95	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-32 ф. 2	км.	0,93	0,28	249,45
96	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 1	км.	0,86	0,26	230,67
97	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 2	км.	0,90	0,27	241,40
98	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 3	км.	1,16	0,35	311,14
			Итого		**11946,66**
Итого					29099,52

главный инженер ООО "МРЭС" Автайкин П.Н.

начальник ПТО ООО "МРЭС" Жданов А.В.

Приложение № 3.

Участки ВЛ - 0,4 кВ заменяемого голого провода на провод СИП большим сечение на 2017 год.

№ п/п	Наименование объекта	ед. изм.	План		
			Длина линии	Длина участка с заменой проводов на провода большего сечения (30 % от общей длины линии)	Стоимость, тыс. руб
РЭС-1 ВЛ - 0,4 кВ					
1	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-05 ф.1	км.	1,05	0,32	281,63
2	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-05 ф.4	км.	1,05	0,32	281,63
3	ВЛ - 0,4 кВ ТП 12-32-03 ф.4	км.	0,73	0,22	195,80
4	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-68 ф.5	км.	0,98	0,29	262,86
5	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-68 ф.3	км.	0,54	0,16	144,84
6	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-68 ф.2	км.	0,30	0,09	80,47
7	ВЛ - 0,4 кВ ТП 12-15-31 ф.10	км.	0,28	0,08	75,10
8	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-65 ф.4	км.	0,60	0,18	160,93
9	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-65 ф.1	км.	1,00	0,30	268,22
10	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-65 ф.2	км.	0,34	0,10	91,20
11	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-53 ф.8	км.	1,65	0,50	442,57
12	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-53 ф.7	км.	1,65	0,50	442,57
13	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-04 ф.2	км.	1,36	0,41	364,78
14	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-13 ф.1	км.	0,12	0,04	32,19
15	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-13 ф.2	км.	0,97	0,29	260,18
16	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-06 ф.5	км.	1,22	0,37	327,23
17	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-06 ф.3	км.	0,53	0,16	142,16
18	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-06 ф.4	км.	0,42	0,13	112,65
19	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-07 ф.1	км.	0,88	0,26	236,04
20	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-07 ф.2	км.	0,09	0,03	24,14
21	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-07 ф.3	км.	0,81	0,24	217,26
22	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-14 ф.2	км.	1,86	0,56	498,89
23	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-14 ф.3	км.	0,42	0,13	112,65
24	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-14 ф.5	км.	0,48	0,14	128,75
25	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-16 ф.2	км.	0,82	0,25	219,94
26	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-16 ф.3	км.	0,96	0,29	257,49
27	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-03 ф.1	км.	0,35	0,11	93,88
28	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-03 ф.2	км.	0,11	0,03	29,50
29	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-03 ф.3	км.	2,03	0,61	544,49
30	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-28 ф.1	км.	1,05	0,32	281,63
31	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-17 ф.3	км.	0,32	0,10	85,83
32	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-17-08 ф.7	км.	1,56	0,47	418,43
33	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-17-08 ф.16	км.	2,08	0,62	557,90

			Итого		**7673,86**
	РЭС-2 ВЛ - 0,4 кВ				
34	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 4	км.	1,22	0,37	327,23
35	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-21 ф. 1	км.	1,88	0,56	504,26
36	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-21 ф. 2	км.	0,90	0,27	241,40
37	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-19-02 ф. 3	км.	0,29	0,09	77,78
38	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-19-02 ф. 4	км.	0,55	0,17	147,52
39	ВЛ-0,4 кВ ТП 76-05-01 ф. 1	км.	2,88	0,86	772,48
40	ВЛ-0,4 кВ ТП 76-05-01 ф. 2	км.	0,40	0,12	107,29
41	ВЛ-0,4 кВ ТП 76-05-01 ф. 3	км.	1,00	0,30	268,22
42	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-21 ф. 2	км.	0,90	0,27	241,40
43	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-07 ф. 1	км.	1,45	0,44	388,92
44	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-07 ф. 2	км.	0,42	0,13	112,65
45	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-07 ф. 3	км.	0,72	0,22	193,12
46	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-06 ф. 1	км.	0,42	0,13	112,65
47	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-06 ф. 2	км.	0,75	0,23	201,17
			Итого		**3696,11**
	РЭС-3 ВЛ - 0,4 кВ				
48	ВЛ - 0,4 кВ ф.2-ТП 42-45-103	км.	0,92	0,28	246,77
49	ВЛ - 0,4 кВ ф.5 -ТП 42-43-9	км.	0,23	0,07	61,69
50	ВЛ - 0,4 кВ ф.4 -ТП 42-43-9	км.	0,32	0,10	85,83
51	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-43-9	км.	0,87	0,26	233,35
52	ВЛ - 0,4 кВ ф.6 -ТП 42-43-9	км.	0,56	0,17	150,20
53	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-43-15	км.	1,09	0,33	292,36
54	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-43-20	км.	0,61	0,18	163,62
55	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-43-20	км.	0,48	0,14	128,75
56	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-43-21	км.	2,23	0,67	598,14
57	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-43-21	км.	0,33	0,10	88,51
58	ВЛ - 0,4 кВ ф.6 -ТП 42-38-76	км.	0,53	0,16	142,16
59	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-38-87	км.	1,56	0,47	418,43
60	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-43-73	км.	1,09	0,33	292,36
61	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-43-73	км.	1,06	0,32	284,32
62	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-43-79	км.	0,37	0,11	99,24
63	ВЛ - 0,4 кВ ф.18 -ТП 42-43-120	км.	1,20	0,36	321,87
64	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-43-122	км.	1,38	0,41	370,15
65	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-43-122	км.	0,40	0,12	107,29
66	ВЛ - 0,4 кВ ф.7 -ТП 42-45-99	км.	0,54	0,16	144,84
67	ВЛ - 0,4 кВ ф.5 -ТП 42-45-99	км.	0,42	0,13	112,65
68	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-45-100	км.	1,68	0,50	450,61
69	ВЛ - 0,4 кВ ф.4 -ТП 42-45-100	км.	0,41	0,12	109,97
70	ВЛ - 0,4 кВ ф.5 -ТП 42-45-100	км.	0,96	0,29	257,49
71	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-45-101	км.	1,75	0,53	469,39
72	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-45-101	км.	0,77	0,23	206,53
73	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-45-102	км.	2,12	0,64	568,63
74	ВЛ - 0,4 кВ ф.4 -ТП 42-45-104	км.	0,29	0,09	77,78
75	ВЛ - 0,4 кВ ф.3-1 -ТП 42-45-104	км.	0,83	0,25	222,63
76	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-45-104	км.	0,63	0,19	168,98
77	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-45-119	км.	1,52	0,46	407,70
78	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-45-119	км.	2,01	0,60	539,13

79	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-45-119	км.	0,89	0,27	238,72
80	ВЛ - 0,4 кВ ф.4 -ТП 42-38-125	км.	0,37	0,11	99,24
81	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-38-48	км.	0,91	0,27	244,08
82	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-38-45	км.	0,86	0,26	230,67
83	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-38-34	км.	1,20	0,36	321,87
84	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-38-28	км.	1,05	0,32	281,63
85	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-38-23	км.	0,54	0,16	144,84
86	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-38-22	км.	1,30	0,39	348,69
87	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-38-22	км.	1,66	0,50	445,25
88	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-38-19	км.	1,23	0,37	329,91
89	ВЛ - 0,4 кВ ф.7-ТП 42-38-12	км.	1,56	0,47	418,43
90	ВЛ - 0,4 кВ ф.5-ТП 42-38-12	км.	0,67	0,20	179,71
91	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-38-12	км.	1,66	0,50	445,25
92	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-38-12	км.	0,54	0,16	144,84
93	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-38-11	км.	2,01	0,60	539,13
94	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-38-11	км.	0,61	0,18	163,62
95	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-38-11	км.	0,58	0,17	155,57
96	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-43-06	км.	3,61	1,08	968,29
97	ВЛ - 0,4 кВ ф.6 -ТП 42-43-05	км.	1,25	0,38	335,28
98	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-43-04	км.	1,00	0,30	268,22
99	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-43-04	км.	1,19	0,36	319,19
			Итого		**14443,81**
Итого					25813,79

главный инженер ООО "МРЭС" Автайкин П.Н.

начальник ПТО ООО "МРЭС" Жданов А.В.

Приложение № 4.

Участки ВЛ - 0,4 кВ заменяемого голого провода на провод СИП большим сечение на 2018 год.

№ п/п	Наименование объекта	ед. изм.	План		
			Длина линии	Длина участка с заменой проводов на провода большего сечения (30 % от общей длины линии)	Стоимость, тыс. руб
РЭС-2 ВЛ - 0,4 кВ					
1	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-21 ф. 1	км.	1,60	0,48	429,16
2	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-21 ф. 2	км.	1,05	0,32	281,63
3	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-70 ф. 3	км.	2,50	0,75	670,56
4	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-16-56 ф. 1	км.	0,96	0,29	257,49
5	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-19-03 ф. 2	км.	0,20	0,06	53,64
6	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-19-03 ф. 3	км.	0,32	0,10	85,83
7	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-19-03 ф. 6	км.	1,00	0,30	268,22
8	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-03 ф. 1	км.	1,79	0,54	480,12
9	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-03 ф. 2	км.	1,02	0,31	273,59
10	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-05 ф. 1	км.	1,48	0,44	396,97
11	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-05 ф. 2	км.	3,11	0,93	834,17
12	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-01 ф. 1	км.	0,93	0,28	249,45
13	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-01 ф. 2	км.	0,53	0,16	142,16
14	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-02 ф. 1	км.	0,87	0,26	233,35
15	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-02 ф. 2	км.	3,99	1,20	1070,21
16	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-02 ф. 3	км.	0,85	0,26	227,99
17	ВЛ-0,4 кВ ТП 71-04-14 ф. 1	км.	1,77	0,53	474,75
18	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-01 ф. 1	км.	1,03	0,31	276,27
19	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-01 ф. 2	км.	0,78	0,23	209,21
20	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-01 ф. 3	км.	1,15	0,35	308,46
21	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-01 ф. 4	км.	2,20	0,66	590,09
22	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-01-02 ф. 2	км.	1,60	0,48	429,16
23	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-04 ф. 1	км.	1,27	0,38	340,64
24	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-04 ф. 2	км.	0,45	0,14	120,70
25	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-04 ф. 3	км.	0,53	0,16	142,16
26	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-16-61 ф. 1	км.	0,18	0,05	48,28
27	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-16-61 ф. 2	км.	1,50	0,45	402,33
28	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-16-61 ф. 3	км.	1,03	0,31	276,27
29	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-32 ф. 1	км.	1,20	0,36	321,87
30	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-32 ф. 2	км.	0,93	0,28	249,45
31	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 1	км.	0,86	0,26	230,67
32	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 2	км.	0,90	0,27	241,40

33	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 3	км.	1,16	0,35	311,14
34	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 4	км.	1,22	0,37	327,23
35	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-21 ф. 1	км.	1,88	0,56	504,26
36	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-21 ф. 2	км.	0,90	0,27	241,40
37	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-19-02 ф. 3	км.	0,29	0,09	77,78
38	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-19-02 ф. 4	км.	0,55	0,17	147,52
39	ВЛ-0,4 кВ ТП 76-05-01 ф. 1	км.	2,88	0,86	772,48
40	ВЛ-0,4 кВ ТП 76-05-01 ф. 2	км.	0,40	0,12	107,29
41	ВЛ-0,4 кВ ТП 76-05-01 ф. 3	км.	1,00	0,30	268,22
42	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-21 ф. 2	км.	0,90	0,27	241,40
43	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-07 ф. 1	км.	1,45	0,44	388,92
44	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-07 ф. 2	км.	0,42	0,13	112,65
45	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-07 ф. 3	км.	0,72	0,22	193,12
46	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-06 ф. 1	км.	0,42	0,13	112,65
47	ВЛ-0,4 кВ ТП 46-03-06 ф. 2	км.	0,75	0,23	201,17
			Итого		**14623,52**
	РЭС-3 ВЛ - 0,4 кВ				
48	ВЛ - 0,4 кВ ф.2-ТП 42-45-103	км.	0,92	0,28	246,77
49	ВЛ - 0,4 кВ ф.5 -ТП 42-43-9	км.	0,23	0,07	61,69
50	ВЛ - 0,4 кВ ф.4 -ТП 42-43-9	км.	0,32	0,10	85,83
51	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-43-9	км.	0,87	0,26	233,35
52	ВЛ - 0,4 кВ ф.6 -ТП 42-43-9	км.	0,56	0,17	150,20
53	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-43-15	км.	1,09	0,33	292,36
54	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-43-20	км.	0,61	0,18	163,62
55	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-43-20	км.	0,48	0,14	128,75
56	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-43-21	км.	2,23	0,67	598,14
57	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-43-21	км.	0,33	0,10	88,51
58	ВЛ - 0,4 кВ ф.6 -ТП 42-38-76	км.	0,53	0,16	142,16
59	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-38-87	км.	1,56	0,47	418,43
60	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-43-73	км.	1,09	0,33	292,36
61	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-43-73	км.	1,06	0,32	284,32
62	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-43-79	км.	0,37	0,11	99,24
63	ВЛ - 0,4 кВ ф.18 -ТП 42-43-120	км.	1,20	0,36	321,87
64	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-43-122	км.	1,38	0,41	370,15
65	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-43-122	км.	0,40	0,12	107,29
66	ВЛ - 0,4 кВ ф.7 -ТП 42-45-99	км.	0,54	0,16	144,84
67	ВЛ - 0,4 кВ ф.5 -ТП 42-45-99	км.	0,42	0,13	112,65
68	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-45-100	км.	1,68	0,50	450,61
69	ВЛ - 0,4 кВ ф.4 -ТП 42-45-100	км.	0,41	0,12	109,97
70	ВЛ - 0,4 кВ ф.5 -ТП 42-45-100	км.	0,96	0,29	257,49
71	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-45-101	км.	1,75	0,53	469,39
72	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-45-101	км.	0,77	0,23	206,53
73	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-45-102	км.	2,12	0,64	568,63
74	ВЛ - 0,4 кВ ф.4 -ТП 42-45-104	км.	0,29	0,09	77,78
75	ВЛ - 0,4 кВ ф.3-1 -ТП 42-45-104	км.	0,83	0,25	222,63
76	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-45-104	км.	0,63	0,19	168,98
77	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-45-119	км.	1,52	0,46	407,70
78	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-45-119	км.	2,01	0,60	539,13
79	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-45-119	км.	0,89	0,27	238,72

80	ВЛ - 0,4 кВ ф.4 -ТП 42-38-125	км.	0,37	0,11	99,24
81	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-38-48	км.	0,91	0,27	244,08
82	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-38-45	км.	0,86	0,26	230,67
83	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-38-34	км.	1,20	0,36	321,87
84	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-38-28	км.	1,05	0,32	281,63
85	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-38-23	км.	0,54	0,16	144,84
86	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-38-22	км.	1,30	0,39	348,69
87	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-38-22	км.	1,66	0,50	445,25
88	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-38-19	км.	1,23	0,37	329,91
89	ВЛ - 0,4 кВ ф.7-ТП 42-38-12	км.	1,56	0,47	418,43
90	ВЛ - 0,4 кВ ф.5-ТП 42-38-12	км.	0,67	0,20	179,71
91	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-38-12	км.	1,66	0,50	445,25
92	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-38-12	км.	0,54	0,16	144,84
93	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-38-11	км.	2,01	0,60	539,13
94	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-38-11	км.	0,61	0,18	163,62
95	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-38-11	км.	0,58	0,17	155,57
96	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-43-06	км.	3,61	1,08	968,29
97	ВЛ - 0,4 кВ ф.6 -ТП 42-43-05	км.	1,25	0,38	335,28
98	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-43-04	км.	1,00	0,30	268,22
99	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-43-04	км.	1,19	0,36	319,19
			Итого		**14443,81**
Итого					29067,34

главный инженер ООО "МРЭС" Автайкин П.Н.

начальник ПТО ООО "МРЭС" Жданов А.В.

Приложение № 5.

Участки ВЛ - 0,4 кВ заменяемого голого провода на провод СИП большим сечение на 2019 год.

№ п/п	Наименование объекта	ед. изм.	План		
			Длина линии	Длина участка с заменой проводов на провода большего сечения (30 % от общей длины линии)	Стоимость, тыс. руб
РЭС-1 ВЛ - 0,4 кВ					
1	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-05 ф.1	км.	1,05	0,32	281,63
2	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-05 ф.4	км.	1,05	0,32	281,63
3	ВЛ - 0,4 кВ ТП 12-32-03 ф.4	км.	0,73	0,22	195,80
4	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-68 ф.5	км.	0,98	0,29	262,86
5	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-68 ф.3	км.	0,54	0,16	144,84
6	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-68 ф.2	км.	0,30	0,09	80,47
7	ВЛ - 0,4 кВ ТП 12-15-31 ф.10	км.	0,28	0,08	75,10
8	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-65 ф.4	км.	0,60	0,18	160,93
9	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-65 ф.1	км.	1,00	0,30	268,22
10	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-65 ф.2	км.	0,34	0,10	91,20
11	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-53 ф.8	км.	1,65	0,50	442,57
12	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-53 ф.7	км.	1,65	0,50	442,57
13	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-04 ф.2	км.	1,36	0,41	364,78
14	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-13 ф.1	км.	0,12	0,04	32,19
15	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-13 ф.2	км.	0,97	0,29	260,18
16	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-06 ф.5	км.	1,22	0,37	327,23
17	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-06 ф.3	км.	0,53	0,16	142,16
18	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-06 ф.4	км.	0,42	0,13	112,65
19	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-07 ф.1	км.	0,88	0,26	236,04
20	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-07 ф.2	км.	0,09	0,03	24,14
21	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-07 ф.3	км.	0,81	0,24	217,26
22	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-14 ф.2	км.	1,86	0,56	498,89
23	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-14 ф.3	км.	0,42	0,13	112,65
24	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-14 ф.5	км.	0,48	0,14	128,75
25	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-16 ф.2	км.	0,82	0,25	219,94
26	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-16 ф.3	км.	0,96	0,29	257,49
27	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-03 ф.1	км.	0,35	0,11	93,88
28	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-03 ф.2	км.	0,11	0,03	29,50
29	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-03 ф.3	км.	2,03	0,61	544,49
30	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-28 ф.1	км.	1,05	0,32	281,63
31	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-17 ф.3	км.	0,32	0,10	85,83
32	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-17-08 ф.7	км.	1,56	0,47	418,43
33	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-17-08 ф.16	км.	2,08	0,62	557,90
34	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-17-19 ф.1	км.	1,45	0,44	388,92
35	ВЛ - 0,4 кВ ТП 12-49-30 ф.2	км.	2,53	0,76	678,60
36	ВЛ - 0,4 кВ ТП 12-49-30 ф.4	км.	2,73	0,82	732,25
37	ВЛ - 0,4 кВ ТП 12-49-30 ф.5	км.	3,39	1,02	909,28
38	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-06-23 ф.1	км.	2,61	0,78	700,06

39	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-06-23 ф.3	км.	1,19	0,36	319,19
40	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-04 ф.1	км.	2,53	0,76	678,60
41	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-04 ф.2	км.	1,48	0,44	396,97
42	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-04 ф.3	км.	1,51	0,45	405,02
43	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-04 ф.4	км.	1,08	0,32	289,68
44	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-09 ф.1	км.	1,19	0,36	319,19
45	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-09 ф.2	км.	0,99	0,30	265,54
46	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-09 ф.3	км.	1,51	0,45	405,02
47	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-20 ф.1	км.	0,09	0,03	24,14
48	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-20 ф.2	км.	0,13	0,04	34,87
49	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-20 ф.3	км.	0,45	0,14	120,70
50	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-21-20 ф.14	км.	0,09	0,03	24,14
51	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-17-16 ф.1	км.	0,18	0,05	48,28
52	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-17-16 ф.4	км.	0,16	0,05	42,92
53	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-17-16 ф.8	км.	0,13	0,04	34,87
54	ВЛ - 0,4 кВ ТП 11-17-16 ф.7	км.	2,72	0,82	729,57
55	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-02 ф.1	км.	1,32	0,40	354,05
56	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-02 ф.3	км.	1,10	0,33	295,05
57	ВЛ - 0,4 кВ ТП 34-16-02 ф.4	км.	0,50	0,15	134,11
58	ВЛ - 0,4 кВ ТП 26-29-02 ф.4	км.	0,79	0,24	211,90
59	ВЛ - 0,4 кВ ТП 26-29-02 ф.3	км.	0,30	0,09	80,47
60	ВЛ - 0,4 кВ ТП 26-29-02 ф.2	км.	0,96	0,29	257,49
61	ВЛ - 0,4 кВ ТП 26-29-02 ф.1	км.	2,23	0,67	598,14
			Итого		**17152,87**
	РЭС-2 ВЛ - 0,4 кВ				
62	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-32 ф. 3	км.	0,95	0,29	254,81
63	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 1	км.	0,90	0,27	241,40
64	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 2	км.	0,95	0,29	254,81
65	ВЛ-0,4 кВ ТП 19-18-39 ф. 3	км.	1,00	0,30	268,22
			Итого		**1019,25**
	РЭС-3 ВЛ - 0,4 кВ				
66	ВЛ - 0,4 кВ ф.5 -ТП 42-45-99	км.	0,42	0,13	112,65
67	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-45-100	км.	1,68	0,50	450,61
68	ВЛ - 0,4 кВ ф.4 -ТП 42-45-100	км.	0,41	0,12	109,97
69	ВЛ - 0,4 кВ ф.5 -ТП 42-45-100	км.	0,96	0,29	257,49
70	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-45-101	км.	1,75	0,53	469,39
71	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-45-101	км.	0,77	0,23	206,53
72	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-45-102	км.	2,12	0,64	568,63
73	ВЛ - 0,4 кВ ф.4 -ТП 42-45-104	км.	0,29	0,09	77,78
74	ВЛ - 0,4 кВ ф.3-1 -ТП 42-45-104	км.	0,83	0,25	222,63
75	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-45-104	км.	0,63	0,19	168,98
76	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-45-119	км.	1,52	0,46	407,70
77	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-45-119	км.	2,01	0,60	539,13
78	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-45-119	км.	0,89	0,27	238,72
79	ВЛ - 0,4 кВ ф.4 -ТП 42-38-125	км.	0,37	0,11	99,24
80	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-38-48	км.	0,91	0,27	244,08
81	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-38-45	км.	0,86	0,26	230,67
82	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-38-34	км.	1,20	0,36	321,87
83	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-38-28	км.	1,05	0,32	281,63
84	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-38-23	км.	0,54	0,16	144,84
85	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-38-22	км.	1,30	0,39	348,69
86	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-38-22	км.	1,66	0,50	445,25
87	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-38-19	км.	1,23	0,37	329,91

88	ВЛ - 0,4 кВ ф.7-ТП 42-38-12	км.	1,56	0,47	418,43
89	ВЛ - 0,4 кВ ф.5-ТП 42-38-12	км.	0,67	0,20	179,71
90	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-38-12	км.	1,66	0,50	445,25
91	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-38-12	км.	0,54	0,16	144,84
92	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-38-11	км.	2,01	0,60	539,13
93	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-38-11	км.	0,61	0,18	163,62
94	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-38-11	км.	0,58	0,17	155,57
95	ВЛ - 0,4 кВ ф.1 -ТП 42-43-06	км.	3,61	1,08	968,29
96	ВЛ - 0,4 кВ ф.6 -ТП 42-43-05	км.	1,25	0,38	335,28
97	ВЛ - 0,4 кВ ф.3 -ТП 42-43-04	км.	1,00	0,30	268,22
98	ВЛ - 0,4 кВ ф.2 -ТП 42-43-04	км.	1,19	0,36	319,19
			Итого		**10213,94**
Итого					28386,05

главный инженер ООО "МРЭС" Автайкин П.Н.

начальник ПТО ООО "МРЭС" Жданов А.В.