**

ё

*2020*

**Отчет**

**по результатам анализа принятых регулирующим органом тарифно-балансовых решений за 2019 год в отношении филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго»**

**по Договору на оказание услуг по проведению экспертизы тарифно-балансовых решений, принятых регулирующими органами   
за период 2017-2019гг.,   
№ 18.4000.34.20 от 29.01.2020 года**

**Этап № 1.1.2.**

*Оглавление*

[1. Вводная часть 6](#_Toc41578447)

[1.1. Сведения о Заказчике 6](#_Toc41578448)

[1.2. Сведения об Исполнителе 6](#_Toc41578449)

[1.3. Основание для оказания услуг 7](#_Toc41578450)

[1.4. Цель оказания услуг 7](#_Toc41578451)

[1.5. Нормативно-правовая база 9](#_Toc41578452)

[2. Краткая характеристика параметров регулирования филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» при принятии РСТ Забайкальского края тарифно – балансовых решений на 2019 год 12](#_Toc41578453)

[3. Анализ исполнения инвестиционных программ, учтенных регулирующим органом при принятии тарифно-балансовых решений на 2019 год 14](#_Toc41578454)

[4. Экспертиза расчета необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго», сформированной на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности, в том числе анализ фактических расходов на оплату услуг ТСО с календарной разбивкой по полугодиям 2019 года 42](#_Toc41578455)

[4.1. Экспертиза долгосрочных параметров расчета необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» 42](#_Toc41578456)

[4.2. Анализ фактических расходов филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» на оплату услуг ТСО с календарной разбивкой по полугодиям 2019 года 54](#_Toc41578457)

[5. Экспертиза обоснованности корректировок необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго», проведенных РСТ Забайкальского края при определении необходимой валовой выручки на 2019 год 63](#_Toc41578458)

[5.1. Экспертиза обоснованности определения величины корректировки, возникающей в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг по регулируемому виду деятельности от утвержденной при установлении тарифов 66](#_Toc41578459)

[5.2. Экспертиза обоснованности определения величины компенсации операционных расходов, связанной с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям 69](#_Toc41578460)

[5.3. Экспертиза обоснованности определения величины компенсации фактически понесенных неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов 73](#_Toc41578461)

[5.4. Экспертиза обоснованности определения компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов 98](#_Toc41578462)

[5.5. Экспертиза обоснованности корректировки необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы 102](#_Toc41578463)

[5.6. Экспертиза обоснованности корректировки необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг 132](#_Toc41578464)

[5.7. Экспертиза корректировки НВВ филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго», осуществляемой в связи с выявленными выпадающими расходами/недополученными доходами 135](#_Toc41578465)

[5.8. Величина изменения НВВ, производимого в целях сглаживания роста тарифов в последний год долгосрочного периода регулирования 145](#_Toc41578466)

[5.9. Обобщенные данные по обоснованности корректировок необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго», проведенных РСТ Забайкальского края при определении необходимой валовой выручки на 2019 год 149](#_Toc41578467)

[6. Анализ экономически обоснованных выпадающих расходов/недополученных доходов, полученных филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» за 2017-2018 гг. в результате принятых РСТ Забайкальского края тарифно – балансовых решений, в том числе анализ соответствия фактической товарной выручки филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» от передачи электрической энергии по единым (котловым) тарифам необходимой валовой выручке, утвержденной регулирующим органом 151](#_Toc41578468)

[7. Экономическая оценка результатов деятельности филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» за 2017-2018 годы по оказанию услуг по передаче электрической энергии 174](#_Toc41578469)

Настоящий Отчет по результатам анализа принятых регулирующим органом тарифно-балансовых решений за 2019 год в отношении ПАО «МРСК Сибири» (далее – Заказчик) составлен ООО «Экспертная компания ЭПАР» (далее – Исполнитель) на основании экспертизы тарифно-балансовых решений, принятых регулирующим органом в отношении филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» (далее – регулируемая организация, Филиал «Читаэнерго») при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки на 2019 год на территории Забайкальского края, экспертизы обосновывающих материалов, представленных филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» в регулирующий орган – Региональную службу по тарифам и ценообразованию Забайкальского края (далее – регулирующий орган, РСТ Забайкальского края) в рамках рассмотрения дел об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, экспертизы обоснованности решений, принятых Региональной службой по тарифам и ценообразованию Забайкальского края при определении необходимой валовой выручки (далее – НВВ) филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, а именно:

* 1. Анализа исполнения инвестиционных программ, учтенных Региональной службой по тарифам и ценообразованию Забайкальского края при принятии тарифно-балансовых решений на 2019 год.
  2. Экспертизы расчета необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго», сформированной на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности, в том числе анализа фактических расходов на оплату услуг ТСО с календарной разбивкой по полугодиям 2019 года.
  3. Экспертизы обоснованности корректировок необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго», проведенных Региональной службой по тарифам и ценообразованию Забайкальского края при определении необходимой валовой выручки на 2019 год.
  4. Анализа экономически обоснованных выпадающих расходов/недополученных доходов, полученных филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» за 2017-2018 гг. в результате принятых Региональной службой по тарифам и ценообразованию Забайкальского края тарифно-балансовых решений, в том числе анализа соответствия фактической товарной выручки филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» от передачи электрической энергии по единым (котловым) тарифам необходимой валовой выручке, утвержденной регулирующим органом.
  5. Экономической оценки результатов деятельности филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» за 2017-2018 годы по оказанию услуг по передаче электрической энергии.

Исполнителем рассматривались и принимались во внимание все представленные документы, имеющие значение для оценки обоснованности принятых Региональной службой по тарифам и ценообразованию Забайкальского края тарифно-балансовых решений, при этом Исполнитель исходил из того, что представленная Заказчиком информация является достоверной. Ответственность за достоверность информации несет руководитель Заказчика.

Генеральный директор ООО «ЭК ЭПАР» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_В. Н. Логинов

### **Вводная часть**

### **Сведения о Заказчике**

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование | Информация |
| Организационно-правовая форма и полное наименование Заказчика | Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири» |
| Краткое наименование Заказчика | ПАО «МРСК Сибири» |
| ОГРН | 1052460054327 |
| ИНН/КПП | 2460069527/997650001 |
| Юридический адрес Заказчика | 660 021, г. Красноярск, ул. Бограда, 144а |
| Место нахождения Заказчика | 660 021, г. Красноярск, ул. Бограда, 144а |
| Реквизиты Заказчика | р/с № 40702810031020004498  Красноярское отделение № 8646 ПАО Сбербанк г. Красноярск  БИК 040407627  к/с№30101810800000000627 |
| Получатель услуги | Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» |
| Юридический и почтовый адрес | 672 010, Забайкальский край, г. Чита,  ул. Анохина, 7 |

### **Сведения об Исполнителе**

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование | Информация |
| Организационно-правовая форма и полное наименование Исполнителя | Общество с ограниченной ответственностью «Экспертная компания ЭПАР» |
| Краткое наименование Исполнителя | ООО «ЭК ЭПАР» |
| ОГРН | 1027700164304 |
| ИНН / КПП | 7722184448 / 770401001 |
| Юридический адрес Исполнителя | 119 121, г. Москва, 1-й пер. Тружеников, д. 14, стр. 2, помещение № I, этаж – П, комната 8 |
| Место нахождения Исполнителя | 123 557, г. Москва, Средний Тишинский переулок, д. 28 |
| Реквизиты | р/с 40702810287060000071 ПАО РОСБАНК к/с 30101810000000000256  БИК 044525256 |

### **Основание для оказания услуг**

Основанием для оказания услуг является договор № 18.4000.34.20 от 29.01.2020 года на оказание услуг по проведению экспертизы тарифно-балансовых решений, принятых регулирующими органами за период 2017-2019 гг., заключенный между Обществом с ограниченной ответственностью «Экспертная компания ЭПАР» (ООО «ЭК ЭПАР»), в лице Генерального директора Логинова Виктора Никитовича, и в лице Генерального директора Логинова Виктора Никитовича, и Публичным акционерным обществом «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири» (ПАО «МРСК Сибири»), в лице Исполняющего обязанности заместителя генерального директора по экономике и финансам Пермякова Дмитрия Юрьевича.

### **Цель оказания услуг**

Экспертиза тарифно-балансовых решений, принятых Региональной службой по тарифам и ценообразованию Забайкальского края в отношении филиала «МРСК Сибири»- «Читаэнерго» при установлении регулируемых тарифов.

Экспертиза обосновывающих материалов, предоставляемых филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» в Региональную службу по тарифам и ценообразованию Забайкальского края в рамках рассмотрения дел об установлении тарифов.

Экспертиза обоснованности решений, принятых Региональной службой по тарифам и ценообразованию Забайкальского края при определении необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» при установлении тарифов.

Подготовка рекомендаций и предложений по решению проблем, выявленных в результате экспертизы тарифно-балансовых решений, принятых Региональной службой по тарифам и ценообразованию Забайкальского края.

**Этап № 1.1.2.**

1.2.1. Анализ исполнения инвестиционных программ, учтенных Региональной службой по тарифам и ценообразованию Забайкальского края при принятии тарифно-балансовых решений на 2019 год.

1.2.2. Экспертиза расчета необходимой валовой выручки филиала   
ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго», сформированной на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности, в том числе анализ фактических расходов на оплату услуг ТСО с календарной разбивкой по полугодиям 2019 года.

1.2.3. Экспертиза обоснованности корректировок необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго», проведенных Региональной службой по тарифам и ценообразованию Забайкальского края при определении необходимой валовой выручки на 2019 год.

1.2.4. Анализ экономически обоснованных выпадающих расходов/недополученных доходов, полученных филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» за 2017-2018 гг. в результате принятых Региональной службой по тарифам и ценообразованию Забайкальского края тарифно-балансовых решений, в том числе анализ соответствия фактической товарной выручки филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» от передачи электрической энергии по единым (котловым) тарифам необходимой валовой выручке, утвержденной Региональной службой по тарифам и ценообразованию Забайкальского края.

1.2.5. Экономическая оценка результатов деятельности филиала   
ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» за 2017-2018 годы по оказанию услуг по передаче электрической энергии.

### **Нормативно-правовая база**

При проведении анализа Исполнитель руководствовался следующими нормативно-правовыми актами (в редакциях, действующих на момент установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии):

* Налоговый кодекс Российской Федерации;
* Федеральный закон Российской Федерации от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
* Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (вместе с «Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», «Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике») (далее – Основы ценообразования № 1178);
* Постановление Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии» (далее – Стандарты раскрытия);
* Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 13.12.2011 № 585 «Об утверждении Порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» (далее – Порядок № 585);
* Приказ ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки» (далее – Методические указания № 98-э);
* Приказ ФСТ России от 30.03.2012 № 228-э «Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала» (далее – Методические указания № 228-э);
* Приказ ФСТ России от 18.03.2015 № 421-э «Об утверждении Методических указаний по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов и внесении изменений в приказы ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э и от 30.03.2012 № 228-э» (далее – Методические указания № 421-э);
* Приказ ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1 «Об утверждении Методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям» (далее – Методические указания № 215-э/1);
* Приказ ФАС России от 29.08.2017 г. № 1135/17 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям» (далее – Методические указания № 1135/17);
* Приказ ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2 «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» (далее – Методические указания № 20-э/2);
* Приказ ФСТ России от 12 апреля 2012 г. №  53-э/1 «Об утверждении Порядка формирования сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации и Порядка определения отношения суммарного за год прогнозного объема потребления электрической энергии населением и приравненными к нему категориями потребителей к объему электрической энергии, соответствующему среднему за год значению прогнозного объема мощности, определенного в отношении указанных категорий потребителей» (далее – Порядок № 53-э/1);
* Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций» (далее – Методические указания № 1256);
* Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 25.04.2018 № 320 «Об утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об отчетах о реализации инвестиционной программы и об обосновывающих их материалах, указанной в абзацах втором - пятом, седьмом и девятом подпункта ж(1) пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. N 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой организацией электронных документов, содержащих информацию об отчетах о реализации инвестиционной программы и об обосновывающих их материалах» (далее – Приказ № 320);
* нормативно-правовые акты Российской Федерации, регулирующие отношения в сфере бухгалтерского учета;
* иные нормативно-правовые акты Российской Федерации, необходимые для анализа.

### **Краткая характеристика параметров регулирования филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» при принятии РСТ Забайкальского края тарифно – балансовых решений на 2019 год**

В соответствии с Основами ценообразования, утвержденными постановлением Правительства РФ № 1178 тарифное регулирование деятельности по передаче электрической энергии осуществляется на долгосрочной основе.

2012-2014 гг. – является первым долгосрочным периодом регулирования с применением метода долгосрочной индексации;

2015-2019 гг. – является вторым долгосрочным периодом регулирования с применением в 2015-2017 гг. метода доходности инвестированного капитала, с 2018-2019 гг. метода долгосрочной индексации.

Переход к регулированию методом RAB и долгосрочные параметры регулирования на 2015-2019 гг. согласованы приказом ФСТ России от 29.12.2014 № 2420-э. Приказом ФСТ России от 29.12.2014 № 2420-э утверждены долгосрочные параметры регулирования деятельности филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» на 2015-2019 гг.

В связи с неисполнением филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» в 2015-2016 гг. инвестиционной программы, утвержденной распоряжением Правительства Забайкальского края от 28.07.2014 № 461-р «Об утверждении инвестиционных программ филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» на 2015-2019 гг.»,РСТ Забайкальского края, руководствуясь пунктом 12 Основ ценообразования № 1178, а также приказом ФСТ России от 18.08.2010 № 183-э/1, согласовала с 01.01.2018 переход регулирования деятельности филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» с применением метода долгосрочной индексации.

Приказом РСТ Забайкальского края от 28.12.2018 г. № 765-НПА   
«Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям на территории Забайкальского края на 2019 год» в редакции приказа №14-НПА от 25.01.2019 г. утверждены единые котловые тарифы на услуги по передаче электрической энергии.

В марте 2019 года ПАО «МРСК Сибири» обратилось в ФАС России с заявлением о рассмотрении спора (разногласий) в области государственного регулирования цен (тарифов) с РСТ Забайкальского края. Спор возник по причине включения РСТ Забайкальского края в состав НВВ 2019 года необоснованной величины корректировки НВВ по изменению (неисполнению) инвестиционной программы за 2017 год и величины дополнительной выручки, выявленной органом регулирования по результатам плановой выездной проверки технико-экономических показателей деятельности по передаче электрической энергии за 2014-2016 гг., подлежащей исключению из НВВ (в части расходов на покупку потерь электрической энергии).

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ПАО «МРСК Сибири»** | **РСТ Забайкальского края** |
| Корректировка НВВ по изменению (неисполнению) инвестиционной программы за 2017 год | - 160 609 | – 480 897 |
| Величина дополнительной выручки, выявленная органом регулирования по результатам плановой проверки деятельности за 2014-2016 гг., подлежащая к исключению из НВВ (в части расходов на покупку технологических потерь э/энергии) | 0 | 160 327,78 тыс. руб.,  в том числе исключено  из НВВ 2019 года - 110 361 тыс. руб. |

Решением № СП/111388/19 от 18.12.2019ФАС России было отказано в удовлетворении требований ПАО «МРСК Сибири

Инвестиционная программа ПАО «МРСК Сибири» на период с 2016 по 2020 годы была утверждена приказом Минэнерго России от 28.12.2015 № 1043. Приказами Минэнерго России от 30.12.2016г. №1471 от 28.12.2017 №30», от 20.12.2018 №25@ и от 28.12.2019г. №30@ в соответствующую Инвестиционную программу были внесены изменения.

### **Анализ исполнения инвестиционных программ, учтенных регулирующим органом при принятии тарифно-балансовых решений на 2019 год**

Приказом от 28.12.2015 № 1043 утверждена инвестиционная программа ПАО «МРСК Сибири» на 2016-2020 гг.

В соответствии с положениями постановления Правительства РФ № 977, Минэнерго России утвердила корректировки инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири»:

- приказ от 30.12.2016 № 1471 «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «МРСК Сибири», утвержденную приказом Министерства Энергетики РФ от 28.12.2015 № 1043»;

- приказ от 28.12.2017 №30@ «Об утверждении инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири» на 2018 – 2022 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «МРСК Сибири», утвержденную приказом Министерства Энергетики РФ от 28.12.2015 № 1043»;

- приказ от 20.12.2018 №25@ «Об утверждении инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири» на 2019-2023 гг. и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «МРСК Сибири», утвержденную приказом Министерства Энергетики РФ от 28.12.2017 № 30@.»;

- приказ от 25.12.2019 №29@ «Об утверждении инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири» на 2020-2024 гг. и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «МРСК Сибири», утвержденную приказом Министерства Энергетики РФ от 20.12.2018 № 25@».

* Так, в соответствии с приказом Минэнерго России от 20.12.2018 №25@ объем финансирования инвестиционной программы на 2019 год по филиалу «Читаэнерго» составил 1 018 779 тыс. руб., в том числе: текущая амортизация, учтенная в тарифе – 831 188,19 тыс. руб.;
* недоиспользованная амортизация прошлых лет – 32 810,81 тыс. руб.;
* возврат НДС – 154 780 тыс. руб.

В соответствии с приказом Минэнерго России от 25.12.2019 №29@ объем финансирования инвестиционной программы на 2019 год по филиалу «Читаэнерго» утвержден в размере 2 081 520,07 тыс. руб. (с НДС), в том числе по источникам:

* прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии – 110 371,07 тыс. руб. (в ИП, утвержденной на момент принятия тарифно-балансовых решений на 2019 год не предусмотрена);
* прибыль от технологического присоединения, направляемая на инвестиции – 648 919,20 тыс. руб. (в ИП, утвержденной на момент принятия тарифно-балансовых решений на 2019 год не предусмотрена);
* текущая амортизация, учтенная в тарифе – 790 189 тыс. руб. (ниже, чем в ИП, утвержденной на момент принятия тарифно-балансовых решений на 2019 год, на 40 499,19 тыс. руб.);
* недоиспользованная амортизация прошлых лет не предусмотрена (в ИП, утвержденной на момент принятия тарифно-балансовых решений на 2019 год, 32 810, 81 тыс. руб.);
* возврат НДС – 266 898,06 тыс. руб. (выше, чем в ИП, утвержденной на момент принятия тарифно-балансовых решений на 2019 год, на 112 118,06 тыс. руб.);
* прочие собственные средства - 66 370,20 тыс. руб. (в ИП, утвержденной на момент принятия тарифно-балансовых решений на 2019 год не предусмотрено);
* привлеченные средства- 198 772,54 тыс. руб. (в ИП, утвержденной на момент принятия тарифно-балансовых решений на 2019 г. не предусмотрено).

В соответствии с Экспертным заключением по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго», на 2019 год с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, при расчете НВВ РСТ Забайкальского края принята амортизация в размере 809 830,26 тыс. руб.

В соответствии с п. 11 Методических указаний № 98-э при определении величины корректировки НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы используется плановый размер финансирования инвестиционной программы, утвержденной (скорректированной) на год (i-2) до его начала.

В связи с этим оценка исполнения инвестиционной программы проводилась Исполнителем исходя из опубликованной Инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири» в части филиала «Читаэнерго», в соответствии с требованиями Стандартов раскрытия информации, фактической информации из отчетов о реализации инвестиционной программы за 2019 год. Исполнителем в качестве плановых показателей в рамках анализа исполнения инвестиционной программы за 2019 год приняты параметры инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири» в части филиала «Читаэнерго» с изменениями, утвержденными приказом Минэнерго России от 20.12.2018 № 25@.

В соответствии с пунктом 19 «н» Стандартов раскрытия информации электросетевая организация раскрывает информацию об отчетах о реализации инвестиционной программы и об обосновывающих их материалах, включая:

* отчет о реализации инвестиционной программы, сформированный с распределением по перечням инвестиционных проектов, с указанием фактических данных:
* введенной (выведенной) мощности и (или) других характеристик объектов инвестиционной деятельности, предусмотренных соответствующими инвестиционными проектами, а также дат ввода (вывода) указанных объектов;
* объемов финансирования и освоения капитальных вложений, а также источников финансирования инвестиционных проектов инвестиционной программы;
* объемов ввода объектов основных средств в натуральном и стоимостном выражении по инвестиционным проектам инвестиционной программы;
* стоимостных, технических, количественных и иных показателей технологических решений капитального строительства введенных в эксплуатацию объектов электроэнергетики, соответствующих типовым технологическим решениям капитального строительства объектов электроэнергетики, в отношении которых Министерством энергетики Российской Федерации установлены укрупненные нормативы цен;
* значений количественных показателей инвестиционной программы и достигнутых результатов в части, касающейся расширения пропускной способности, снижения потерь в сетях и увеличения резерва для присоединения потребителей отдельно по каждому центру питания напряжением 35 кВ и выше;
* отчет о выполненных закупках товаров, работ и услуг для реализации утвержденной инвестиционной программы с распределением по каждому инвестиционному проекту;
* отчет об исполнении финансового плана субъекта электроэнергетики;
* паспорта инвестиционных проектов;
* заключение по результатам проведения технологического и ценового аудита отчета о реализации инвестиционной программы (при наличии такового), выполненное в соответствии с методическими рекомендациями, предусмотренными пунктом 5 постановления Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2015 г. № 132 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики и контроля за их реализацией».

В соответствии с требованиями Стандартов раскрытия информации филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» сформирован и опубликован отчет о реализации инвестиционной программы за 2019 год. В составе данного отчета филиалом ПАО «МРСК Сибири» -.«Читаэнерго» представлена фактическая информация о реализации инвестиционной программы за 2019 год и плановые значения в соответствии с инвестиционной программой, утвержденной приказом Минэнерго России от 25.12.2019 № 29@.

В соответствии с отчетом о реализации инвестиционной программы филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» за 2019 год фактический объем финансирования инвестиционных проектов снижен по сравнению с плановым финансированием на 516 582,07 тыс. руб. с НДС и составил   
1 564 938,00 тыс. руб. с НДС. Объем использованных собственных тарифных источников на финансирование капитальных вложений в 2019 году составил 807 660 тыс. руб. с НДС.

В целях формирования позиции относительно использования собственных тарифных источников финансирования в рамках анализа исполнения инвестиционной программы филиала ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго» за 2019 год Исполнителем рассмотрена информация о реализации инвестиционных проектов, финансирование которых предусмотрено с использованием средств, полученных от оказания услуг, реализации товаров по регулируемым государством ценам (тарифам), согласно направлениям их реализации, проектным техническим характеристикам и плану перевода незавершенного строительства в состав основных средств.

По итогам реализации инвестиционной программы за 2019 год (согласно отчету о реализации ИПР за год в целом) объем финансирования ИПР за счет собственных средств (выручка от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам) - тарифных источников) по факту исполнения ИПР сложился на уровне ниже утвержденного планового значения и составил 93%.

Вместе с тем Исполнитель отмечает, что при оценке исполнения инвестиционной программы регулирующим органом во внимание может быть принята скорректированная относительно указанной в отчете о реализации инвестиционной программы величина использования собственных тарифных источников - с учетом анализа фактического использования источников финансирования на реализацию инвестиционных проектов, предусмотренных согласно плану утвержденной (скорректированной) в установленном порядке инвестиционной программы.

Для оценки состава и причин, сформированных по итогам реализации инвестиционной программы за 2019 год отклонений фактического объема финансирования инвестиционных проектов от утвержденного планового уровня, Исполнителем проведен пообъектный анализ исполнения инвестиционной программы филиала ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго» за 2019 год в части тарифных источников.

Исполнителем был проведен анализ объемов финансирования инвестиционных проектов.

**Информация об объеме финансирования инвестиционных проектов, реализуемых за счет тарифных источников (с учетом недоиспользованной амортизации прошлых периодов)**

| **№ п/п** | **Направление реализации инвестиционных проектов** | **Объем финансирования в 2019 году (за счет тарифных источников), млн. руб. с НДС** | | | **Факт/ утверждено, %** | **Факт по утв./ утверждено, %** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Утверждено** | **Факт** | **Факт по утвержденным проектам** |
| **Всего по инвестиционной программе** | | **864,00** | **807,66** | **448,82** | **93%** | **52%** |
| 1 | Технологическое присоединение | 193,98 | 411,77 | 193,99 | 212% | 100% |
| 2 | Реконструкция, модернизация, техническое перевооружение | 402,25 | 344,28 | 237,29 | 86% | 59% |
| 3 | Инвестиционные проекты, реализация которых обуславливается схемами и программами перспективного развития электроэнергетики | 251,36 | 14,03 | 3,53 | - | - |
| 4 | Прочее новое строительство объектов электросетевого хозяйства | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - |
| 5 | Покупка земельных участков для целей реализации инвестиционных проектов | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - |
| 6 | Прочие инвестиционные проекты | 16,40 | 37,58 | 14,01 | 229% | 85% |

Исполнителем определено, что по 12 инвестиционным проектам инвестиционной программы предусмотрено превышение расходов на выполнение мероприятий свыше величины средств, определенных в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе, на 177 737,87 тыс. руб. с НДС.

| **№** | **Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)** | **Иденти-фикатор инвестиционного проекта** | **Объем финансирования (в части тарифных источников) с учетом недоиспользованной амортизации прошлых периодов, млн. руб. с НДС** | | **Отклонение  (факт-план)** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План** | **Факт** | **млн. руб.** | **%** |
| 1 | Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 15 кВт включительно |  | 163,60 | 276,68 | 113,08 | 69% |
| 2 | Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 150 кВт включительно |  | 30,39 | 86,13 | 55,74 | 183% |
| 3 | 2019 год: Модернизация ПС 110/10 кВ КСК с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 1 комплект | I\_63-7\_ЧЭ | 0,94 | 1,02 | 0,09 | 9% |
| 4 | 2018 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Садко от ПС 35/10 кВ «Дачная» с установкой реклоузеров (1 шт.) | I\_101-1н-16\_ЧЭ | 0,78 | 1,43 | 0,65 | 83% |
| 5 | 2018 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Звёздный от ПС 35/10 кВ «Иван Озеро» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_101-1н-17\_ЧЭ | 0,78 | 1,43 | 0,65 | 84% |
| 6 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ №121 Калга-Нижний Калгукан от ПС 35/10 кВ «Калга» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-2\_ЧЭ | 1,59 | 1,65 | 0,05 | 3% |
| 7 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ «Козлово» от ПС 35/10 кВ «Калга» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-3\_ЧЭ | 1,59 | 1,74 | 0,15 | 9% |
| 8 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Кондуй от ПС 35/10 кВ «Карла Маркса» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-4\_ЧЭ | 1,59 | 1,61 | 0,02 | 1% |
| 9 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Шаранча от ПС 35/10 кВ «Курунзулай» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-8\_ЧЭ | 1,59 | 2,10 | 0,50 | 32% |
| 10 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Зугалай от ПС 35/10 кВ «Хара-Шибирь» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-13\_ЧЭ | 1,59 | 1,61 | 0,02 | 1% |
| 11 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Усть-Нарин от ПС 35/10 кВ «Цаган-Оль» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-16\_ЧЭ | 1,59 | 1,73 | 0,14 | 9% |
| 12 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Александровка от ПС 35/10 кВ «Елизаветино» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-20\_ЧЭ | 1,59 | 1,71 | 0,12 | 7% |
| **Всего по инвестиционным проектам** | | | **224,37** | **402,11** | **177,74** | **79%** |

В рамках анализа фактического использования собственных тарифных источников, предполагаемых для финансирования инвестиционных проектов выявлено, что 59 инвестиционных проекта инвестиционной программы профинансированы в 2019 году при нулевом утвержденном плане финансирования – фактическое использование собственных тарифных источников составило 181 104,00 тыс. руб. с НДС

| **№ п/п** | **Наименование инвестиционного**  **проекта (группы инвестиционных проектов)** | **Идентификатор инвестиционного проекта** | **Объем финансирования (в части тарифных источников), млн. руб. с НДС** | | **Отклонение (факт-план)** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План** | **Факт** | **млн. руб. c НДС** |
| 1 | Строительство ВЛ, КТП - ПО ЦЭС от ПС «Антипиха 110/35/6», ПО ГЭС от ПС «Молодежная 110 кВ», ПС «Центральная 110 кВ», ПС «Угдан 110 кВ» | K\_49\_ЧЭ | 0,00 | 8,71 | 8,71 |
| 2 | Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110/35/6 кВ Верхняя Давенда с установкой одной дополнительной линейной ячейки 110 кВ | J\_111-2\_ЧЭ | 0,00 | 40,27 | 40,27 |
| 3 | 2018 год: Техперевооружение ПС 35/6 кВ «Техникум Механизации» с внедрением интеллектуальных коммутационных аппаратов (реклоузеров 35 кВ) с интегрированными контроллерами присоединений и возможностью интеграции в единую информационную систему (3 шт.) | H\_38-2б\_ЧЭ | 0,00 | 8,74 | 8,74 |
| 4 | 2018 год: Техперевооружение ПС 35/6 «Тепловая Насосная» с внедрением интеллектуальных коммутационных аппаратов (реклоузеров 35 кВ) с интегрированными контроллерами присоединений и возможностью интеграции в единую информационную систему (3 шт.) | I\_38-2б-2\_ЧЭ | 0,00 | 8,92 | 8,92 |
| 5 | 2018 год: Техперевооружение ПС 35/6 «Экскид» с внедрением интеллектуальных коммутационных аппаратов (реклоузеров 35 кВ) с интегрированными контроллерами присоединений и возможностью интеграции в единую информационную систему (2 шт.) | H\_38-2в\_ЧЭ | 0,00 | 5,85 | 5,85 |
| 6 | 2018 год: Модернизация ПС 110/35/10 кВ Орловский ГОК с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 1 комплект | F\_63\_ЧЭ | 0,00 | 0,38 | 0,38 |
| 7 | 2018 год: Модернизация ПС 110/35/6 кВ Угдан с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 1 комплект | I\_63-2\_ЧЭ | 0,00 | 0,58 | 0,58 |
| 8 | 2018 год: Модернизация ПС 110/10/6 кВ Центральная с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 1 комплект | I\_63-3\_ЧЭ | 0,00 | 0,49 | 0,49 |
| 9 | 2019 год: Техперевооружение ПС 110/10 кВ Промышленная с установкой СОПТ, 1 комплект | J\_117\_ЧЭ | 0,00 | 0,75 | 0,75 |
| 10 | 2019 год: Модернизация ПС 110/35/10 кВ Николаевская с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 1 комплект | J\_63-11\_ЧЭ | 0,00 | 0,42 | 0,42 |
| 11 | 2019 год: Модернизация ПС 110/6 кВ Букачача с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 2 комплекта | J\_63-12\_ЧЭ | 0,00 | 0,85 | 0,85 |
| 12 | 2019 год: Модернизация ПС 110/35/10 кВ Аксеново Зилово с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 2 комплекта | J\_63-13\_ЧЭ | 0,00 | 0,75 | 0,75 |
| 13 | 2019 год: Модернизация ПС 35/10 кВ Доронинская с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 2 комплекта | J\_63-14\_ЧЭ | 0,00 | 0,64 | 0,64 |
| 14 | 2019 год: Модернизация ПС 35/6 кВ Ново-Орловск с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 2 комплекта | J\_63-15\_ЧЭ | 0,00 | 0,75 | 0,75 |
| 15 | 2019 год: Модернизация ПС 35/10 кВ Старый Олов с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 2 комплекта | J\_63-16\_ЧЭ | 0,00 | 0,78 | 0,78 |
| 16 | 2019 год: Модернизация ПС 35/10 кВ Танга с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 2 комплекта | J\_63-17\_ЧЭ | 0,00 | 0,66 | 0,66 |
| 17 | 2018 год. Реконструкция ВЛ 6-10 кВ с заменой голого провода на СИП 3 в Забайкальском крае, ПО ЦЭС – ВЛ-6 кВ фидер «Новый» - от ПС 110/35/6 кВ «Третья» - 15,6 км | I\_102-1н-2\_ЧЭ | 0,00 | 2,87 | 2,87 |
| 18 | 2018 год. Реконструкция ВЛ 6-10 кВ с заменой голого провода на СИП 3 в Забайкальском крае, ПО ЦЭС – ВЛ-10 кВ фидер «Маяк» от ПС 35/10 кВ «Верх Чита» - 39,7 км | I\_102-1н\_ЧЭ | 0,00 | 6,67 | 6,67 |
| 19 | Реконструкция распределительной сети 0,4 кВ район ул.Бабушкина-Хабаровская-К.Григоровича, 7,3 км | J\_100-2\_ЧЭ | 0,00 | 10,00 | 10,00 |
| 20 | Реконструкция ВЛ 110 кВ с приведением просек к нормативным требованиям (ВЛ-110-20 «Холбон-Балей» - 54,8 Га, ВЛ-110-21 «Балей-Калангуй» - 15,8 Га, ВЛ-110-22 «Балей - Шелопугино» - 17,5 Га, ВЛ-110-93 «Шелопугино- В.Шахтама» - 7,5 Га, ВЛ-110-19 «Холбон – Балей» - 14,2 Га), 109,8 Га | J\_113-1\_ЧЭ | 0,00 | 0,66 | 0,66 |
| 21 | 2018 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Ерёмино от ПС 110/10 кВ «Ингода» с установкой реклоузеров (1 шт.) | I\_101-1н\_ЧЭ | 0,00 | 1,43 | 1,43 |
| 22 | 2018 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Бургень от ПС 35/10 кВ «Верх-Чита» с установкой реклоузеров (2 шт.) | I\_101-1н-2\_ЧЭ | 0,00 | 3,03 | 3,03 |
| 23 | 2018 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Угдан от ПС 35/10 кВ «Верх-Чита» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (3 шт.) | I\_101-1н-3\_ЧЭ | 0,00 | 4,54 | 4,54 |
| 24 | 2018 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Маяк от ПС 35/10 кВ «Верх-Чита» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (2 шт.) | I\_101-1н-4\_ЧЭ | 0,00 | 3,03 | 3,03 |
| 25 | 2018 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Верх-Чита от ПС 35/10 кВ «Верх-Чита» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_101-1н-5\_ЧЭ | 0,00 | 1,43 | 1,43 |
| 26 | 2018 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Птичник от ПС 110/35/10 кВ «КСК» (РП-41) с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_101-1н-6\_ЧЭ | 0,00 | 1,43 | 1,43 |
| 27 | 2018 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Кутузовка от ПС 110/35/10 кВ «КСК» (РП-41) с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_101-1н-7\_ЧЭ | 0,00 | 1,43 | 1,43 |
| 28 | 2018 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Танха от ПС 35/10 кВ «Новотроицкая» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (2 шт.) | I\_101-1н-8\_ЧЭ | 0,00 | 2,82 | 2,82 |
| 29 | 2018 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Бургень от ПС 35/10 кВ Бургень с установкой реклоузеров 6-10 кВ (2 шт.) | I\_101-1н-9\_ЧЭ | 0,00 | 2,95 | 2,95 |
| 30 | 2018 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Сигма от ПС 35/10 кВ «Бургень» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_101-1н-10\_ЧЭ | 0,00 | 1,85 | 1,85 |
| 31 | 2018 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Старая Кука от ПС 220/110/10 кВ «Лесная» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_101-1н-11\_ЧЭ | 0,00 | 1,85 | 1,85 |
| 32 | 2018 год: Модернизация ВЛ-6 кВ Целинный от ПС 35/6 кВ «Атамановка» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_101-1н-12\_ЧЭ | 0,00 | 1,41 | 1,41 |
| 33 | 2018 год: Модернизация ВЛ-6 кВ РБЦ от ПС 110/35/6 кВ «Третья» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_101-1н-13\_ЧЭ | 0,00 | 1,43 | 1,43 |
| 34 | 2018 год: Модернизация ВЛ-6кВ Новый от ПС 110/35/6 кВ «Третья» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_101-1н-14\_ЧЭ | 0,00 | 1,43 | 1,43 |
| 35 | 2018 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Здоровье от ПС 35/10 кВ «Дачная» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_101-1н-15\_ЧЭ | 0,00 | 1,51 | 1,51 |
| 36 | Модернизация систем учета розничного рынка электроэнергии (0,22-0,4 кВ, 6-10 кВ), 9159 точек учета | J\_67-4\_ЧЭ | 0,00 | 2,59 | 2,59 |
| 37 | Модернизация телефонной сети с организацией IP телефонии в административном здании ИА филиала «Читаэнерго» | I\_106-4\_ЧЭ | 0,00 | 1,36 | 1,36 |
| 38 | Модернизация резервного канала связи Читинская ТЭЦ-1 - ПС 110/35/6 кВ Черновская | F\_66\_ЧЭ | 0,00 | 3,48 | 3,48 |
| 39 | Модернизация систем телемеханики на ПС 35 кВ с монтажом шкафов аварийно-предупредительной сигнализации (ПС 35/10 кВ Копунь ; ПС 35/10 кВ Подойницино ; ПС 35/6 кВ Тасеево ; ПС 35/10 кВ Унда ; ПС 35/10 кВ Ундино-Поселье ; ПС 35/10 кВ Калинино ; ПС 35/10 кВ Олинск ; ПС 35/10 кВ Сретенск ; ПС 35/10 кВ Усть-Карск ; ПС 35/10 кВ Фирсово ; ПС 35/10 кВ Чикичей ; ПС 35/6 кВ Верхние Усугли ; ПС 35/10 кВ Верхняя Хила ; ПС 35/10 кВ Нижние Усугли ; ПС 35/10 кВ ОПХ ; ПС 35/10 кВ Старый Олов ; ПС 35/10 кВ Захарово; ПС 35/10 кВ Пятая; ПС 35/10 кВ РПБ-2; ПС 35/10 кВ Заречье; ПС 35/10 кВ ЗДС; ПС 35/6 кВ Линево Озеро; ПС 35/6 кВ Новопавловка; ПС 35/10 кВ Карымская ; ПС 35/10 кВ Доронинская ; ПС 35/6 кВ ТП-1 ; ПС 35/6 кВ ТП-2 ; ПС 35/6 кВ ТП-3 ; ПС 35/6 кВ База НИИЭВ ; ПС 35/10 кВ Бургень ; ПС 35/10 кВ Елизаветино ; ПС 35/10 кВ Иван-Озеро ; ПС 35/10 кВ Колочная ; ПС 35/6 кВ Насосная ГРЭС ; ПС 35/6 кВ Насосная тепловых сетей ПНС; ПС 35/10 кВ Новотроицкая ; ПС 35/10 кВ Старая Чара ; ПС 35/6 кВ Экскид ; ПС 35/10 кВ Газимурский Завод ; ПС 35/10 кВ Булдуруй ; ПС 35/10 кВ Доно ; ПС 35/10 кВ Ишага ; ПС 35/10 кВ Калга ; ПС 35/10 кВ Мотогорск ; ПС 35/10 кВ Нерчинский Завод ; ПС 35/10 кВ Бырка ; ПС 35/10 кВ Горда ; ПС 35/10 кВ Досатуй ; ПС 35/10 кВ Капцегайтуй ; ПС 35/10 кВ Карла Маркса ; ПС 35/10 кВ Пограничный ; ПС 35/10 кВ Приаргунская ; ПС 35/10 кВ Талман-Борзя ; ПС 35/10 кВ Урулюнгуй ; ПС 35/10 кВ Цокто-Хангил ; ПС 35/10 кВ Билютуй ; ПС 35/10 кВ Могойтуй-2 ; ПС 35/10 кВ Гуней ; ПС 35/10 кВ Курунзулай ; ПС 35/6 кВ Поселковая ; ПС 35/6 кВ Шерловая В/Ч ; ПС 35/10 кВ Нижний Калтан ; ПС 35/10 кВ Долгокыча ; ПС 35/10 кВ Жетково ; ПС 35/6 кВ Рудник Жетково ; ПС 35/10 кВ Золотореченск ; ПС 35/10 кВ Улятуй ; ПС 35/10 кВ Хара-Бырка ; ПС 35/10 кВ Красная Ималка ; ПС 35/10 кВ Новый Дурулгуй ; ПС 35/6 кВ ЗДМ ; ПС 35/10 кВ РПБ ЦЭС ; ПС 35/6 кВ Урюм М-58 ; ПС 35/6 кВ Насосная Ингода ; ПС 35/6 кВ Дельмачик ; ПС 35/0,4 кВ Гульдиха) | J\_108\_ЧЭ | 0,00 | 6,11 | 6,11 |
| 40 | Модернизация систем связи и телемеханики в узле связи аппарата управления филиала «Читаэнерго» | J\_109-1\_ЧЭ | 0,00 | 0,83 | 0,83 |
| 41 | Модернизация систем связи и телемеханики в узле связи ПС 220/110/10 кВ Холбон | J\_109-2\_ЧЭ | 0,00 | 0,09 | 0,09 |
| 42 | Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/10 кВ Акатуй | J\_109-3\_ЧЭ | 0,00 | 0,17 | 0,17 |
| 43 | Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/6 кВ ОГОК | J\_109-4\_ЧЭ | 0,00 | 0,41 | 0,41 |
| 44 | Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/10 кВ Балей | J\_109-5\_ЧЭ | 0,00 | 0,13 | 0,13 |
| 45 | Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/10 кВ Чернышевск | J\_109-6\_ЧЭ | 0,00 | 0,64 | 0,64 |
| 46 | Модернизация системы регистрации аварийных событий и телемеханики ПС 110/10/6 кВ Каштак с установкой Системы «Нева ТМ» | J\_109-7\_ЧЭ | 0,00 | 0,95 | 0,95 |
| 47 | Модернизация каналов связи от ЦУС исполнительного аппарата до ПС 110/35/6 Нерчинск; ПС 110/35/6 Чернышевск; ПС 110/35/6 Вершина Дарасуна; ПС 35/10 Нижний Стан; ПС 35/6 Верхние Усугли; ПС 110/35/6 Верхняя Давенда; ПС 35/6 Рудник Ключи; ПС 110/35/10 Казаново; ПС 35/10 ОПХ; ПС 35/10 Аргунь; ПС 110/35/6 Кокуй; ПС 35/10 Сретенск; ПС 35/10 Фирсово; ПС 35/10 Калинино; ПС 35/10 Чикичей; ПС 110/35/6 Вторая; ПС110/35/10 Николаевская; ПС 35/10 Танга; ПС 35/10 Доронинская; ПС 110/35/6 Кадая; ПС 35/10 Булдуруй; ПС 35/10 Калга; ПС 35/10 Доно; ПС 35/10 Могойтуй-1; ПС 35/10 Хара-Шибирь; ПС 35/6 Ново-Орловск; ПС 35/10 Урдо-Ага; ПС 35/10 Цокто-Хангил; ПС 35/10 Цаган-Оль; ПС 110/35/10 Мордой; ПС 35/10 Билютуй; ПС 110/35/6 Безречная; ПС 35/6 Мирная; ПС 110/35/6 ОГОК; ПС 35/10 Красная Ималка; ПС 35/10 Новый Дурулгуй; ПС 35/10 Старый Чиндант; ПС 35/6 Усть-Борзя | J\_150-1\_ЧЭ | 0,00 | 5,36 | 5,36 |
| 48 | Реконструкция ВЛ-110-23 от отпайки на ПС 110/10 кВ Бутунтай до ПС 110/35/6 кВ Акатуй (с заменой деревянных одноцепных опор с подвеской ВОЛС), 62,1 км | F\_4\_ЧЭ | 0,00 | 6,55 | 6,55 |
| 49 | Покупка а/м бригадного на шасси УАЗ - 19 шт. | J\_176-2-2019\_ЧЭ (а) | 0,00 | 0,92 | 0,92 |
| 50 | Приобретение оборудования для улучшения условий труда - 20 шт. (Робот-тренажер «Гоша» - 20 шт.) | I\_177-2\_ЧЭ (в) | 0,00 | 1,66 | 1,66 |
| 51 | Покупка полуприцепа - 2 шт. | I\_176\_ЧЭ (г) | 0,00 | 1,39 | 1,39 |
| 52 | Покупка а/м повышенной проходимости - 5 шт. | J\_176-5-1\_ЧЭ (а) | 0,00 | 9,64 | 9,64 |
| 53 | Покупка серверного оборудования - 3 шт. (Сервер SuperMicro – 1 шт., Файловый сервер – 1 шт., Ноутбук – 1 шт.) | F\_77\_ЧЭ (б) | 0,00 | 0,93 | 0,93 |
| 54 | ИА МРСК Покупка компьютерной и оргтехники в количестве 6 шт. | J\_107-1\_ЧЭ | 0,00 | 0,20 | 0,20 |
| 55 | Покупка автоподъемников - 24 шт. | I\_176\_ЧЭ (б) | 0,00 | 1,86 | 1,86 |
| 56 | Покупка серверного оборудования - 16 шт. (Ноутбук – 1 шт., Системный блок - 15 шт.) | I\_177\_ЧЭ (б) | 0,00 | 0,42 | 0,42 |
| 57 | Создание корпоративной геоинформационной системы ПК Геомодуль | K\_201\_ЧЭ | 0,00 | 0,02 | 0,02 |
| 58 | Развитие системы управления производственными активами (СУПА) | J\_110\_ЧЭ | 0,00 | 3,88 | 3,88 |
| 59 | НИР. Исследование комплекса технических решений необходимых для осуществления технологического присоединения генерирующих установок к электрической сети 6-20 кВ | I\_104-3\_ЧЭ | 0,00 | 0,20 | 0,20 |
| **Всего по инвестиционным проектам** | | | **0,00** | **181,10** | **181,10** |

По результатам анализа Исполнителем определен 61 инвестиционный проект, в отношении которых тарифный источник для финансирования капитальных вложений недоиспользован в полном объеме относительно утвержденного планового размера или не использован совсем. Недофинансирование в части собственных средств, получаемых от реализации услуг по передаче электрической энергии, по данным инвестиционным проектам составило 415 181,87 тыс. руб. с НДС

| **№** | **Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)** | **Иденти-фикатор инвестиционного проекта** | **Объем финансирования (в части тарифных источников), млн. руб. с НДС** | | **Отклонение (факт-план)** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План** | **Факт** | **млн. руб.** | **%** |
| 1 | Техперевооружение ПС 110/10/6 кВ «Каштак» с внедрением высокоомного резистивного заземления нейтрали и дугогасящих реакторов | H\_38а\_ЧЭ | 8,02 | 1,28 | -6,74 | -84% |
| 2 | Техперевооружение ПС 110/10 кВ «Угдан» с внедрением высокоомного резистивного заземления нейтрали и дугогасящих реакторов | I\_38а-2\_ЧЭ | 8,02 | 1,28 | -6,74 | -84% |
| 3 | 2019 год: Техперевооружение ПС 110/35/10 кВ Борзя Западная с установкой дугогасительных реакторов (1 комплект) | I\_105\_ЧЭ | 2,89 | 0,16 | -2,72 | -94% |
| 4 | 2019 год: Техперевооружение ПС 110/6 кВ Заречная с установкой дугогасительных реакторов 6-10 кВ (1 комплект) | I\_105-2\_ЧЭ | 2,89 | 0,16 | -2,72 | -94% |
| 5 | 2019 год: Техперевооружение ПС 110/10/35 кВ КСК с установкой дугогасительных реакторов 6-10 кВ (2 комплекта) | I\_105-3\_ЧЭ | 5,77 | 0,21 | -5,56 | -96% |
| 6 | 2019 год: Техперевооружение ПС 110/35/10 кВ Нижний Цасучей с установкой дугогасительных реакторов 6-10 кВ (1 комплект) | I\_105-4\_ЧЭ | 2,89 | 0,16 | -2,72 | -94% |
| 7 | 2019 год: Техперевооружение ПС 110/35/6 кВ Первая с установкой дугогасительных реакторов 6-10 кВ (2 комплекта) | I\_105-5\_ЧЭ | 5,77 | 0,21 | -5,56 | -96% |
| 8 | 2019 год: Техперевооружение ПС 110/10/6 кВ Северная с установкой дугогасительных реакторов 6-10 кВ (2 комплекта) | I\_105-6\_ЧЭ | 5,77 | 0,21 | -5,56 | -96% |
| 9 | 2019 год: Техперевооружение ПС 110/10/6 кВ Центральная с установкой дугогасительных реакторов 6-10 кВ (3 комплекта) | I\_105-7\_ЧЭ | 8,66 | 0,26 | -8,40 | -97% |
| 10 | 2019 год: Модернизация ПС 110/35/10 кВ Шелопугино с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 1 комплект | I\_63-4\_ЧЭ | 0,94 | 0,55 | -0,38 | -41% |
| 11 | 2019 год: Модернизация ПС 110/35/6 кВ Ново-Широкая с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 1 комплект | I\_63-5\_ЧЭ | 0,94 | 0,77 | -0,17 | -18% |
| 12 | 2019 год: Модернизация ПС 110/35/10 кВ Урейск с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 1 комплект | I\_63-6\_ЧЭ | 0,94 | 0,41 | -0,53 | -56% |
| 13 | Реконструкция ВЛ 6-10 кВ с приведением просек к нормативным требованиям (ВЛ-10кВ №4 ПС Знаменка- Совхоз, фидер Шилко-Завод, ВЛ-6 кВ фидер Усть-Кара, ВЛ-10 кВ № 7 «Копунь-Госселекционная», ВЛ-10 № 6 «Подойницыно-Ургучан», ВЛ-10 кВ Могзон), 15,28 га | I\_155\_ЧЭ | 1,94 | 0,35 | -1,60 | -82% |
| 14 | 2019 год, ПО ЦЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «Угдан» от ПС 35/10 кВ «Верх Чита» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 8,6 км) | I\_102-2н\_ЧЭ | 6,70 | 0,00 | -6,70 | -100% |
| 15 | 2019 год, ПО ЦЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «Звёздный» от ПС 35/10 кВ «Иван Озеро» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 8,4 км) | I\_102-2н-2\_ЧЭ | 6,54 | 0,00 | -6,54 | -100% |
| 16 | 2019 год, ПО ЦЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «Здоровье» от ПС 35/10 кВ «Дачная» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 2,8 км) | I\_102-2н-3\_ЧЭ | 2,18 | 0,00 | -2,18 | -100% |
| 17 | 2019 год, ПО ЦЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Садко» от ПС 35/10 кВ «Дачная» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 3,5 км) | I\_102-2н-4\_ЧЭ | 2,73 | 0,00 | -2,73 | -100% |
| 18 | 2019 год, ПО ЦЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «Бургень» от ПС 35/10 кВ «Верх Чита» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 14 км) | I\_102-2н-5\_ЧЭ | 10,90 | 0,00 | -10,90 | -100% |
| 19 | 2019 год, ПО ЦЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «Танха» от ПС 35/10 кВ «Новотроицкая» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 5,5 км) | I\_102-2н-6\_ЧЭ | 4,28 | 0,00 | -4,28 | -100% |
| 20 | 2019 год, ПО ЦЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «Чикой-1» от ПС 110/35/10 кВ «Красный Чикой» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 5,6 км) | I\_102-2н-7\_ЧЭ | 4,36 | 0,00 | -4,36 | -100% |
| 21 | 2019 год, ПО ЦЭС: Реконструкция ВЛ-6 кВ фидер «Новые Цеха» от ПС 35/6 кВ «ЭСКиД» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 2,8 км) | I\_102-2н-8\_ЧЭ | 2,18 | 0,00 | -2,18 | -100% |
| 22 | 2019 год, ПО ЮЗЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «Булуктуй» от ПС 110/35/10 кВ «Агинская» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 1,4 км) | I\_102-2н-9\_ЧЭ | 1,09 | 0,00 | -1,09 | -100% |
| 23 | 2019 год, ПО ЮЗЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «Тяговая-1» от ТПС 220/27,5/10 «Карымская» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 3,2 км) | I\_102-2н-10\_ЧЭ | 2,49 | 0,00 | -2,49 | -100% |
| 24 | 2020 год, ПО ЮЗЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «Алтан» от ПС 35/10 кВ «Билютуй» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 5,9 км) | I\_102-3н\_ЧЭ | 0,69 | 0,00 | -0,69 | -100% |
| 25 | 2020 год, ПО ЮЗЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «Акша-1» от ПС 35/10 кВ «Акша» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 4,6 км) | I\_102-3н-2\_ЧЭ | 0,53 | 0,00 | -0,53 | -100% |
| 26 | 2020 год, ПО ЮЗЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «Мангут» от ПС 110/10 кВ «Мангут» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 5,9 км) | I\_102-3н-3\_ЧЭ | 0,69 | 0,00 | -0,69 | -100% |
| 27 | 2020 год, ПО ЮЗЭС: Реконструкция ВЛ-20 кВ фидер «Ленинск» от ПС 110/20/6 кВ «Курорт Дарасун» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 6 км) | I\_102-3н-4\_ЧЭ | 0,70 | 0,00 | -0,70 | -100% |
| 28 | 2020 год, ПО ЮЗЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «Новодоронинск» от ПС 220/110/35/10 кВ «Дарасун» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 1,5 км) | I\_102-3н-5\_ЧЭ | 0,17 | 0,00 | -0,17 | -100% |
| 29 | 2020 год, ПО ЮЗЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Челутай» от ПС 110/35/10 кВ «Агинская» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 1,2 км) | I\_102-3н-6\_ЧЭ | 0,14 | 0,00 | -0,14 | -100% |
| 30 | 2020 год, ПО ЮЗЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «Цаган-Челутай» от ПС 35/10 кВ «Могойтуй-1» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 2,4 км) | I\_102-3н-7\_ЧЭ | 0,28 | 0,00 | -0,28 | -100% |
| 31 | 2020 год, ПО ЮЗЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «Хлебозавод» от ПС 220/110/35/10 «Дарасун» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 7,4 км) | I\_102-3н-8\_ЧЭ | 0,86 | 0,00 | -0,86 | -100% |
| 32 | 2020 год, ПО ЮЗЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «Железнодорожный» от ПС 35/10 кВ «Карымская» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 5,6 км) | I\_102-3н-9\_ЧЭ | 0,65 | 0,00 | -0,65 | -100% |
| 33 | 2020 год, ПО ЮЗЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «Ферма» от 110/35/10 кВ «Тыргетуй» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 3,9 км) | I\_102-3н-10\_ЧЭ | 0,45 | 0,00 | -0,45 | -100% |
| 34 | 2020 год, ПО ВЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «ф.6 Кумаканда» от ПС 110/35/10 кВ «Чернышевск» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 2,1 км) | I\_102-3н-11\_ЧЭ | 0,24 | 0,00 | -0,24 | -100% |
| 35 | 2020 год, ПО ЮЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «Будалан» от ПС 35/10 кВ «Гуней» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 5,5 км) | I\_102-3н-12\_ЧЭ | 0,64 | 0,00 | -0,64 | -100% |
| 36 | 2020 год, ПО ЦЭС: Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер «Волна» от ПС 35/10 кВ «Иван-Озеро» с заменой голого провода на СИП 3 (протяженность 3,8 км) | I\_102-3н-13\_ЧЭ | 0,44 | 0,00 | -0,44 | -100% |
| 37 | 2019 год: Модернизация ВЛ-6 кВ ТЭЦ- Лазо-Сенькина Падь от РУ-6 кВ Приаргунской ТЭЦ с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н\_ЧЭ | 1,59 | 1,58 | -0,01 | -1% |
| 38 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Бохто от ПС 35/10 кВ «Алек-Завод» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-5\_ЧЭ | 1,59 | 1,55 | -0,04 | -2% |
| 39 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Аэропорт от ПС 35/10 кВ «Приаргунская» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-6\_ЧЭ | 1,59 | 1,59 | -0,01 | 0% |
| 40 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Верх-Тасуркай от ПС 35/10 кВ «Досатуй» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-7\_ЧЭ | 1,59 | 1,55 | -0,04 | -2% |
| 41 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Ага от ПС 35/10 кВ «Могойтуй-1» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-9\_ЧЭ | 1,59 | 1,58 | -0,01 | -1% |
| 42 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Южный-Аргалей от ПС 110/35/10 кВ «Агинская» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (2 шт.) | I\_103-1н-10\_ЧЭ | 3,18 | 3,16 | -0,02 | -1% |
| 43 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Черемхово от ПС 220/110/10 кВ «Лесная» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-11\_ЧЭ | 1,59 | 1,48 | -0,12 | -7% |
| 44 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Хлебозавод от ПС 220/110/35/10 кВ «Дарасун» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-12\_ЧЭ | 1,59 | 1,54 | -0,05 | -3% |
| 45 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Ага-Хангил от ПС 35/10 кВ «Могойтуй-1» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-14\_ЧЭ | 1,59 | 1,59 | 0,00 | 0% |
| 46 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Боршигорто от ПС 110/6 кВ «Могойтуй-1» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-15\_ЧЭ | 1,59 | 1,53 | -0,06 | -4% |
| 47 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Иван-Озеро от ПС 35/10 кВ «Иван-Озеро» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-17\_ЧЭ | 1,59 | 1,54 | -0,05 | -3% |
| 48 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Волна от ПС 35/10 кВ «Иван-Озеро» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-18\_ЧЭ | 1,59 | 1,53 | -0,06 | -4% |
| 49 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Новая Кука от ПС 110/10 кВ «Ингода» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-19\_ЧЭ | 1,59 | 1,53 | -0,07 | -4% |
| 50 | 2019 год: Модернизация ВЛ-10 кВ Аблатукан от ПС 110/10 кВ «Улёты» с установкой реклоузеров 6-10 кВ (1 шт.) | I\_103-1н-22\_ЧЭ | 1,59 | 1,47 | -0,12 | -7% |
| 51 | Модернизация распределительных сетей от ПС 35/10 кВ Верх Чита (с применением телеуправляемых разъединителей и выключателей нагрузки, организацией каналов связи и др. элементов повышения наблюдаемости эл. сетей). 2019 год: ВЛ-10 кВ фидер Бургень от ПС 35/10 кВ «Верх-Чита» - УТКЗ – 3 шт., разъединители – 3 шт.; ВЛ-10 кВ фидер Верх-Чита от ПС 35/10 кВ «Верх-Чита» - УТКЗ – 4 шт., разъединители – 4 шт.; ВЛ-10 кВ фидер Маяк от ПС 35/10 кВ «Верх-Чита» - УТКЗ – 7 шт., разъединители – 7 шт. | I\_101-4ц\_ЧЭ | 6,10 | 4,57 | -1,53 | -25% |
| 52 | Модернизация распределительных сетей от ПС 35/10 кВ Дачная (с применением телеуправляемых разъединителей и выключателей нагрузки, организацией каналов связи и др. элементов повышения наблюдаемости эл. сетей). 2020 год: ВЛ-10 кВ фидер Угдан от ПС 35/10 кВ «Верх-Чита» - УТКЗ – 7 шт., разъединители – 7 шт.; ВЛ-10 кВ фидер Здоровье от ПС 35/10 кВ «Дачная» - УТКЗ – 4 шт., разъединители – 4 шт.; ВЛ-10 кВ фидер Садко от ПС 35/10 кВ «Дачная» - УТКЗ – 3 шт., разъединители – 3 шт. | I\_101-5ц\_ЧЭ | 5,97 | 0,04 | -5,94 | -99% |
| 53 | Модернизация систем учета розничного рынка электроэнергии (0,22-0,4 кВ, 6-10 кВ), 28 823 точек учета | F\_67\_ЧЭ | 98,86 | 82,15 | -16,72 | -17% |
| 54 | Модернизация технического учета электроэнергии на вводах трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ, 1 890 точек учета | I\_67-1\_ЧЭ | 44,64 | 35,85 | -8,79 | -20% |
| 55 | Модернизация цифровых каналов связи путем создания ВОЛС от ПС Каштак 110/10/6 кВ протяженностью 32 км для телемеханизации ПС В.Чита и возможности мониторинга и управления оборудованием диспетчером ОДГ Читинского РЭС. ВОЛС - ПО ЦЭС - 32 км | I\_101-2ц\_ЧЭ | 31,83 | 7,94 | -23,89 | -75% |
| 56 | Модернизация оперативного ПТК для обеспечения диспетчерского, технологического и ситуационного управления | I\_101-3ц\_ЧЭ | 70,37 | 62,29 | -8,08 | -11% |
| 57 | Строительство ВЛ-110 кВ от ПС 110/35/6 кВ Ново-Широкая до ПС 110/35/6 кВ Благодатка, 70 км | F\_7\_ЧЭ | 164,49 | 0,41 | -164,08 | -100% |
| 58 | Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Благодатка с расширением ОРУ-110 кВ, установка 3 элегазовых колонковых выключателя | F\_22\_ЧЭ | 40,72 | 0,00 | -40,72 | -100% |
| 59 | Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Ново-Широкая с расширением ОРУ-110 кВ, 3 элегазовых колонковых выключателя | F\_23\_ЧЭ | 40,72 | 0,00 | -40,72 | -100% |
| 60 | Реконструкция ПС 35/10 кВ Верх-Чита с заменой силовых трансформаторов 2х4 МВА на 2х6,3 МВА, оборудования РУ-35, 10 кВ | F\_42\_ЧЭ | 4,29 | 1,97 | -2,32 | -54% |
| 61 | ИА МРСК Покупка серверного оборудования для модернизации центра обработки данных - 50 ед.  (2016: 4 ед. Коммутатор, 5 ед. Сервер, 11 ед. Сервер хранения данных, 1 ед. Сервер-лезвие, 2 ед. Система хранения, 1 ед. Стойка 2017: 1 ед. Компьютер-моноблок типа MNEA2RU/A; 2018: 1 ед. ИБП;  2019: 1 ед. Система резервного копирования;  2020: 4 ед. SAN коммутатора, 5 ед. Блейд северов;  2021: 2 ед. Сетевых коммутатора, 2ед. Сервера; 2022: 6 ед. ИБП, 2ед. Сервера) | F\_82\_ЧЭ | 2,40 | 0,00 | -2,40 | -100% |
| **Всего по инвестиционным проектам** | | | **639,63** | **224,45** | **-415,18** | **-65%** |

По результатам анализа исполнения инвестиционной программы филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» Исполнитель отмечает, что недостижение показателей утвержденного плана по использованию собственных тарифных источников, учтенных регулирующим органом при принятии тарифно-балансовых решений и предназначенных для целей финансирования инвестиционной программы, обусловлено как недофинансированием инвестиционных проектов, предусмотренных утвержденной инвестиционной программой, так и финансированием новых инвестиционных проектов. Кроме этого, Исполнителем обнаружено превышение расходов на выполнение мероприятий инвестиционной программы свыше величины средств, определенных в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе. Данный факт, в соответствии с позицией ФАС России, изложенной в письме от 20.04.2018 № ИА/28440/18, считается, как нецелевое использование инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) и действующим законодательством в области государственного регулирования цен (тарифов) не предусмотрена возможность учета в необходимой валовой выручке территориальных сетевых организаций таких расходов.

На основе отчетных данных о реализации инвестиционной программы за 2019 год Исполнителем проведена оценка предполагаемой величины корректировки необходимой валовой выручки по результатам исполнения (неисполнения) инвестиционной программы за 2019 год в рамках тарифно-балансовых решений на 2021 год. Оценка выполнена согласно формуле пункта 11 Методических указаний № 98-э. Величина параметров, участвующих в расчете величины корректировки необходимой валовой выручки по результатам исполнения (неисполнения) инвестиционной программы за 2019 год, а также результаты оценки приведены ниже.

По результатам анализа исполнения инвестиционной программы   
ПАО «МРСК Сибири» в части филиала «Читаэнерго» в 2019 году Исполнитель отмечает, что недостижение показателей утвержденного плана по использованию собственных тарифных источников, учтенных регулирующим органом при принятии тарифно-балансовых решений и предназначенных для целей финансирования инвестиционной программы, обусловлено как недофинансированием инвестиционных проектов, предусмотренных утвержденной инвестиционной программой, так и финансированием новых инвестиционных проектов, в том числе включенных в инвестиционную программу в рамках корректировки утвержденной инвестиционной программы в 2019 году.

| **№ п/п** | **Наименование группы объектов** | **Обозначение** | **Финансирование, тыс. руб. без НДС** | **Объем планового финансирования, тыс. руб. с НДС** | **Объем фактического финансирования, тыс. руб. с НДС** | **Отклонение фактических показателей от плановых, тыс. руб.** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Расчетная величина собственных средств регулируемой организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов в 2019 году | base_1_287253_32796 | 809 830,26 |  |  |  |
| 2 | Плановый размер финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2019 год до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) | base_1_287253_32797 |  | 864 000 |  |  |
| 3 | Фактический объем финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2019 год до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) всего, без учета пообъектного анализа исполнения инвестиционной программы) |  |  |  | 807 660 |  |
| 4 | Фактический объем финансирования мероприятий инвестиционной программы, по которым выявлено превышение фактического финансирования над плановым финансированием, предусмотренного инвестиционной программой, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2019 год до его начала, за счет собственных средств выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) |  |  | 224 370,00 | 402 110,00 | - 177 740,00 |
| 5 | Фактический объем финансирования мероприятий инвестиционной программы, отсутствующие в инвестиционной программе, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2019 год до его начала, за счет собственных средств выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) |  |  | - | 181 104,00 | - 181 104,00 |
| 6 | Фактический объем финансирования мероприятий инвестиционной программы, по которым выявлено неисполнение относительно планового финансирования, предусмотренного инвестиционной программой, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2019 год до его начала, за счет собственных средств выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) |  |  | 639 630,00 | 224 450,00 | 415 180,00 |
| 7 | Фактический объем финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2019 год до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) (всего, с учетом пообъектного анализа исполнения инвестиционной программы) |  |  |  | 448 816,13 |  |

С учетом результатов анализа исполнения инвестиционной программы   
ПАО «МРСК Сибири» в части филиала «Читаэнерго» за 2019 год, объем финансирования инвестиционной программы за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) составляет:

* 93% от утвержденного планового значения - при учете результатов финансирования новых инвестиционных проектов;
* 52% от утвержденного планового значения - при учете результатов финансирования инвестиционных проектов, предусмотренных инвестиционной программой , утвержденной приказом Минэнерго России от 20.12.2018 №25@.

На основе отчетных данных о реализации ИПР за 2019 год Исполнителем проведена оценка предполагаемой величины корректировки необходимой валовой выручки по результатам исполнения (неисполнения) ИПР за 2019 год в рамках тарифно-балансовых решений на 2021 год. Оценка выполнена согласно формуле пункта 11 Методических указаний № 98-э. Величина параметров, участвующих в расчете величины корректировки необходимой валовой выручки по результатам исполнения (неисполнения) ИПР за 2019 год, а также результаты оценки приведены ниже.

Исполнитель отмечает, что согласно Методическим указаниям №98-э в расчете необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы используются показатели планового и фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС.

В соответствии с утвержденными формами инвестиционной программы и отчетов о реализации инвестиционной программы информация о плановых и фактических объемах финансирования инвестиционных проектов отражается с НДС. Ввиду отсутствия у Исполнителя информации для корректного исчисления величины НДС по отдельным инвестиционным проектам инвестиционной программы, в рамках настоящей работы Исполнитель принимает допущение о возможности использования объемов планового и фактического финансирования инвестиционной программы для выполнения расчетов согласно п. 11 Методических указаний № 98-э с применением расчетной величины с учетом ставки налога на добавленную стоимость 20%.

| **№ п/п** | **Наименование показателя** | **Составляющая корректировки необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго»** | |
| --- | --- | --- | --- |
| **Отчет за 2019 год** | **Отчет за 2019 год с учетом пообъектного анализа финансирования** |
| 1 | Расчетная величина собственных средств для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов на 2019 год, тыс. руб. без НДС | 809 830,26 | |
| 2 | Плановый размер финансирования инвестиционной программы на 2019 год за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) (ИПзаяв), тыс. руб. без НДС | 720 000,00 | |
| 3 | Объем фактического финансирования инвестиционной программы в 2019 году за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) (ИПфакт), тыс. руб. без НДС | 673 053,33 | 374 013,44 |
| 4 |  | 0,93 | 0,52 |
| **5** | **Величина корректировки НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, тыс. руб.** | **-52 803,94** | **-389 153,31** |

По оценке Исполнителя, величина корректировки НВВ по результатам исполнения (неисполнения) инвестиционной программы в 2019 году на основе данных об исполнении инвестиционной программы за 2019 год составит (-52803,94 млн. руб.). Вместе с тем Исполнитель отмечает наличие риска увеличения отрицательной корректировки по результатам исполнения инвестиционной программы за 2019, исходя из пообъектного анализа данных о реализации инвестиционной программы за 2019 год до (-389 153,31 млн. руб.). Данный риск обуславливается необходимостью подтверждения обоснованности использования собственных тарифных источников, учтенных в рамках тарифно-балансовых решений на 2019 год, для финансирования инвестиционных проектов, не предусмотренных утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы.

Согласно пункту 8 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденных приказом ФАС России от 29.08.2017 № 1135/17, инвестиционная составляющая на покрытие расходов, связанных с развитием существующей инфраструктуры, в том числе связей между объектами территориальных сетевых организаций и объектами ЕНЭС, в целях присоединения новых и (или) увеличения мощности Устройств, присоединенных ранее, не учитывается при установлении платы за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Абзацем 5 пункта 32 Основ ценообразования № 1178 определено, что расходы связанные с развитием существующей инфраструктуры, в том числе с развитием связей между объектами территориальных сетевых организаций и объектами единой национальной (общероссийской) электрической сети, расходов на реконструкцию линий электропередачи, подстанций, увеличение сечения проводов и кабелей, увеличение мощности трансформаторов, расширение распределительных устройств и установку компенсирующих устройств для обеспечения качества электрической энергии (объектов электросетевого хозяйства) в целях обеспечения надежности работы электрических станций, присоединяемых энергопринимающих устройств и ранее присоединенных потребителей, а также расходы на установку на принадлежащих сетевой организации объектах электросетевого хозяйства устройств компенсации и регулирования реактивной мощности и иных устройств, необходимых для поддержания требуемых параметров надежности и качества электрической энергии, включаются в цену (тариф) на услуги по передаче электрической энергии.

Исполнитель отмечает, что выполнение мероприятий инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири» в части филиала «Читаэнерго» направлено на перспективное развитие электрических сетей и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также направлено на достижение целевых показателей надежности и качества оказываемых услуг.

На основании изложенного, в целях минимизации риска отрицательной корректировки НВВ по результатам исполнения (неисполнения) инвестиционной программы в 2019 году Исполнитель рекомендует:

* проводить своевременную корректировку параметров инвестиционной программы;
* усилить контроль за соблюдением графиков реализации инвестиционных проектов;
* в составе заявки об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2021 год приложить документы, подтверждающие факт финансирования и освоения капитальных вложений по инвестиционным проектам:
* копии платежных поручений со статусом «Оплачено»;
* выписки из оборотно-сальдовой ведомости по счету (в т.ч в случае выполнения работ хоз. способом);
* акты о приемке выполненных работ (по форме КС-2);
* справка о стоимости выполненных работ (по форме КС-3);
* товарные накладные;
* справки по распределению косвенных затрат.
* в составе заявки об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2021 год дополнительно приложить документы, подтверждающие необходимость и экономическую обоснованность финансирования новых инвестиционных проектов инвестиционной программы, такие как:
* для инвестиционных проектов, реализующихся в рамках осуществления мероприятий по ТП – реестр и копии заключенных договоров на технологическое присоединение;
* для инвестиционных проектов, реализующихся в рамках модернизации, реконструкции или технического перевооружения –обосновывающие материалы, подтверждающие необходимость их реализации в целях ликвидации последствий аварий; предписания государственных надзорных и контролирующих органов, экспертные заключения о необходимости выполнения мероприятий;
* инвестиционные проекты иных направлений реализации –соответствующие обосновывающие материалы, подтверждающие необходимость их реализации (решения органов исполнительной власти, указы Президента Российской Федерации и пр.);
* в составе заявки об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2021 год дополнительно приложить документы, подтверждающие полную стоимость новых инвестиционных проектов инвестиционной программы, такие как:
* для инвестиционных проектов, имеющих утвержденную проектно -сметную документацию - сводка затрат; сводный сметный расчет, разработанный в составе утвержденной в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности проектной документации; пояснительная записка к сметной документации по инвестиционному проекту; копия решения об утверждении проектной документации.
* для инвестиционных проектов, не имеющих утвержденную проектно-сметную документацию - сметный расчет стоимости реализации инвестиционного проекта, составленный в ценах, сложившихся ко времени составления такого сметного расчета, в том числе с использованием укрупненных сметных нормативов и другой ценовой информации (в сметном расчете указываются использованные документы и источники ценовой информации); копии документов, использованных в качестве источников ценовой информации для подготовки сметного расчета по инвестиционному проекту.

### **Экспертиза расчета необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго», сформированной на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности, в том числе анализ фактических расходов на оплату услуг ТСО с календарной разбивкой по полугодиям 2019 года**

### **Экспертиза долгосрочных параметров регулирования, используемых для расчета необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» на 2019 год**

В соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования №1178 тарифы на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемые с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, органами регулирования определяются в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой.

Согласно пункту 11 Методических указаний № 98-э необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей ((base_1_287253_32768 тыс. руб.)) определяется по формулам:

,

base_1_287253_32770

В соответствии с п .5, 8 Методических указаний 98-э долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования, которые в течение долгосрочного периода регулирования не изменяются:

1) базовый уровень подконтрольных расходов;

2) индекс эффективности подконтрольных расходов

3) коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, определяемый Методическими указаниями;

4) максимальная возможная корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая с учетом достижения установленного уровня надежности и качества услуг;

5) уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям;

6) уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг),

На основе долгосрочных параметров регулирования и планируемых значений параметров расчета тарифов, определяемых на долгосрочный период регулирования, регулирующие органы рассчитывают необходимую валовую выручку регулируемой организации на каждый год очередного долгосрочного периода регулирования.

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

2019 год является для ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» последним годом второго долгосрочного периода регулирования.

Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» письмом от 28.04.2018 г. №1.8/01/2580-исх представил в РСТ Забайкальского края расчет необходимой валовой выручки на 2019 год с приложением расчетных и обосновывающих материалов, а также пояснительную записку к расчетам.

Величина необходимой валовой выручки на 2019 год по данным филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» составила:

| **Наименование** | **Ед.изм.** | **Заявка филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» на 2019 год** |
| --- | --- | --- |
| **Подконтрольные расходы** | **тыс. руб.** | **2 054 222,40** |
| Материальные затраты | тыс. руб. | 363 821,72 |
| Затраты на оплату труда | тыс. руб. | 1 379 885,36 |
| Прочие расходы | тыс. руб. | 177 864,76 |
| Электроэнергия на хоз.нужды | тыс. руб. | 123 880,37 |
| Подконтрольные расходы из прибыли (расходы, не учитываемые в целях налогообложения) | тыс. руб. | 8 770,20 |
| **Неподконтрольные расходы** | **тыс. руб.** | **3 518 165,20** |
| Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС» | тыс. руб. | 1 425 765,86 |
| Аренда имущества | тыс. руб. | 20 065,66 |
| Оплата налогов | тыс. руб. | 161 622,70 |
| Отчисления на социальные нужды | тыс. руб. | 440 079,00 |
| Прочие неподконтрольные расходы | тыс. руб. | 185 858,33 |
| Налог на прибыль | тыс. руб. | 111 592,83 |
| Выпадающие доходы от льготного ТП (п.87 Основ ценообразования №1178) | тыс. руб. | 303 895,94 |
| Амортизация ОС и нематериальных активов | тыс. руб. | 831 188,85 |
| Возврат заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений | тыс. руб. | 38 096,05 |
| Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка | тыс. руб. | 941 727,53 |
| **НВВ на содержание (без учета расходов на компенсацию потерь)** | **тыс. руб.** | **6 514 115,13** |
| Поступление в сеть | млн. кВтч | 6 253,92 |
| Величина технологического расхода (потерь) электроэнергии | млн. кВтч | 681,24 |
| Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям | % | 10,89% |
| Тариф покупки потерь | руб./МВт\*ч | 2 354,46 |
| Затраты на покупную электроэнергию, приобретаемую в целях компенсации потерь | тыс. руб. | 1 603 940,88 |
| **НВВ собственная (без ТСО)** | **тыс. руб.** | **8 118 056** |
| Расходы на оплату услуг ТСО | тыс. руб. | 604 076 |
| **НВВ котловая** | **тыс. руб.** | **8 722 132** |

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Приказом РСТ Забайкальского края от 28.12.2018 г. № 764-НПА «О внесении изменений в приложение №2 к приказу Региональной службы по тарифам и ценообразованию Забайкальского края от 31 декабря 2014 года №748», с учетом изменений, внесенных Приказом РСТ Забайкальского края от 25.01.2019 г. № 13-НПА, утверждены параметры регулирования и необходимая валовая выручка филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» на период регулирования 2019 год в следующих размерах:

| **Наименование** | **Ед. изм.** | **ТБР на 2019 год** |
| --- | --- | --- |
| **Подконтрольные расходы** | **тыс. руб.** | **2 047 997,2** |
| Материальные затраты | тыс. руб. | 362 719,17 |
| Затраты на оплату труда | тыс. руб. | 1 375 703,67 |
| Прочие расходы | тыс. руб. | 177 325,74 |
| Электроэнергия на хоз.нужды | тыс. руб. | 123 504,96 |
| Подконтрольные расходы из прибыли (расходы, не учитываемые в целях налогообложения) | тыс. руб. | 8 743,66 |
| **Неподконтрольные расходы** | **тыс. руб.** | **3 016 446,9** |
| Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС» | тыс. руб. | 1 371 432,67 |
| Аренда имущества | тыс. руб. | 16 378,08 |
| Оплата налогов | тыс. руб. | 133 362,6 |
| Отчисления на социальные нужды | тыс. руб. | 401 328,62 |
| Прочие неподконтрольные расходы | тыс. руб. | 0,0 |
| Налог на прибыль | тыс. руб. | 111 592,83 |
| Выпадающие доходы от льготного ТП (п.87 Основ ценообразования №1178) | тыс. руб. | 172 521,85 |
| Амортизация ОС и нематериальных активов | тыс. руб. | 809 830,26 |
| Выпадающие доходы (экономия средств) | тыс. руб. | -431 894,68 |
| **НВВ на содержание (без учета расходов на компенсацию потерь и расходов на оплату услуг ТСО)** | **тыс. руб.** | **4 632 549** |
| Поступление в сеть | млн. кВтч | 5 802,22 |
| Величина технологического расхода (потерь) электроэнергии | млн. кВтч | 688,02 |
| Тариф покупки потерь | руб./МВт\*ч | 2 309,16 |
| Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии | тыс. руб. | 1 588 747,62 |
| **НВВ собственная (без ТСО)** | **тыс. руб.** | **6 221 297** |

Исполнитель отмечает, что в Экспертном заключении РСТ Забайкальского края информация о расходах на оплату услуг ТСО отсутствует.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Долгосрочные параметры регулирования деятельности филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» на период 2015 – 2019 гг. согласованы приказом ФСТ России от 29.12.2014 № 2420-э, в том числе на 2019 год:

* Базовый уровень подконтрольных расходов – 1 742,05 млн. руб.;
* Индекс эффективности подконтрольных расходов – 1%;
* Коэффициент эластичности подконтрольных расходов – 0,75;
* Уровень качества оказываемых услуг:

|  |  |
| --- | --- |
| **Наименование показателя** | **2019** |
| Уровень качества осуществляемого технологического присоединения | 1,0000 |
| Уровень качества обслуживания потребителей | 0,8975 |

* Уровень надежности оказываемых услуг – 0,0224
* Уровень потерь электрический энергии при ее передаче по электрическим сетям:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Напряжение | ВН | СН-1 | СН-2 | НН |
| Уровень потерь | 6,32% | 6,34% | 8,91% | 14,53% |

**Базовый уровень подконтрольных расходов.**

Величина базового уровня подконтрольных (операционных) расходов Исполнителем не анализировалась. Позиция Исполнителя изложена в разделе «Постатейный анализ подконтрольных расходов, принятых в расчет базового уровня подконтрольных расходов» отчета по этапу 1.1.1.

При определении величины подконтрольных расходов на 2019 год Исполнителем было выявлено занижение со стороны РСТ Забайкальского края соответствующих расходов на 21 801,78 тыс. руб. по причине не принятия к учету информации филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» о величине фактических условных единиц по состоянию на 01.11.2018 года (представленных письмом исх. № 1.8/02/7493 от 30.11.2018).

**Индекс эффективности операционных расходов.**

Индекс эффективности операционных расходов, учтенных РСТ Забайкальского края при определении величины подконтрольных расходов на 2019 год, соответствует индексу эффективности операционных расходов (1%), согласованному в качестве долгосрочного параметра регулирования приказом ФСТ России от 29.12.2014 № 2420-э.

**Коэффициент эластичности подконтрольных расходов.**

Коэффициент эластичности подконтрольных расходов, учтенных РСТ Забайкальского края при определении величины подконтрольных расходов на 2019 год, соответствует индексу коэффициенту эластичности подконтрольных расходов (0,75), согласованному в качестве долгосрочного параметра регулирования приказом ФСТ России от 29.12.2014 № 2420-э.

**Показатель уровня надежности и качества реализуемых товаров (услуг).**

Показатели уровня надежности и качества реализуемых товаров (услуг) на 2019 год, отраженные РСТ Забайкальского края в Экспертном заключении, соответствуют показателям уровня надежности и качества реализуемых товаров (услуг), согласованных в качестве долгосрочных параметров регулирования приказом ФСТ России от 29.12.2014 № 2420-э.

**Уровень потерь электрический энергии при ее передаче по электрическим сетям.**

Величина потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям на 2019 год определена РСТ Забайкальского края в объеме 688,02 млн. кВтч.

Позиция Исполнителя относительно величины потерь изложена в разделе «Экспертиза обоснованности принятых РСТ Забайкальского края в расчет тарифов на 2019 год балансов электрической энергии (мощности) по уровням напряжения в разрезе групп потребителей, в том числе уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям» отчета по этапу 1.1.1.

Величина потерь в объеме 688,02 млн. кВтч учтена РСТ Забайкальского края при определении расходов на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2019 год.

Исполнителем произведен анализ предложенных филиалом на 2019 год расходов на оказание услуг по передаче электрической энергии, учтенных РСТ Забайкальского края соответствующих расходов при установлении тарифов, а также плановых расходов определенных Исполнителем на соответствующий период и фактически понесенных филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии в 2019 году.

Фактические данные за 2019 год, приняты Исполнителем в соответствии с данными размещенными филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» на официальном сайте [https://www.mrsk-sib.ru/index.php](https://arhenergo.mrsksevzap.ru/aboutaffiliate) в сети Интернет в «Форме раскрытия информации о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями, регулирование деятельности которых осуществляется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки».

Принимая во внимание факт отсутствия у Исполнителя информации о величине расходов на оплату услуг ТСО, учтенных РСТ Забайкальского края при формировании котловой выручки на 2019 год (данная информация, как уже отмечалось ранее, не отражена РСТ Забайкальского края в Экспертном заключении) Исполнителем для проведения анализа котловой НВВ расходы на оплату услуг ТСО , приняты по данным опубликованным филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» на официальном сайте в сети Интернет в отчете «Форма раскрытия информации о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями, регулирование деятельности которых осуществляется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки за 2019 год».

Также для проведения анализа по расчету необходимой валовой выручки на 2019 год величина «корректировок НВВ» в столбце по данным «Исполнителя» принята по расчету РСТ Забайкальского края.

| **Наименование** | **Ед.изм.** | **Предложение филиала ПАО «МРСК Сибири» -«Читаэнерго» на 2019 год** | **ТБР на 2019 год** | **Исполнитель на 2019 год** | | **Справочно: Факт за 2019 год** | **Отклонение от ТБР** | **Отклонение от заявки филиала, тыс. руб.** | | **Отклонение от фактических расходов, тыс. руб.** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **всего** | **в т.ч. риск изъятия** | **ТБР - Исполнитель** | **ТБР-заявка** | **Исполнитель - заявка** | **ТБР-факт** | **Исполнитель - факт** |
| **Подконтрольные расходы** | **тыс. руб.** | **2 054 222** | **2 047 997** | **2 069 799** |  | **2 239 012** | **- 21 802** | **- 6 225** | **15 577** | **-191 015** | **- 169 213** |
| Материальные затраты | тыс. руб. | 363 822 | 362 719 | 366 580 |  | 347 805 | - 3 861 | - 1 103 | 2 759 | 14 914 | 18 775 |
| Затраты на оплату труда | тыс. руб. | 1 379 885 | 1 375 704 | 1 390 349 |  | 1 492 493 | - 14 645 | - 4 182 | 10 463 | - 116 789 | - 102 144 |
| Прочие расходы | тыс. руб. | 177 865 | 177 326 | 179 213 |  | 244 579 | - 1 888 | - 539 | 1 349 | - 67 253 | - 65 365 |
| Электроэнергия на хоз.нужды | тыс. руб. | 123 880 | 123 505 | 124 820 |  | 144 482 | - 1 315 | - 375 | 939 | - 20 977 | - 19 663 |
| Подконтрольные расходы из прибыли (расходы, не учитываемые в целях налогообложения) | тыс. руб. | 8 770 | 8 744 | 8 837 |  | 9 653 | - 93 | - 27 | 67 | - 909 | - 816 |
| **Неподконтрольные расходы** | **тыс. руб.** | **3 518 165** | **3 016 447** | **3 170 706** | **491 568** | **5 040 422** | **301 355** | **- 501 718** | **- 347 459** | **- 2 023 975** | **- 1 869 716** |
| Оплата услуг ОАО «ФСК ЕЭС» | тыс. руб. | 1 425 766 | 1 371 433 | 1 371 433 | 219 | 1 362 687 | - | - 54 333 | - 54 333 | 8 746 | 8 746 |
| Аренда имущества | тыс. руб. | 20 066 | 16 378 | 16 378 | 4 263 | 19 143 | - | - 3 688 | - 3 688 | -2 765 | - 2 765 |
| Оплата налогов | тыс. руб. | 161 623 | 133 363 | 133 363 | 59 166 | 71 931 | - | - 28 260 | - 28 260 | 61 432 | 61 432 |
| Отчисления на социальные нужды | тыс. руб. | 440 079 | 401 329 | 424 490 |  | 435 342 | - | - 38 750 | - 15 589 | - 34 013 | - 10 852 |
| Прочие неподконтрольные расходы | тыс. руб. | 185 858 | - | 131 098 |  | 2 263 505 | - 131 098 | - 185 858 | - 54 760 | - 2 263 505 | - 2 132 407 |
| Налог на прибыль | тыс. руб. | 111 593 | 111 593 | 111 035 | 558 | - 152 178 | 558 | 0 | - | 263 771 | 263 771 |
| Выпадающие доходы от льготного ТП (п.87 Основ ценообразования №1178) | тыс. руб. | 303 896 | 172 522 | 172 522 | 120 014 | 239 820 | - | - 131 374 | - 131 374 | - 67 299 | - 67 299 |
| Амортизация ОС и нематериальных активов | тыс. руб. | 831 189 | 809 830 | 809 830 | 307 348 | 800 173 | - | - 21 359 | - 21 359 | 9 657 | 9 657 |
| Возврат заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений | тыс. руб. | 38 096 | - |  |  |  | - | - 38 096 | - 38 096 | - | - |
| Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка | тыс. руб. | 941 728 | - 431 895 | - 431 895 |  |  | - | - 1 373 623 | - 1 373 623 | - 431 895 | - 431 895 |
| **НВВ на содержание (без учета расходов на компенсацию потерь )** | **тыс. руб.** | **6 514 115** | **4 632 549** | **4 808 610** | **491 568** | **7 279 434** | **- 176 061** | **- 1 881 566** | **-1 705 505** | **- 2 646 885** | **- 2 470 823** |
| Поступление в сеть | млн. кВтч | 6 253,92 | 5 802,22 | 5 802,22 |  | 6 238,51 | - | - 451,70 | - 451,70 | - 436,29 | - 436,29 |
| Величина технологического расхода (потерь) электроэнергии | млн. кВтч | 681,24 | 688,02 | 688,02 |  | 553,54 | - | 6,78 | 6,78 | 134,48 | 134,48 |
| Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям | % | 10,89% | 11,86% | 11,86% |  | 8,87% | - | 0,96% | 0,96% | 2,98% | 2,98% |
| Тариф покупки потерь | руб/МВт\*ч | 2 354,46 | 2 309,15 | 2 309,15 |  | 2 301,63 | 0 | - 45,30 | - 45,30 | 7,53 | 7,53 |
| Затраты на покупную электроэнергию, приобретаемую в целях компенсации потерь | тыс. руб. | 1 603 941 | 1 588 748 | 1 588 748 | 29 933 | 1 274 042 | - | - 15 193 | - 15 193 | 314 706 | 314 706 |
| **НВВ собственная (без ТСО)** | **тыс. руб.** | **8 118 056** | **6 221 297** | **6 397 358** | **521 501** | **8 553 476** | **- 176 061** | **- 1 896 759** | **- 1 720 698** | **- 2 332 179** | **- 2 156 118** |
| Расходы на оплату услуг ТСО | тыс. руб. | 604 076 | 588 045 | 588 045 |  | 576 390 | - | - 16 031 | - 16 031 | 11 654 | 11 654 |
| **НВВ котловая** | **тыс. руб.** | **8 722 132** | **6 809 341** | **6 985 403** |  | **9 129 866** | **- 176 061** | **- 1 912 791** | **- 1 736 729** | **- 2 320 525** | **- 2 144 463** |

В соответствии с представленными выше данными размер котловой НВВ на 2019 год по расчетам Исполнителя (с учетом корректировок НВВ, учтенных регулирующим органом в ТБР 2019 года) должен составить 6 985 403 тыс. руб. Необоснованно неучтенная в ТБР 2019 года величина расходов, по мнению Исполнителя, составляет 176 061 тыс. руб., в том числе по подконтрольным расходам – 21 802 тыс. руб., по неподконтрольным расходам – 154 259 тыс. руб.

Основное отклонение в части подконтрольных расходов сформировалось за счет не принятия РСТ Забайкальского края к учету информации филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» о величине фактических условных единиц по состоянию на 01.11.2018 года (представленных письмом исх. № 1.8/02/7493 от 30.11.2018)

Основное отклонение по неподконтрольным расходам сформировалось за счет того, что в составе НВВ 2019 года не учтены расходы по обслуживанию кредитных ресурсов.

Исполнителем также проведен анализ фактических расходов на содержание электрических сетей и расходов, учтенных в составе НВВ 2019 года.

В соответствии с представленными выше данными фактические расходы на содержание электрических сетей в 2019 году превысили расходы, учтенные регулирующим органом (НВВ без учета расходов на оплату потерь и услуг ТСО), на 2 646 885 тыс. руб., в том числе: по подконтрольным расходам на 191 015 тыс. руб., по неподконтрольным расходам на 2 023 975 тыс. руб.

По итогам 2019 года превышение фактических подконтрольных расходов над расходами, учтенными регулирующим органом в тарифно-балансовых решениях, сформировалось за счет превышения расходов на оплату труда в размере 116 789 тыс. руб., а также прочих затрат в размере 67 253 тыс. руб.

Отклонения прочих подконтрольных расходов, в соответствии с пояснениями филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» размещенными на официальном сайте в сети Интернет в «Форме раскрытия информации о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями, регулирование деятельности которых осуществляется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки» сформировались за счет:

* Увеличения фактических расходов (в сравнении с учтенными при формировании НВВ) на оплату работ и услуг сторонних организаций в результате увеличения расходов на программное обеспечение и сопровождение (в области метрологии, учета электрической энергии, управления сетями, внедрение корпоративных информационных систем управления финансово-хозяйственной деятельностью), увеличения расходов на услуги по организации функционирования и развитию сетевого комплекса ПАО «Россети», усиления PR-кампании, направленной на снижение энерговоровства в проблемных административных районах Забайкальского края, а также направленных на снижение травматизма на электросетевых объектах;
* Роста затрат на командировочные расходы, обусловленного удорожанием стоимости суточных персонала, проживания, проезда;
* Роста затрат за счет проведения предэкзаменационной подготовки всего персонала, организующего и осуществляющего работы в электроустановках в целях снижения рисков травматизма и обеспечения безопасного производства работ на электроустановках;
* Роста затрат на страхование за счет удорожания стоимости страхования электросетевого имущества.

Отклонение фактических неподконтрольных затрат от планового значения, учтенного органом регулирования в НВВ 2019 года, сформировалось в результате:

* не включения в состав плановых неподконтрольных затрат расходов на обслуживание заемных средств (фактические расходы составили 171 891 тыс. руб.), расходов на создание резервов по сомнительным долгам 2 124 931 тыс. руб. (в том числе по договору оказания услуг по передаче электрической энергии с АО «Читаэнергосбыт» 1 622 484 тыс. руб., под дебиторскую задолженность Министерства финансов Забайкальского края 323 414 тыс. руб.), расходов на создание резервов под оценочные обязательства по потерям электрической энергии и услугам ТСО, в результате разногласий с гарантирующим поставщиком по объему потерь электрической энергии и объему оказанных услуг ТСО (73 125 тыс. руб.), расходов на услуги энергосервисных компаний, предусмотренных Федеральным законом №261-ФЗ «Об энергосбережении» (52 287 тыс. руб.);
* превышения фактических арендных платежей на плановым (учтенным в составе НВВ) значением на 2 765 тыс. руб. в связи с заключением договоров аренды земельных участков под объектами электросетевого хозяйства, превышения фактической величины отчислений на социальные нужды (на 34 013 тыс. руб.) в связи с увеличением расходов на оплату труда, превышением фактических расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям (на 67 299 тыс. руб.) в результате введения в действие с 01.10.2017 года скидки в размере 100% на затраты капитального характера для заявителей до 150кВт.

На основании изложенного выше, для компенсации величины отклонений фактических неподконтрольных расходов в последующих периодах регулирования (корректировка неподконтрольных расходов по итогам 2019 года) Исполнитель рекомендует филиалу ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» предоставить в орган регулирования полный комплект документов, обосновывающих фактические неподконтрольные расходы 2019 года.

### **Анализ фактических расходов филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» на оплату услуг ТСО с календарной разбивкой по полугодиям 2019 года**

Согласно пункту 42 Правил недискриминационного доступа, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 №861 (далее – Правила недискриминационного доступа) при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии ставки тарифов определяются с учетом необходимости обеспечения равенства единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии для всех потребителей услуг, расположенных на территории соответствующего субъекта Российской Федерации и принадлежащих к одной группе (категории) из числа тех, по которым законодательством Российской Федерации предусмотрена дифференциация тарифов на электрическую энергию (мощность).

Согласно пункту 49 Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденных приказом ФСТ России от 06.08.2004 №20-э/2, для расчета единых (котловых) тарифов на территории субъекта Российской Федерации на каждом уровне напряжения суммируются необходимая валовая выручка всех сетевых организаций по соответствующему уровню напряжения.

Долгосрочная необходимая валовая выручка (без учета оплаты потерь) филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» на долгосрочный период регулирования 2015-2019 годы утверждена на каждый год долгосрочного периода регулирования приказом Забайкальского края от 31.12.2014 № 748. Приказом от 25.01.2019 № 13-НПА величина необходимой валовой выручки на 2019 год была приведена в соответствие с приказом ФАС России от 13.12.2018 года № 1764/18 «Об утверждении предельных минимальных и максимальных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненных к нему категориям потребителей, по субъектам РФ на 2019 год».

Долгосрочные параметры регулирования утверждены приложением № 1 к приказу РСТ Забайкальского края от 31.12.2014№ 748.

Индивидуальные цены на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями за оказываемые друг другу услуги по передаче на 2019 год установлены приказом РСТ Забайкальского края от 28.12.2018 года №763-НПА.

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Филиал, направляя расчетные и обосновывающие материалы для корректировки долгосрочного тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год, не производил расчёт плановых расходов на оплату услуг ТСО в разрезе каждой сетевой организации.

В соответствии с таблицей «Расчет НВВ методом индексации филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго»» расходы на оплату услуг ТСО на 2019 год определены филиалом в размере 604 075,82 тыс. руб. путем индексации на 4% соответствующих расходов, учтенных в ТБР 2018 года.

В Пояснительной записке к расчету корректировки НВВ на 2019 год филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» пояснения относительно определения плановых расходов на оплату услуг ТСО не отражены.

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

РСТ Забайкальского края в Экспертном заключении информацию об учтенных расходах на оплату услуг ТСО не приводит.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

В состав необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» должны включаться расходы на оплату услуг ТСО в размере, определяемом исходя из планового объема полезного отпуска по каждой ТСО и индивидуальных цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между двумя сетевыми организациями, установленных РСТ Забайкальского края, так как согласно пункту 52 Методических указаний №20-э/2 определено, что необходимая валовая выручка любой сетевой организации региона должна суммарно обеспечиваться за счет платежей от потребителей, а также от сетевых организаций.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями утверждены приказом РСТ Забайкальского края от 28.12.2018 года № 763-НПА

Величина полученных расходов на оплату услуг сетевых организаций составила 588 044,6 тыс. руб. Подробный расчет представлен в таблице.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование ТСО** | **Натуральные показатели, тыс. кВтч** | | | **Приказ от 28.12.2018 № 763-НПА** | | **Расходы 1 пол. 2019 года, тыс. руб.** | **Расходы 2 пол. 2019 года, тыс. руб.** | **Расходы 2019г. года, тыс. руб.** |
| **Одноставочный тариф** | |
| **1 пол.** | **2 пол.** |
| **1 пол.** | **2 пол.** | **Год** | **руб./**  **кВтч** | **руб./**  **кВтч** |
| 1 | Филиал ПАО «МРСК Сибири-«Читаэнерго» - ОАО «РЖД» в лице Восточно-Сибирской дирекции по энергообеспечению структурного подразделения «Трансэнерго» - филиал ОАО «РЖД» | 2 472,9 | 2 309,7 | 4 782,6 | 3,52085 | 3,17068 | 8 706,71 | 7 323,32 | 16 030,03 |
| 2 | Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» - филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго» | 88 405,2 | 79 981,9 | 168 387,1 | 1,00291 | 1,20466 | 88 662,459 | 96 350,996 | 185 013,455 |
| 3 | Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» - ОАО «РЖД» в лице Забайкальской дирекции по энергообеспечению структурного подразделения «Трансэнерго» - филиала ОАО «РЖД» | 150 360,0 | 134 042,0 | 284 402,0 | 1,37166 | 1,34852 | 206 242,798 | 180 758,318 | 387 001,115 |
| ВСЕГО | | 241 238,1 | 216 333,6 | 457 571,7 |  |  | 303 611,967 | 284 432,633 | **588 044,6** |

Фактические расходы на оплату услуг ТСО за 2019 год по данным, представленным филиалом ПАО «МРСК «Сибири» - «Читаэнерго», составили 576 390,23 тыс. руб., в том числе за 1 полугодие 2019 года – 292 583,18 тыс. руб., за 2 полугодие 2019 года – 283 807,05 тыс. руб.

В разрезе территориальных сетевых организаций сравнительный анализ расходов представлен в таблице:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** |  | **План 2019, тыс. руб.** | | | **Факт 2019, тыс. руб.** | | | **отклонения, %** | | |
| **1 пол.** | **2 пол.** | **Год** | **1 пол.** | **2 пол.** | **Год** | **1 пол.** | **2 пол.** | **Год** |
| 1 | Филиал ПАО «МРСК Сибири-«Читаэнерго» - ОАО «РЖД» в лице Восточно-Сибирской дирекции по энергообеспечению структурного подразделения «Трансэнерго» - филиал ОАО «РЖД» | 8 706,71 | 7 323,32 | 16 030,03 | 9 173,76 | 7 418,4 | 16 592,16 | 5,36 | 1,3 | 3,5 |
| 2 | Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» - филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго» | 88 662,459 | 96 350,996 | 185 013,455 | 88 393,48 | 87 137,02 | 175 530,49 | -0,3 | -9,56 | -5,13 |
| 3 | Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» - ОАО «РЖД» в лице Забайкальской дирекции по энергообеспечению структурного подразделения «Трансэнерго» - филиала ОАО «РЖД» | 206 242,798 | 180 758,318 | 387 001,115 | 195 015,95 | 189 251,63 | 384 267,58 | -5,44 | 4,7 | -0,7 |
|  | **ВСЕГО** | **303 611,967** | **284 432,633** | **588 044,6** | **292 583,185** | **283 807,047** | **576 390,23** | **-3,63** | **-0,22** | **-1,98** |

На основании представленных данных Исполнитель считает необходимым отметить следующее.

По информации о фактических расходах на оплату услуг ТСО, представленных филиалом ПАО «МРСК «Сибири» - «Читаэнерго», расчеты за услуги по передаче электрической энергии производились по одноставочным тарифам. По фактическим расходам за 2019 год на оплату услуг соответствующих сетевых компаний образовалась экономия от плановых значений 11 654,37 тыс. руб.

Отклонения фактических расходов на оплату услуг ТСО в 2019 году от плановых значений в разрезе ТСО на услуги по передаче электрической энергии представлены в таблице.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **Наименование** | **Натуральные показатели, тыс. кВтч** | | | **План 2019, тыс. руб.** | | | **Факт 2019, тыс. руб.** | | | **Откл., тыс. руб. (план-факт)** |
| **план** | **факт** | **Откл. (план-факт)** | **1 пол.** | **2 пол.** | **Год** | **1 пол.** | **2 пол.** | **Год** |  |
|  | **Расходы на уплату услуг ТСО, расчеты с которыми осуществлялись с применением одноставочных тарифов на услуги по передаче электрической энергии** | | | | | | | | | | |
| 1 | Филиал ПАО «МРСК Сибири-«Читаэнерго» - ОАО «РЖД» в лице Восточно-Сибирской дирекции по энергообеспечению структурного подразделения «Трансэнерго» - филиал ОАО «РЖД» | 4 782,6 | 4 945,24 | 162,6 | 8 706,71 | 7 323,32 | 16 030,03 | 9 173,76 | 7 418,4 | 16 592,16 | 562,13 |
| 2 | Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» - филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго» | 168 387,1 | 160 622,62 | -7 764,48 | 88 662,459 | 96 350,996 | 185 013,455 | 88 393,48 | 87 137,02 | 175 530,49 | -9 482,97 |
| 3 | Филиал ПАо «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» - ОАО «РЖД» в лице Забайкальской дирекции по энергообеспечению структурного подразделения «Трансэнерго» - филиала ОАО «РЖД» | 284 402,0 | 282 515,38 | -1 886,62 | 206 242,798 | 180 758,318 | 387 001,115 | 195 015,95 | 189 251,63 | 384 267,58 | -2 733,54 |
|  | **ИТОГО** | **457 571,7** | **448 083,24** | **-9 488,46** | **303 611,967** | **284 432,633** | **588 044,6** | **292 583,185** | **283 807,047** | **576 390,23** | **-11 654,37** |

Отклонение фактической величины расходов на оплату услуг ТСО от плановой сложилось в результате отклонений фактических объемов отпуска электрической энергии от объемов, учтенных при принятии тарифных решений на 2019 год.

Общая экономия фактических расходов на оплату услуг ТСО над плановыми величинами составило -1,98% или -11 654,37 тыс. руб.

### **Экспертиза обоснованности корректировок необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго», проведенных РСТ Забайкальского края при определении необходимой валовой выручки на 2019 год**

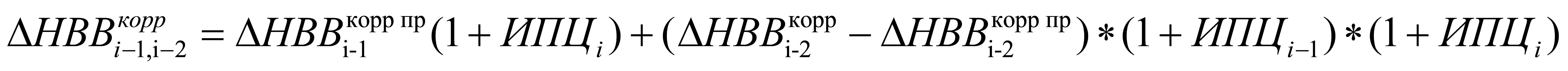
Согласно пункту 38 Основ ценообразования № 1178 в течение долгосрочного периода регулирования регулирующими органами ежегодно производится корректировка необходимой валовой выручки, устанавливаемой на очередной период регулирования в соответствии с Методическими указаниями № 98-э. По решению регулирующего органа такая корректировка может осуществляться с учетом отклонения фактических значений параметров расчета тарифов по итогам истекшего периода текущего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, от планировавшихся значений параметров расчета тарифов, а также изменение плановых показателей на следующие периоды.

Согласно положениям пункта 39 Основ ценообразования №1178, которым предусмотрено, что при изменении метода регулирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности сетевых организаций результаты деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до изменения метода регулирования тарифов учитываются при определении ежегодной корректировки валовой выручки в порядке, предусмотренном теми методическими указаниями, в соответствии с которыми была установлена необходимая валовая выручка на соответствующий год. В отношении филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» в рамках долгосрочного периода регулирования 2015-2019 гг. с 2015 года по 2017 год применялся метод регулирования - метод доходности инвестированного капитала. В связи с этим корректировки необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» на 2019 год по фактическим данным 2017 года осуществляются в соответствии с Методическими указаниями №228-э.

Согласно пункту 42 Методических указаний №228-э регулирующими органами производятся следующие корректировки величины необходимой валовой выручки:

* компенсация выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов;
* корректировка необходимой валовой выручки на очередной год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы;
* компенсация фактически понесенных неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов на соответствующий год долгосрочного периода регулирования;
* корректировка, связанная с применением понижающего (повышающего) коэффициента, корректирующего необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом фактических показателей достижения уровня надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг);
* корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы;
* выпадающие доходы сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемые в плату за технологическое присоединение, связанные с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, определяемые регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования № 1178.

Согласно пункту 42 Методических указаний № 228-э компенсация выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов производится по формуле:



Корректировки необходимой валовой выручки в части выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов по итогам 2017 года филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» направлены в адрес РСТ Забайкальского края письмом от 28.04.2018 № 18/01/2580-исх.

### 

### **Экспертиза обоснованности определения величины корректировки, возникающей в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг по регулируемому виду деятельности от утвержденной при установлении тарифов**

Согласно пункту 42 Методических указаний № 228-э величина корректировки, возникающая в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг по регулируемому виду деятельности от утвержденной при установлении тарифов, определяется в составе формулы:



где:

 - скорректированная необходимая валовая выручка, установленная регулирующим органом на год i-2 долгосрочного периода регулирования;

 - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за год i-2 в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год i-2 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг.

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Компенсация по фактическому объему выручки от реализации услуг по передаче электрической энергии филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» не заявлена.

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Излишне полученный объем выручки от реализации на содержание сетей за 2017 год по расчету РСТ Забайкальского края составил 404 321,23 тыс. руб.

| **Показатель** | **Сумма, тыс. руб.** |
| --- | --- |
| Плановый объем скорректированной НВВ на содержание | 4 558 134,25 |
| Фактический объем выручки от реализации | 6 837 033,00 |
| Фактическая оплата услуг смежных ТСО | 494 105,83 |
| Фактические расходы на оплату технологического расхода потерь | 1 380 471,69 |
| Фактическая выручка на содержание сетей | 4 962 455,48 |
| Отклонение полученной выручки от установленного уровня | 404 321,23 |

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Недополученная необходимая валовая выручка, установленная регулирующим органом на год i-2 долгосрочного периода регулирования (ΔНВВ2017) рассчитывается исходя из установленных на год i-2 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг.

Корректировка НВВ на содержание сетей по расчету Исполнителя составляет (-264 402,04тыс. руб.), или с учетом ИПЦ на 2018, 2019 гг. (- 284 031,78 тыс. руб.).

**Расчет корректировки, возникающей в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг по регулируемому виду деятельности от утвержденной при установлении тарифов**

|  |  | **Ед. изм.** | **план** | **факт** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Полезный отпуск | тыс. кВт\*ч | 5 336 642,90 | 5 572 510,13 |
| 2 | НВВ котловая | тыс. руб. | 6 509 758,10 |  |
| 3 | НВВ на потери | тыс. руб. | 1 422 543,42 |  |
| 4=2-3 | НВВ на содержание сетей (в т.ч. на оплату услуг ТСО) | тыс. руб. | 5 087 214,68 |  |
| 5=2/1(план) | усредненный тариф на передачу э/э | руб./кВт\*ч | 1,220 |  |
|  | в т.ч. |  |  |  |
| 6=3/1(план) | ставка на оплату потерь э/э | руб./кВт\*ч | 0,267 |  |
| 7 | Товарная выручка | тыс. руб. |  | 6 837 033,26 |
| 8=6\*1(факт) | Выручка на оплату потерь | тыс. руб. |  | 1 485 416,54 |
| 9=7-8 | Выручка на содержание сетей | тыс. руб. |  | 5 351 616,72 |
| **10=4-9** | **Корректировка выручки** | **тыс. руб.** |  | -264 402,04 |
| 11 | ИПЦ 2018 | % |  | 2,7 |
| 12 | ИПЦ 2019 | % |  | 4,6 |
| **13** | **Корректировка выручки с учетом ИПЦ** | **тыс. руб.** |  | **-284 031,78** |

По расчету Исполнителя, излишне полученные доходы, возникающие в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг по регулируемому виду деятельности от утвержденной при установлении тарифов, составляют 284 031,78 тыс. руб., что на 120 289,45 тыс. руб. ниже показателя, рассчитанного РСТ Забайкальского края.

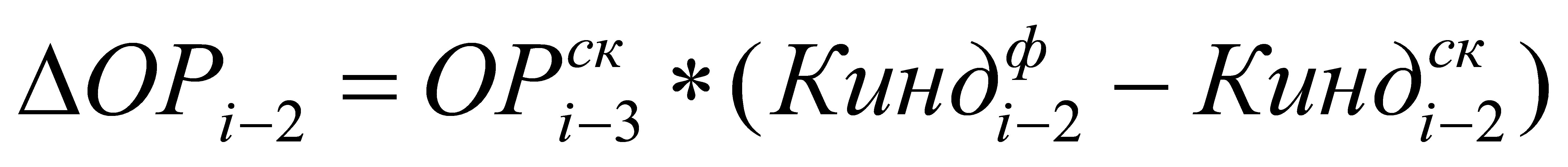
**Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности за 2017 год**

| **Наименование** | **Заявлено филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго»** | **Принято РСТ Забайкальского края** | **Расчет Исполнителя** |
| --- | --- | --- | --- |
| Сумма, тыс. руб. | 0 | -404 321,23 | -264 402,04 |
| ИПЦ 2018 |  |  | 2,7% |
| ИПЦ 2019 |  |  | 4,6% |
| Сумма с учетом ИПЦ, тыс. руб. |  |  | -284 031,78 |
| Отклонение от установленной величины  (+) – необоснованно не учтенная  (-) – излишне установленная | | | +120 289,45 |

### 

### **Экспертиза обоснованности определения величины компенсации операционных расходов, связанной с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям**

Согласно пункту 42 Методических указаний № 228-э предусмотрена компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям. Компенсация может принимать как положительные, так и отрицательные значения.



**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

По расчету филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» корректировка операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям, составила по итогам 2017 г. (-19 399,08) тыс. руб.

| **№ п/п** | **Наименование** | | **Ед. изм.** | **Значение** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Величина операционных расходов, утвержденная на 2016 год | ОРi-3ск | тыс. руб. | 1 857 352,20 |
| 2 | Коэффициент индексации, учтенный при расчёте НВВ утверждённой на 2017 год | Киндi-2ск |  | 1,040 |
| 3 | Индекс эффективности операционных расходов, установленный на 2017 год | Ирi-2 | % | 1,000 |
| 4 | Фактический индекс инфляции в 2017 году (по данным прогноза СЭР РФ на 2017 год и плановый период 2018-2019) | ИПЦi-2ф | % | 3,90 |
| 5 | Коэффициент эластичности операционных расходов по количеству активов утв. на 2017 год | Эл |  | 0,75 |
| 6 | Фактический объем условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности в 2017 году | Уei-2ф | у.е. | 193 525,82 |
| 7 | Фактический объем условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности в 2016 году | Уei-3ф | у.е. | 193 288,92 |
| 8 | Индекс изменения количества активов по фактическим периодам 2016 года и 2017 года | ИКАi-2ф | % | 0,12 |
| 9 | Коэффициент индексации подконтрольных расходов на 2017 год, определяемый в соответствии с фактическими значениями инфляции и объема условных единиц | Киндi-2ф |  | 1,030 |
| 10 | Компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям | ΔОРi-2 | тыс. руб. | -19 399,08 |

В связи с получением отрицательной величины, подлежащей снятию с НВВ 2019 г., данная корректировка не была заявлена филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго».

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

РСТ Забайкальского края принята корректировка операционных расходов в размере (-24 714,69) тыс. руб.

| **№ п/п** | **Наименование** | | **Ед. изм.** | **Значение** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Величина операционных расходов, утвержденная на 2016 год | Орi-3ск | тыс. руб. | 1 857 352,20 |
| 2 | Коэффициент индексации, учтенный при расчёте НВВ утверждённой на 2017 год | Киндi-2ск |  | 1,040 |
| 3 | Индекс эффективности операционных расходов, установленный на 2017 год | Ирi-2 | % | 1,000 |
| 4 | Фактический индекс инфляции в 2017 году (по данным прогноза СЭР РФ до 2036 г.) | ИПЦi-2ф | % | 3,70 |
| 5 | Коэффициент эластичности операционных расходов по количеству активов утв. на 2017 год | Эл |  | 0,75 |
| 6 | Фактический объем условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности в 2017 году | Уei-2ф | у.е. | 191 279,40 |
| 7 | Фактический объем условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности в 2016 году | Уei-3ф | у.е. | 191 227,35 |
| 8 | Индекс изменения количества активов по фактическим периодам 2016 года и 2017 года | ИКАi-2ф | % | 0,00 |
| 9 | Коэффициент индексации подконтрольных расходов на 2017 год, определяемый в соответствии с фактическими значениями инфляции и объема условных единиц | Киндi-2ф |  | 1,027 |
| 10 | Компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям | ΔОРi-2 | тыс. руб. | -24 714,69 |

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

По данным, представленным филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» фактический объем условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности, по состоянию на 31.12.2016 равен 193 525,82 у.е., в 2017 году – 193 577,89 у.е.

РСТ Забайкальского края определила величину активов на основании фактических данных за исключением оборудования, не используемого в оказании услуг по регулируемому виду деятельности (котельное оборудование п. Холбон). Величина уменьшения фактических активов составила 2 298,5 у.е. При этом в Экспертном заключении не отражен состав данного оборудования, а также не приводятся его технические характеристики, позволяющие сделать однозначный вывод (а также проверить величину уменьшения активов) об использовании исключенных активов при осуществлении прочих видов деятельности. Таким образом, позиция органа регулирования в части уменьшения активов, по мнению Исполнителя, не обоснована.

Согласно Прогнозу социально-экономического развития до 2036 г. от 28.11.2018 ИПЦ за 2017 г. составил 3,7%.

Следовательно, корректировка операционных расходов по расчету Исполнителя составляет -24 448,01 тыс. руб., или с учетом ИПЦ на 2018, 2019 гг. -26 263,08 тыс. руб.

**Расчет корректировки операционных расходов, связанной с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям**

| **№ п/п** | **Наименование** | | **Ед. изм.** | **Значение** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Величина операционных расходов, утвержденная на 2016 год | Орi-3ск | тыс. руб. | 1 857 352,20 |
| 2 | Коэффициент индексации, учтенный при расчёте НВВ утверждённой на 2017 год | Киндi-2ск |  | 1,040 |
| 3 | Индекс эффективности операционных расходов, установленный на 2017 год | Ирi-2 | % | 1,000 |
| 4 | Фактический индекс инфляции в 2017 году (по данным прогноза СЭР РФ на 2017 год и плановый период 2018-2019) | ИПЦi-2ф | % | 3,70 |
| 5 | Коэффициент эластичности операционных расходов по количеству активов утв. на 2017 год | Эл |  | 0,75 |
| 6 | Фактический объем условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности в 2017 году | Уei-2ф | у.е. | 193 577,89 |
| 7 | Фактический объем условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности в 2016 году | Уei-3ф | у.е. | 193 525,82 |
| 8 | Индекс изменения количества активов по фактическим периодам 2016 года и 2017 года | ИКАi-2ф | % | 0,03 |
| 9 | Коэффициент индексации подконтрольных расходов на 2017 год, определяемый в соответствии с фактическими значениями инфляции и объема условных единиц | Киндi-2ф |  | 1,027 |
| **10** | **Компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям** | **ΔОРi-2** | **тыс. руб.** | **-24 448,01** |
| 11 | ИПЦ на 2018 г. |  | % | 2,7 |
| 12 | ИПЦ на 2019 г. |  | % | 4,6 |
| **13** | **Компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям, с учетом ИПЦ** |  | **тыс. руб.** | **-26 263,08** |

На основании изложенного, РСТ Забайкальского края необоснованно не учтена корректировка операционных расходов в размере +266,68 тыс. руб.   
(= -24 448,01 – (-24 714,69)), однако в связи с неприменением РСТ Забайкальского края индексации с учетом ИПЦ 2018, 2019 гг. величина корректировки НВВ филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» завышена на 1 548,39 тыс. руб.

**Компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям**

| **Наименование** | **Заявлено филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго»** | **Принято РСТ Забайкальского края** | **Расчет Исполнителя** |
| --- | --- | --- | --- |
| Сумма, тыс. руб. | 0 | -24 714,69 | -24 448,01 |
| ИПЦ 2018 |  |  | 2,7% |
| ИПЦ 2019 |  |  | 4,6% |
| Сумма с учетом ИПЦ, тыс. руб. |  |  | -26 263,08 |
| Отклонение от установленной величины  (+) – необоснованно не учтенная  (-) – излишне установленная | | | -1 548,39 |

### 

### **Экспертиза обоснованности определения величины компенсации фактически понесенных неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов**

Согласно пункту 42 Методических указаний № 228-э – компенсация фактически понесенных неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов, определяемая в соответствии с пунктами 20 – 21 Методических указаний № 228-э. Компенсация может принимать как положительные, так и отрицательные значения.



Корректировка производится с учетом отклонения фактического уровня неподконтрольных расходов от установленного уровня (с учетом документального подтверждения осуществления таких расходов);

изменения законодательства Российской Федерации, приводящего к изменению уровня расходов организации, осуществляющей регулируемую деятельность.

При этом корректировка величины неподконтрольных расходов осуществляется с учетом исполнения решений судебных органов и (или) предписаний ФАС России и решений ФАС России по рассмотрению разногласий и (или) досудебного урегулирования споров.

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

В материалах тарифного дела филиалом ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго» была заявлена корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических данных 2017 года в размере 127 096,3 тыс. руб.

В обоснование данной величины были представлены:

* Пояснительная записка;
* Расчет корректировки неподконтрольных расходов;
* Данные бухгалтерского учета за 2017 год (аудиторское заключение и бухгалтерская (финансовая) отчетность ПАО «МРСК Сибири» за 2017 год);
* Данные раздельного учета по филиалу «Читаэнерго» за 2017 год (таблицы 1.3,1.6 по приказу Минэнерго России № 585 от 13.12.2011);
* Налоговые декларации и расчет платы за негативное воздействие на окружающую среду (перечень налоговых деклараций указан в разделе 6.3 и 6.5 Отчета по этапу 1.1.1);
* Акты об оказании услуг по передаче электрической энергии между ОАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «МРСК Сибири» за 2017 год;
* Обоснование по страховым взносам с фонда оплаты труда, описанные в разделе 6.4 Отчета по этапу 1.1.1;
* Расчет платы за негативное воздействие на окружающую среду за 2017 год;
* Обосновывающие документы по статье «Амортизация основных средств», описанные в разделе 6.6. Отчета по этапу 1.1.1;
* Обосновывающие документы по статье Расходы на обслуживание кредитных ресурсов, описанные в разделе 6.7.1 Отчета по этапу 1.1.1.

| **Показатели** | **Ед.изм.** | **2017** | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Утв. при тарифном регулировании** | **Факт** | **Коректи-ровка** |
| Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС» | тыс.руб. | 1 195 510,5 | 1 167 654,7 | -27 855,8 |
| Плата за аренду имущества и лизинг | тыс.руб. | 17 016,4 | 19 739,2 | 2 722,8 |
| Налоги всего | тыс.руб. | 87 391,4 | 79 030,1 | -8 361,3 |
| Отчисления на социальные нужды (страховые взносы) | тыс.руб. | 378 106,3 | 400 390,7 | 22 284,4 |
| Налог на прибыль | тыс.руб. | 41 777,0 | 111 592,8 | 69 815,8 |
| Расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов от льготного ТП, предусмотренных пунктом 87 Основ ценообразования | тыс.руб. | 112 161,7 | 180 652,2 | 68 490,5 |
| **ИТОГО неподконтрольные расходы** | **тыс.руб.** | **1 831 963,3** | **1 959 059,7** | **127 096,3** |

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

РСТ Забайкальского края была проанализирована заявленная филиалом ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго» корректировка неподконтрольных расходов, определенная исходя из фактических данных 2017 года.

Принятые для расчетов значения, а также общий итог корректировки приведены в таблице.

| **Показатели** | **Ед.изм.** | **2017** | | | **Принято по расчету РСТ** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Утв. при тарифном регулировании** | **Факт** | **Откл.  (-экономия, +перерасход)** |
| Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС» | тыс.руб. | 1 195 510,5 | 1 167 654,7 | -27 855,8 | -27 855,8 |
| Плата за аренду имущества и лизинг | тыс.руб. | 17 016,4 | 16 378,1 | -638,3 | -638,3 |
| Налоги всего, в том числе: | тыс.руб. | 87 391,4 | 78 505,8 | -8 885,7 | -8 885,7 |
| Плата за землю | тыс.руб. | 0,0 | 1,32 | 1,3 | 1,3 |
| Налог на имущество | тыс.руб. | 85 621,6 | 77 104,4 | -8 517,2 | -8 517,2 |
| Прочие налоги и сборы | тыс.руб. | 1 769,83 | 1 400,0 | -369,8 | -369,8 |
| Отчисления на социальные нужды (страховые взносы) | тыс.руб. | 378 106,3 | 380 204,7 | 2 098,4 | 2 098,4 |
| Налог на прибыль | тыс.руб. | 41 777,0 | 111 592,8 | 69 815,8 | 69 815,8 |
| Расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов от льготного ТП, предусмотренных пунктом 87 Основ ценообразования | тыс.руб. | 112 161,7 | 136 463,3 | 24 301,6 | 26 714,4 |
| Амортизация основных средств | тыс.руб. | 766 697,0 | 769 458,4 | 2 779,4 | 0 |
| **ИТОГО неподконтрольные расходы** | **тыс.руб.** | **2 598 642,3** | **2 640 459,8** | **61 615,39** | **61 275,8** |

При определении экономически обоснованных фактических неподконтрольных расходов РСТ Забайкальского края использованы подходы, описанные в разделе Отчета по этапу 1.1.1 «Экспертиза обоснованности расчетов регулирующего органа по статьям неподконтрольных расходов на 2019 год».

К обоснованному уровню затрат отнесены:

* по статье «Оплата ОАО «ФСК ЕЭС» (1 167 654,66 тыс. руб.) – фактические расходы за 2017 год;
* по статье «Плата за аренду имущества» (16 378,1 тыс. руб.) – определена из представленных фактических сведений о расходовании средств за 2017 год исходя из условия экономической обоснованности затрат;
* по статье «Оплата налогов» (78 505,8 тыс. руб.) – определена из представленных фактических сведений о расходовании средств за 2017 год исходя из условия экономической обоснованности затрат;
* по статье «Отчисления на социальные нужды» (380 204,7 тыс. руб.) – отклонение по данной статье составило 2 098,4 тыс.руб.;
* по статье «Налог на прибыль» (111 592,8 тыс. руб.) - фактический за 2017 год налог на прибыль по предприятию;
* по статье «Расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов от льготного ТП, предусмотренных пунктом 87 Основ ценообразования и расходы, связанные с технологическим присоединением и не учтенные ИП» (136 463,3 тыс. руб.) – определена из представленных фактических сведений о расходовании средств за 2017 год исходя из условия экономической обоснованности затрат;
* по статье «Амортизационные отчисления» (769 458,4 тыс. руб.) – отклонение по статье «Амортизация» учтено при корректировке необходимой валовой выручки, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Исполнителем проведен расчет корректировки неподконтрольных расходов. Результаты расчета, а также сравнение с данными филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» и РСТ Забайкальского края представлены ниже.

* Величина плановых неподконтрольных расходов на 2017 год соответствует величине расходов, отраженных в Экспертном заключении по расчету корректировки необходимой валовой выручки и тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2017 год, оказываемые ПАО «МРСК Сибири».
* Исполнителем произведен расчет обоснованного размера арендных платежей с использованием принципов расчета, описанных в разделе «Экспертиза обоснованности расчетов регулирующего органа по статьям неподконтрольных расходов на 2019 год» - «Арендная плата». Величина арендных платежей составила 12 032,1 тыс. руб., в том числе аренда земли – 12 032,1 тыс. руб., аренда электросетевого оборудования (за исключением муниципального) – 0 тыс. руб., аренда муниципального электросетевого оборудования – 0 тыс. руб., аренда помещений – 0 тыс. руб., прочая аренда – 0 тыс. руб.;
* По мнению Исполнителя в составе фактических неподконтрольных расходов по статье «Налоговые платежи» подлежит учету величина 79 030,08 тыс. руб. – факт за 2017; год по деятельности от передачи электрической энергии и технологического присоединения;
* Величина расходов на социальные отчисления Исполнителем принята согласно предоставленным формам отчетности: Расчет по страховым взносам за 2017 год, форма 4-ФСС за 2017 год:
* Пенсионный фонд – 286 343,88 тыс. руб.;
* Федеральный фонд обязательного медицинского страхования – 69 250,06 тыс. руб.;
* Фонд социального страхования – 35 387,37 тыс. руб.;
* Фонд социального страхования от несчастных случаев на производстве – 3 258,44 тыс. руб.
* На основании положений п. 20 Основ ценообразования №1178 величина по статье «Налог на прибыль» составляет 111 034,9тыс. руб. – фактический за 2017 год налог на прибыль по деятельности от передачи электрической энергии и технологического присоединения.
* В соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования № 1178, в случае если по итогам хозяйственной деятельности прошедшего периода регулирования у сетевой организации появились экономически обоснованные расходы, превышающие объем средств, подлежащих компенсации сетевой организации в указанном периоде регулирования, за исключением расходов территориальных сетевых организаций на выполнение мероприятий по технологическому присоединению в части, превышающей размер расходов на осуществление указанных мероприятий, исходя из которого рассчитаны стандартизированные тарифные ставки, определяющие величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, то регулирующие органы при представлении соответствующих обоснований учитывают эти расходы при установлении регулируемых цен (тарифов) на последующий период регулирования с учетом индексов-дефляторов, а если по итогам такого периода регулирования выявлены необоснованные расходы или излишне полученные доходы, то регулирующий орган принимает решение об их включении/исключении из суммы расходов, учитываемых при установлении тарифов на следующий период регулирования с учетом индексов-дефляторов.

В соответствии с заключением Региональной службы по тарифам и ценообразованию Забайкальского края по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго», на 2019 год с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки орган регулирования принял величину выпадающих доходов от льготного технологического присоединения за 2017 год в размере 136 463,30 тыс. руб. Представленные исполнителю документы не отражают состав, расчет и структуру выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго», учтенных органом регулирования при утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **Учтено в инвестиционной программе объемов финансирования, тыс. руб. без НДС** | **Размер фактических ВД за 2017 год, тыс. руб. без НДС** | |
| **филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго»** | **РСТ Забайкальского края** |
| Технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно | 170 385,00 | 144 398,66 | 136 463,30 |
| Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий | х | 21 647,84 |
| Расходы, связанные со строительством «последней мили» | 170 385,00 | 123 801,88 |
| Суммарный размер платы за технологическое присоединение | х | 1051,06 |
| Технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно | 43 701,00 | 36 253,54 |
| Расходы, связанные со строительством «последней мили» | 43 701,00 | 50 494,41 |
| Суммарный размер платы за технологическое присоединение | х | 14 240,87 |
| Итого фактические затраты | х | 180 652,20 |

Общая величина расходов/выпадающих доходов, связанных с технологическим присоединением, учтенная регулирующим органом при проведении корректировки неподконтрольных расходов по фактическим параметрам 2017 года составила – 136 463,30 тыс. руб.

С целью проверки обоснованности расчетов выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, Исполнитель провел альтернативный расчет выпадающих доходов от технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, и выпадающих доходов от технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 150 кВт включительно, на основании данных, представленных в составе обосновывающих материалов.

При определении фактических расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго», за 2017 год, исполнителем принято 2 255 договоров на осуществление технологического присоединения и объем максимальной мощности 27 289,02 кВт по предложению организации.

***Расчет выпадающих доходов от технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно.***

***А) Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий.***

С целью определения расходов на выполнение организационно – технических мероприятий Исполнителем произведено сопоставление фактических расходов на соответствующие виды работ и расчетных расходов, определенных с использованием подключаемой мощности и значений стандартизированных тарифных ставок, утвержденных приказом Региональной службы по тарифам и ценообразованию Забайкальского края от 28 декабря 2016 года № 603-НПА «Об установлении стандартизированных тарифных ставок, ставок за единицу максимальной мощности и формул платы за технологическое присоединение к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго» на 2017 год». Исполнитель отмечает, что стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов на выполнение организационно-технических мероприятий на 2017 год утверждены в ценах 2017 года.

В качестве фактических расходов на выполнение организационно – технических мероприятий за 2017 год приняты фактические расходы в размере 21 647,84 тыс. руб. Расчет выполнен в разбивке по уровням напряжения – 0,4 кВ, 6-10 кВ. (п. 1 таблицы Расчет размера расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение по уровню напряжения 0,4 кВ 21 481,64 тыс. руб. + п.1. таблицы Расчет размера расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение по уровню напряжения 6-10 кВ)

**Расчет размера расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение по уровню напряжения 0,4 кВ**

| **N п/п** | **Показатели** | **Фактические данные за 2017 год** | | | **Расчетные (фактические) данные за 2017 год** | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт.)** | **мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт.)** | **расходы (тыс. руб.)** | **стандарт, тариф, ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт.)** | **мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт.)** | **расходы (тыс. руб.)** |
| 1. | Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий, связанные с осуществлением технологического присоединения [пункт 1.1 + пункт 1.2]: | 792,58 | 27 103,52 | 21 481,64 | 848,56 | 27 103,52 | 22 998,96 |
| 1.1. | подготовка и выдача сетевой организацией технических условий (ТУ) Заявителю, на уровне напряжения i и (или) диапазоне мощности j | 147,90 | 27 103,52 | 4 008,59 | 166,56 | 27 103,52 | 4 514,36 |
| 1.2. | проверка сетевой организацией выполнения Заявителем ТУ, на уровне напряжения i и (или) диапазоне мощности j | 644,68 | 27 103,52 | 17 473,05 | 682 | 27 103,52 | 18 484,60 |
| 3 | Суммарный размер платы за технологическое присоединение [п. 3.1 \* п. 3.2 / 1000]: | x |  | 1 044,53 |  | x | 1 044,53 |
| 3.1. | Размер платы за технологическое присоединение (руб. без НДС) | x |  | 466,10 |  | x | 466,10 |
| 3.2. | Плановое количество договоров на осуществление технологическое присоединение к электрическим сетям (плановое количество членов объединений (организаций), указанных в п. 9 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденных приказом ФАС России от 29.08.2017 N 1135/17 (зарегистрирован Минюстом России 19.10.2017 N 48609) (шт.) | x |  | 2 241 |  | x | 2 241 |
| 4. | Размер расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение (п. 1 + п. 2 – п. 3) | x | x | 20 437,11 | x | x | 21 954,43 |

**Расчет размера расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение по уровню напряжения 6-10 кВ**

| **N п/п** | **Показатели** | **Фактические данные за 2017 год** | | | **Расчетные (фактические) данные за 2017 год** | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт.)** | **мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт.)** | **расходы (тыс. руб.)** | **стандарт, тариф, ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт.)** | **мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт.)** | **расходы (тыс. руб.)** |
| 1. | Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий, связанные с осуществлением технологического присоединения [пункт 1.1 + пункт 1.2]: | 895,954 | 185,50 | 166,20 | 932,170 | 185,50 | 172,92 |
| 1.1. | подготовка и выдача сетевой организацией технических условий (ТУ) Заявителю, на уровне напряжения i и (или) диапазоне мощности j | 160,76 | 185,50 | 29,82 | 174,4 | 185,50 | 32,35 |
| 1.2. | проверка сетевой организацией выполнения Заявителем ТУ, на уровне напряжения i и (или) диапазоне мощности j | 735,19 | 185,50 | 136,38 | 757,77 | 185,50 | 140,57 |
| 3 | Суммарный размер платы за технологическое присоединение [п. 3.1 \* п. 3.2 / 1000]: | x |  | 6,525 |  | x | 6,525 |
| 3.1. | Размер платы за технологическое присоединение (руб. без НДС) | x |  | 466,10 |  | x | 466,10 |
| 3.2. | Плановое количество договоров на осуществление технологическое присоединение к электрическим сетям (плановое количество членов объединений (организаций), указанных в п. 9 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденных приказом ФАС России от 29.08.2017 N 1135/17 (зарегистрирован Минюстом России 19.10.2017 N 48609) (шт.) | x |  | 14 |  | x | 14 |
| 4. | Размер расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение (п. 1 + п. 2 – п. 3) | x | x | 159,67 | x | x | 166,40 |

**Сводный расчет размера расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Фактические данные за 2017 год | | | Расчетные (фактические) данные за 2017 год | | | |
| ставка платы (руб./кВт) | мощность, (кВт) | расходы (тыс. руб.) | стандарт, тариф, ставка (руб./кВт) | мощность, (кВт) | расходы (тыс. руб.) |
| Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий | х | 27 289,02 | 21 647,84 | х | 27 289,02 | 23 171,88 |
| Уровень напряжения 0,4 кВ | 792,58 | 27 103,52 | 21481,64 | 848,56 | 27 103,52 | 22 998,96 |
| Уровень напряжения 6-10 кВ | 895,96 | 185,50 | 166,20 | 932,17 | 185,50 | 172,92 |
| Суммарный размер платы за технологическое присоединение | x | x | 1051,06 | x | x | 1051,06 |
| Размер расходов, связанных с технологическим присоединением | x | x | 20 596,78 | x | x | 22 120,82 |

Как следует из представленной таблицы фактические расходы на выполнение организационно-технических мероприятий, связанных с осуществлением технологического присоединения, не превышают расходов, определенных исходя из стандартизированных тарифных ставок.

В связи с изложенным, величина фактических расходов на выполнение организационно-технических мероприятий за 2017 год определена Исполнителем в размере фактических расходов и составляет 20 596,78 тыс. руб. без НДС.

**Б) Расходы, связанные со строительством «последней мили».**

Фактические расходы, связанные со строительством «последней мили», приняты Исполнителем в размере 123 801,88 тыс. руб. Фактические (расчетные) расходы, связанные со строительством «последней мили», приняты Исполнителем в размере 100 304,41 тыс. руб. Исполнитель отмечает, что данные величины расходов соответствуют расходам, предложенным организацией в составе выпадающих доходов от технологического присоединения за 2017 год. Подробный расчет соответствующих расходов представлен в таблице ниже.

Стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов на выполнение мероприятий по строительству «последней мили» утверждены в ценах 2001 года. Исполнителем при расчете расходов по строительству «последней мили» на 2017 год приняты ставки с учетом индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ по объектам строительства, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных расценок, на III квартал 2017 года (без НДС) в соответствии с приложением № 1 к письму Минстроя РФ от 05.10.2017 г. № 35948-ХМ/09.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Воздушные линии | Кабельные линии | Трансформаторные подстанции |
| индекс изменения сметной стоимости | 4,71 | 5,46 | 7,33 |

| **№ п/п** | **Показатели** | **Фактические данные за 2017 год** | | | **Расчетные / фактические данные за 2017 г.** | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Ставка платы (руб./кВт. Руб./км)** | **Мощность, длина линий (кВт, км)** | **Сумма**  **(в соответствии с актами приемки выполненных работ), тыс. руб.** | **Ставка платы 2001 года (руб./кВт. Руб./км)** | **Ставка платы в ценах 2017 года (руб./кВт. Руб./км)** | **Мощность, длина линий (кВт, км)** | **Сумма (тыс. руб.)** |
|  | **Расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения** | x | x | 123 801,88 | x | х | x | 100 304,41 |
| **1** | **Расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения по уровню напряжения 0,4 кВ** | x | x | 122 538,650 | x | х | x | 97 201,970 |
| 1.1. | Строительство воздушных линий | х | 78,756 | 71 674,855 | х | х | 78,756 | 48 419,079 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-4 2х16) |  | 18,00 |  | 104 400,02 | 491 724,09 | 18,00 | 8 851,03 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-4 4х16) |  | 9,00 |  | 114 585,79 | 539 699,07 | 9,00 | 4 857,29 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х25+1х35) |  | 10,01 |  | 128 872,12 | 606 987,69 | 10,01 | 6 075,95 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х35+1х54,6) |  | 0,75 |  | 138 387,98 | 651 807,39 | 0,75 | 488,20 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х50+1х54,6) |  | 24,78 |  | 149 569,11 | 704 470,51 | 24,78 | 17 459,60 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х50+1х54,6+1х16) |  | 3,42 |  | 149 569,11 | 704 470,51 | 3,42 | 2 411,40 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х70+1х70+1х16) |  | 0,50 |  | 164 493,92 | 774 766,36 | 0,50 | 387,38 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х16+1х16) |  | 3,15 |  | 114 585,79 | 539 699,07 | 3,15 | 1 700,05 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х95+1х95) |  | 2,21 |  | 173 132,17 | 815 452,52 | 2,21 | 1 802,15 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х35+1х50) |  | 1,53 |  | 149 569,11 | 704 470,51 | 1,53 | 1 077,84 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-4 4х25) |  | 3,01 |  | 114 585,79 | 539 699,07 | 3,01 | 1 624,49 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-4 4х50) |  | 2,39 |  | 149 569,11 | 704 470,51 | 2,39 | 1 683,68 |
| 1.2. | Строительство кабельных линий | х | 0,510 | 697,846 | х | х | 0,510 | 520,458 |
|  | КЛ-0,4 кВ (АВБбШв -4х70) |  | 0,51 | 697,846 | 186 905,74 | 1 020 505,34 | 0,51 | 520,458 |
| 1.3. | Строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций | х | 5 616,700 | 50 165,716 | х | х | 5 616,700 | 48 262,433 |
|  | КТПН мачтового типа 25 кВА |  | 780 |  | 3 109,430 | 5 717,400 | 780 | 17 777,855 |
|  | КТПН мачтового типа 40 кВА |  | 329 |  | 1 965,470 | 2 413,036 | 329 | 4 742,750 |
|  | КТПН мачтового типа 63 кВА |  | 798 |  | 1 288,420 | 5 849,340 | 798 | 7 536,407 |
|  | КТПН мачтового типа 100 кВА |  | 488 |  | 852,430 | 3 577,040 | 488 | 3 049,176 |
|  | КТПН киоскового типа 160 кВА |  | 2129 |  | 702,280 | 15 605,570 | 2129 | 10 959,480 |
|  | КТПН киоскового типа 250 кВА |  | 1093 |  | 524,070 | 8 008,025 | 1093 | 4 196,766 |
| **2** | Расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения по уровню напряжения 6-10 кВ | x | x | 1 263,228 | x | х | x | 3 102,441 |
| 2.1. | Строительство воздушных линий | х | 3,925 | 1 263,228 | х | х | 3,925 | 3 102,441 |
|  | ВЛ 6-10 кВ (АС-50) на ж/б опорах |  | 1,71 |  | 155 839,06 | 734 001,97 | 1,708 | 1 253,675 |
|  | ВЛ 6-10 кВ (АС-70) на ж/б опорах |  | 2,22 |  | 177 049,68 | 833 903,99 | 2,217 | 1 848,765 |

Как следует из представленной таблицы фактические расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения, существенно выше расходов, определенных исходя из стандартизированных тарифных ставок.

Согласно пункту 2 статьи 23.2 Федерального закона от 26.03.2003 №35-ФЗ «Об электроэнергетике», пунктов 7 и 87 Основ ценообразования № 1178, сумма превышения фактических расходов сетевой организации за 2017 год над величиной расходов, рассчитанной с применением стандартизированных тарифных ставок, является экономически необоснованным расходом организации и подлежит исключению из суммы расходов, учитываемых при установлении тарифов на следующий период регулирования.

В связи с изложенным, величина фактических расходов по мероприятиям «последней мили» за 2017 год определена Исполнителем в размере расходов, рассчитанных с применением стандартизированных тарифных ставок, и составляет 100 304,41 тыс. руб. без НДС.

Утвержденной Инвестиционной программой ПАО «МРСК Сибири» в части филиала «Читаэнерго», утвержденной приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 30@, предусмотрены объемы финансирования мероприятий по технологическому присоединению энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт в размере 170 385,00 тыс. руб. без НДС. Таким образом, фактические расходы филиала ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго» за 2017 год, связанные со строительством "последней мили" для подключения льготных категорий заявителей, в полном объеме учтены в составе мероприятий инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири».

| **Наименование** | **Плановый объем финансирования в инвестиционной программе, тыс. руб. без НДС** | **Выпадающие доходы от ТП за 2017 год, тыс. руб.  без НДС** | **Подлежит учету в составе тарифа, тыс. руб. без НДС** |
| --- | --- | --- | --- |
| Технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно | | | |
| Расходы, связанные со строительством «последней мили» | 170 385,00 | 123 801,88 | 0,00 |

Общая величина выпадающих доходов от технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, по расчету Исполнителя, составляет 20 596,78 тыс. руб**.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» | Исполнитель |
|
| Технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно | 144 398,66 | 20 596,78 |
| Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий | 21 647,84 | 21 647,84 |
| Расходы, связанные со строительством «последней мили» | 123 801,88 | 0,00 |
| Суммарный размер платы за технологическое присоединение | 1051,06 | 1051,06 |

**Расчет выпадающих доходов от технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно.**

**А) Расходы, связанные со строительством «последней мили».**

Фактические расходы, связанные со строительством «последней мили», приняты Исполнителем в размере 50 494,41 тыс. руб. Фактические (расчетные) расходы, связанные со строительством «последней мили», приняты Исполнителем в размере 28 066,74 тыс. руб. Исполнитель отмечает, что данные величины расходов соответствуют расходам, предложенным организацией в составе выпадающих доходов от технологического присоединения за 2017 год. Подробный расчет соответствующих расходов представлен в таблице ниже.

Стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов на выполнение мероприятий по строительству «последней мили» утверждены в ценах 2001 года. Исполнителем при расчете расходов по строительству «последней мили» на 2017 год приняты ставки с учетом индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ по объектам строительства, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных расценок, на III квартал 2017 года (без НДС) в соответствии с приложением № 1 к письму Минстроя РФ от 05.10.2017 г. № 35948-ХМ/09.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | Воздушные линии | Кабельные линии | Трансформаторные подстанции |
| индекс изменения сметной стоимости | 4,71 | 5,46 | 7,33 |

| **№ п/п** | **Показатели** | **Фактические данные за 2017 год** | | | **Расчетные / фактические данные за 2017 г.** | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Ставка платы (руб./кВт. Руб./км)** | **Мощность, длина линий (кВт, км)** | **Сумма (в соответствии с актами приемки выполненных работ), тыс. руб.** | **Ставка платы 2001 года (руб./кВт. Руб./км)** | **Ставка платы 2017 года (руб./кВт. Руб./км)** | **Мощность, длина линий (кВт, км)** | **Сумма (тыс. руб.)** |
| 1 | Расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения | х | х | 50 494,41 |  |  |  | 28 204,07 |
| 1.1. | Строительство воздушных линий | х | 10,696 | 26 081,27 |  |  | 10,696 | 8 514,13 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-4 2х16) |  | 0,604 |  | 104 400,02 | 491 724,09 | 0,60 | 297,00 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-4 4х16) |  | 0,930 |  | 114 585,79 | 539 699,07 | 0,93 | 501,92 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х25+1х35) |  | 0,404 |  | 128 872,12 | 606 987,69 | 0,40 | 245,22 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х50+1х54,6) |  | 0,960 |  | 149 569,11 | 704 470,51 | 0,96 | 676,29 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х50+1х54,6+1х16) |  | 0,075 |  | 149 569,11 | 704 470,51 | 0,08 | 52,84 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х70+1х70+1х16) |  | 0,310 |  | 164 493,92 | 774 766,36 | 0,31 | 240,18 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х16+1х16) |  | 0,560 |  | 114 585,79 | 539 699,07 | 0,56 | 302,23 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ ( СИП-2 3х35+1х50) |  | 0,410 |  | 138 387,98 | 651 807,39 | 0,41 | 267,24 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х95+1х95) |  | 2,170 |  | 173 132,17 | 815 452,52 | 2,17 | 1 769,53 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х70+1х54,6+1х16) |  | 0,030 |  | 164 493,92 | 774 766,36 | 0,03 | 23,24 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х35+1х50) |  | 0,270 |  | 138 387,98 | 651 807,39 | 0,27 | 175,99 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х50+1х70) |  | 0,290 |  | 149 569,11 | 704 470,51 | 0,29 | 204,30 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х25+1х54,6) |  | 0,360 |  | 128 872,12 | 606 987,69 | 0,36 | 218,52 |
|  | строительство ВЛ 6-10 кВ (АС-50) на ж/б опорах |  | 0,066 |  | 155 839,06 | 734 001,97 | 0,07 | 48,39 |
|  | строительство ВЛ 6-10 кВ (АС-70) на ж/б опорах |  | 0,551 |  | 177 049,68 | 833 903,99 | 0,55 | 459,52 |
|  | строительство ВЛ 6-10 кВ (АС-70) на деревянных опорах ж/б приставками |  | 0,03 |  | 209 322,14 | 985 907,28 | 0,03 | 27,42 |
|  | строительство ВЛ 6-10 кВ (СИП-3 1х50) на ж/б опорах |  | 0,60 |  | 233 656,65 | 1 100 522,82 | 0,60 | 656,32 |
|  | строительство ВЛ 6-10 кВ (СИП-3 1х70) на ж/б опорах |  | 1,10 |  | 248 846,81 | 1 172 068,48 | 1,10 | 1 286,91 |
|  | строительство ВЛ 0,4кВ (СИП-2 3х50+1х54,6) на ж/б опорах |  | 0,05 |  | 149 569,11 | 704 470,51 | 0,05 | 35,22 |
|  | строительство ВЛ 6-10 кВ (СИП-3 1х50) на деревянных опорах ж/б приставками |  | 0,93 |  | 233 656,65 | 1 100 522,82 | 0,93 | 1 025,85 |
| 1.2. | Строительство кабельных линий | х | 3,420 | 8 839,25 |  |  | 3,420 | 5 698,90 |
|  | КЛ-0,4 кВ (АВБбШв -4х70) |  | 0,51 |  | 186 905,74 | 1 020 505,34 | 0,51 | 520,46 |
|  | КЛ-0,4 кВ (АВБбШв -4х95) |  | 0,29 |  | 205 683,33 | 1 123 030,98 | 0,29 | 325,68 |
|  | КЛ-0,4 кВ (АВБбШв -4х120) |  | 0,96 |  | 242 865,27 | 1 326 044,37 | 0,96 | 1 273,00 |
|  | КЛ-6 (10) кВ (ААБл-10-3х95) |  | 0,12 |  | 237 624,56 | 1 297 430,10 | 0,12 | 155,69 |
|  | КЛ-6 (10) кВ (ААБл-10-3х120) |  | 0,11 |  | 242 446,86 | 1 323 759,86 | 0,11 | 145,61 |
|  | КЛ-6 (10) кВ (ААБл-10-3х185) |  | 0,43 |  | 381 154,91 | 2 081 105,81 | 0,43 | 894,88 |
|  | КЛ-6 (10) кВ (ААБл-10-3х240) |  | 1,00 |  | 436 553,71 | 2 383 583,26 | 1,00 | 2 383,58 |
| 1.3. | Строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций | x | 2462,20 | 15 573,89 |  |  | 2462,20 | 13 991,04 |
|  | КТПН мачтового типа 63 кВА |  | 129,00 |  | 1 288,42 | 9 444,12 | 129,00 | 1 218,29 |
|  | КТПН мачтового типа 100 кВА |  | 789,00 |  | 852,43 | 6 248,31 | 789,00 | 4 929,92 |
|  | КТПН киоскового типа 160 кВА |  | 698,20 |  | 897,45 | 6 578,31 | 698,20 | 4 592,97 |
|  | КТПН киоскового типа 250 кВА |  | 846,00 |  | 524,07 | 3 841,43 | 846,00 | 3 249,85 |
| 2 | Суммарный размер платы за технологическое присоединение в части мероприятий «последней мили» | x | x | 14 240,87 | x |  | x | 14 102,58 |
| 2.1. | Строительство воздушных линий |  | 10,70 |  |  |  | 10,70 | 4 257,60 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-4 2х16) |  | 0,60 |  | 52200,01 | 245 862,05 | 0,604 | 148,50 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-4 4х16) |  | 0,93 |  | 57292,90 | 269 849,54 | 0,93 | 250,96 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х25+1х35) |  | 0,40 |  | 64436,06 | 303 493,84 | 0,404 | 122,61 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х50+1х54,6) |  | 0,96 |  | 74784,56 | 352 235,25 | 0,96 | 338,15 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х50+1х54,6+1х16) |  | 0,08 |  | 74784,56 | 352 235,25 | 0,075 | 26,42 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х70+1х70+1х16) |  | 0,31 |  | 82246,96 | 387 383,18 | 0,31 | 120,09 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х16+1х16) |  | 0,56 |  | 57292,90 | 269 849,54 | 0,56 | 151,12 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ ( СИП-2 3х35+1х50) |  | 0,41 |  | 69 193,99 | 325903,69 | 0,41 | 133,62 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х95+1х95) |  | 2,17 |  | 86566,09 | 407 726,26 | 2,17 | 884,77 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х70+1х54,6+1х16) |  | 0,03 |  | 82246,96 | 387 383,18 | 0,03 | 11,62 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х35+1х50) |  | 0,27 |  | 69193,99 | 325 903,69 | 0,27 | 87,99 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х50+1х70) |  | 0,29 |  | 74784,56 | 352 235,25 | 0,29 | 102,15 |
|  | строительство ВЛИ 0,4 кВ (СИП-2 3х25+1х54,6) |  | 0,36 |  | 64436,06 | 303 493,84 | 0,36 | 109,26 |
|  | строительство ВЛ 6-10 кВ (АС-50) на ж/б опорах |  | 0,07 |  | 77919,53 | 367 000,99 | 0,06592 | 24,19 |
|  | строительство ВЛ 6-10 кВ (АС-70) на ж/б опорах |  | 0,55 |  | 88524,84 | 416 952,00 | 0,55105 | 229,76 |
|  | строительство ВЛ 6-10 кВ (АС-70) на деревянных опорах ж/б приставками |  | 0,03 |  | 104661,07 | 492 953,64 | 0,02781 | 13,71 |
|  | строительство ВЛ 6-10 кВ (СИП-3 1х50) на ж/б опорах |  | 0,60 |  | 116828,33 | 550 261,41 | 0,59637 | 328,16 |
|  | строительство ВЛ 6-10 кВ (СИП-3 1х70) на ж/б опорах |  | 1,10 |  | 124423,41 | 586 034,24 | 1,09798 | 643,45 |
|  | строительство ВЛ 0,4 кВ (СИП-2 3х50+1х54,6) на ж/б опорах |  | 0,05 |  | 74784,56 | 352235,25 | 0,0515 | 18,14 |
|  | строительство ВЛ 6-10 кВ (СИП-3 1х50) на деревянных опорах ж/б приставками |  | 0,93 |  | 116828,33 | 550 261,41 | 0,93215 | 512,93 |
| 2.2. | Строительство кабельных линий |  | 3,420 |  |  |  | 3,420 | 2 849,45 |
|  | КЛ-0,4 кВ (АВБбШв -4х70) |  | 0,51 |  | 93452,87 | 510 252,67 | 0,51 | 260,23 |
|  | КЛ-0,4 кВ (АВБбШв -4х95) |  | 0,29 |  | 102841,67 | 561 515,49 | 0,29 | 162,84 |
|  | КЛ-0,4 кВ (АВБбШв -4х120) |  | 0,96 |  | 121432,64 | 663 022,19 | 0,96 | 636,50 |
|  | КЛ-6 (10) кВ (ААБл-10-3х95) |  | 0,12 |  | 118812,28 | 648 715,05 | 0,12 | 77,85 |
|  | КЛ-6 (10) кВ (ААБл-10-3х120) |  | 0,11 |  | 121223,43 | 661 879,93 | 0,11 | 72,81 |
|  | КЛ-6 (10) кВ (ААБл-10-3х185) |  | 0,43 |  | 190577,46 | 1 040 552,90 | 0,43 | 447,44 |
|  | КЛ-6 (10) кВ (ААБл-10-3х240) |  | 1,00 |  | 218276,86 | 1 191 791,63 | 1,00 | 1 191,79 |
| 2.3. | Строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций | x | 2 462,2 |  |  |  | 2 462,2 | 6 995,53 |
|  | КТПН мачтового типа 63 кВА |  | 129,00 |  | 644,21 | 4 722,06 | 129 | 609,15 |
|  | КТПН мачтового типа 100 кВА |  | 789,00 |  | 426,22 | 3 124,16 | 789 | 2 464,96 |
|  | КТПН киоскового типа 160 кВА |  | 698,20 |  | 448,73 | 3 289,15 | 698,2 | 2 296,49 |
|  | КТПН киоскового типа 250 кВА |  | 846,00 |  | 262,035 (не поделили на 2) | 1920,71 | 846 | 1624,93 |
| 3 | Размер расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение ( п.1-п.2) |  |  | 36 253,54 | x |  | x | 14 101,50 |

Как следует из представленной таблицы фактические расходы по мероприятиям «последней мили», связанных с осуществлением технологического присоединения, существенно выше расходов, определенных исходя из стандартизированных тарифных ставок.

Согласно пункту 2 статьи 23.2 Федерального закона от 26.03.2003 №35-ФЗ «Об электроэнергетике», пунктов 7 и 87 Основ ценообразования № 1178, сумма превышения фактических расходов сетевой организации за 2017 год над величиной расходов, рассчитанной с применением стандартизированных тарифных ставок, является экономически необоснованным расходом организации и подлежит исключению из суммы расходов, учитываемых при установлении тарифов на следующий период регулирования.

В связи с изложенным, величина фактических расходов по мероприятиям «последней мили» за 2017 год определена Исполнителем в размере расходов, рассчитанных с применением стандартизированных тарифных ставок, и составляет 28 204,07 тыс. руб. без НДС. Суммарный размер платы за технологическое присоединение в части мероприятий «последней мили», полученный организацией от заявителей, составляет 14 102,58 тыс. руб. без НДС. Таким образом, размер расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение, составит 14 101,50 тыс. руб. без НДС.

Утвержденной Инвестиционной программой ПАО «МРСК Сибири» в части филиала «Читаэнерго», утвержденной приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 30@, предусмотрены объемы финансирования мероприятий по технологическому присоединению энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 150 кВт в размере 43 701,00 тыс. руб. без НДС. Таким образом, фактические расходы филиала ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго» за 2017 год, связанные со строительством «последней мили» для подключения льготных категорий заявителей, в полном объеме учтены в составе мероприятий инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири».

| **Наименование** | **Плановый объем финансирования в инвестиционной программе, тыс. руб. без НДС** | **Выпадающие доходы от ТП за 2017 год, тыс. руб.  без НДС** | **Подлежит учету в составе тарифа, тыс. руб. без НДС** |
| --- | --- | --- | --- |
| Технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно | | | |
| Расходы, связанные со строительством «последней мили» с учетом суммарного размера платы за технологическое присоединение | 43 701,00 | 14 101,50 | 0,00 |

В связи с изложенным, фактические расходы филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» за 2017 год, связанные со строительством «последней мили» до 150 кВт, не подлежат учету в составе выпадающих доходов, связанных с осуществлением льготного технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Наименование** | **филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго»** | **Исполнитель** |
|
| Технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 150 кВт включительно | 36 253,54 | 0,00 |
| Расходы, связанные со строительством «последней мили» | 50 494,41 | 0,00- |
| Суммарный размер платы за технологическое присоединение | 14 240,87 | 0,00 |

Общие выпадающие доходы от льготного технологического присоединения составляют:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго»** | **РТС Забайкальского края** | **Исполнитель** |
|
| Выпадающие доходы от льготного технологического присоединения | 180 652,20 | 136 463,30 | 20 596,78 |

Фактические расходы за 2017 год, связанные с компенсацией выпадающих доходов, предусмотренных [пунктом 87](http://ivo.garant.ru/#/document/70119304/entry/200250) Основ ценообразования № 1178, относящиеся к неподконтрольным расходам, составляют 20 596,78 тыс. руб. при плановой величине 112 161,72 тыс. руб.

Результаты расчета Исполнителя (без учета ИПЦ) и сопоставление с позицией филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» и РСТ Забайкальского края приведены в таблице.

| **Наименование статьи** | **Филиал ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго», тыс. руб.** | **РСТ Забайкальского края, тыс. руб.** | **Исполнитель, тыс. руб.** | **Отклонение\*** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **от данных филиала, тыс. руб.** | **от данных регулирующего органа, тыс. руб.** |
| Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС» | 1 167 654,7 | 1 167 654,7 | 1 167 654,7 | - | - |
| Плата за аренду имущества и земли | 19 739,2 | 16 378,1 | 12 032,1 | -7 707,1 | -4 346,0 |
| Налоговые платежи | 79 030,1 | 78 505,8 | 79 030,1 | - | 524,3 |
| Отчисления на социальные нужды | 400 390,7 | 380 204,7 | 394 239,7 | -6 151,0- | 14 035,0 |
| Налог на прибыль | 111 592,8 | 111 592,8 | 111 034,9 | -557,9 | -557,9 |
| Расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов от льготного ТП, предусмотренных пунктом 87 Основ ценообразования и расходы не учтенные ИП | 180 652,2 | 136 463,3 | 20 596,78 | -160 055,42 | -115 866,52 |
| Всего фактические неподконтрольные расходы (Н расх. Факт) | **1 959 059,7** | **1 890 799,31** | **1 784 588,3** | **-174 471,40** | **--106 211,03** |
| Величина неподконтрольных расходов, учтенная в составе НВВ на 2017 год (Н расх. План) | **1 831 963,3** | **1 831 963,3** | **1 831 963,3** |  |  |
| Величина корректировки неподконтрольных расходов до фактических параметров (Н рсчх.факт-Нрасх.план) | **127 096,3** | **61 275,8\*\*** | **- 47 375,0** |  |  |

*\*отклонение рассчитано от дельта неподконтрольных расходов без учета индексации.*

*\*\*РСТ Забайкальского края в расчет корректировки неподконтрольных расходов в части выпадающих расходов от льготного ТП принята дельта в размере 26 714,4 тыс. руб. при отклонении 24 301,6 тыс. руб. (136 463,3 тыс. руб. факт по данным РСТ – 112 161,7 тыс. руб. утверждено на 2017 г.). Пояснения по причинам отклонений в Экспертном заключении на 2019 г. не указаны.*

*Исполнитель отмечает, что РСТ Забайкальского края в нарушение требований нормативных актов не проведена индексация величины корректировки неподконтрольных расходов.*

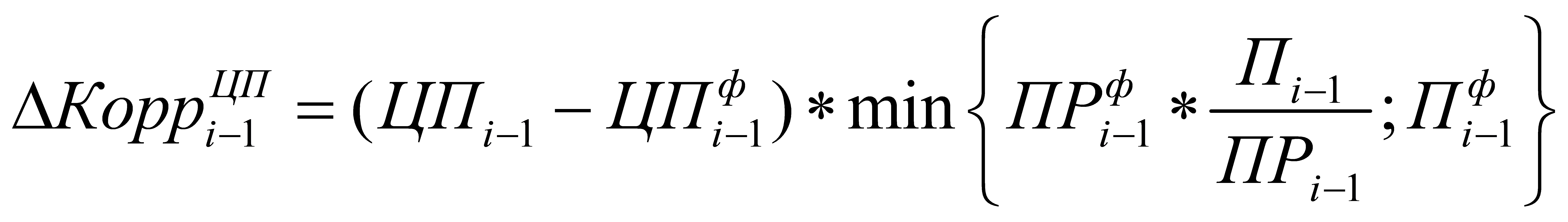
По мнению Исполнителя, регулирующим органом излишне учтена корректировка неподконтрольных расходов в составе НВВ на 2019 год в размере (-112 168,0 тыс. руб.).

| **Наименование** | **Заявлено филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго»** | **Принято РСТ Забайкальского края** | **Расчет Исполнителя** |
| --- | --- | --- | --- |
| Величина корректировки неподконтрольных расходов, тыс. руб. | 127 096,3 | 61 275,8 | -47 375,02 |
| ИПЦ 2018 | 4,0% |  | 2,7% |
| ИПЦ 2019 | 3,7% |  | 4,6% |
| Величина корректировки неподконтрольных расходов, с учетом ИПЦ, тыс. руб. | 137 070,85 | 61 275,8 | - 50 892,24 |
| Отклонение от установленной величины  (+) – необоснованно не учтенная  (-) – излишне установленная | | | -112 168,0 =  (- 50 892,24- 61275,8) |

### **Экспертиза обоснованности определения компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов**

Согласно пункту 26 Методических указаний 228-э ежегодно производится корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации по результатам фактического исполнения параметров регулирования за прошедший год, в которой учитывается компенсация выпадающих/излишне полученных доходов организации, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов на очередной период регулирования цен покупки технологических потерь электрической энергии.

Расчет корректировки производится согласно формуле:



Величина компенсации может принимать как положительные, так и отрицательные значения.

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

По расчету филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» корректировка в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов по итогам 2017 г. составила 120 112,30 тыс. руб., или 129 538,71 тыс. руб. с учетом ИПЦ 2018, 2019 гг.

| **Наименование** | **Значение** |
| --- | --- |
| Прогнозный объем отпуска э/э, млн.кВт\*ч | 6 088,54 |
| Фактический объем отпуска э/э, млн.кВт\*ч | 6 240,77 |
| Фактическая цена покупки э/э, руб./МВт\*ч | 2 244,82 |
| Прогнозная цена покупки э/э, руб./МВт\*ч | 2 049,50 |
| Величина технологического расхода | 0,1140 |
| Компенсация расходов на покупку потерь эл/эн учтённая в ТБР 2018 года за фактический период 9 месяцев 2017 года, тыс. руб. | 0,00 |
| **Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию, тыс. руб.** | **120 112,30** |
| ИПЦ 2018 г. | 4,0% |
| ИПЦ 2019 г. | 3,7% |
| **Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию с учетом ИПЦ, тыс. руб.** | **129 538,71** |

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

По расчету РСТ Забайкальского края величина корректировки, возникающей в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электроэнергии от установленных при утверждении тарифов, составила 79 702,42 тыс. руб.

| **Наименование** | **Значение** |
| --- | --- |
| Плановый объем отпуска э/э, млн. кВт\*ч | 6 088,54 |
| Плановый объем потерь электроэнергии, млн. кВт\*ч | 694,09 |
| Фактический объем отпуска э/э, млн. кВт\*ч | 6 240,77 |
| Фактический объем потерь электроэнергии, млн. кВт\*ч | 615,08 |
| Фактическая цена покупки э/э, руб./МВт\*ч | 2 244,82 |
| Прогнозная цена покупки э/э, руб./МВт\*ч | 2 114,79 |
| **Корректировка НВВ с учетом изменения ПО и цен на электрическую энергию, тыс. руб.** | **79 702,42** |

Согласно Экспертному заключению на 2019 г. плановая цена покупки потерь, учтенная при расчете единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электроэнергии на 2017 г., рассчитана с учетом включенной в НВВ филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» на содержание сетей на 2017 г. из-за ограничений роста ставки на оплату потерь суммы расходов на оплату потерь в размере 45 314,57 тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Исполнителем проведен анализ расходов на компенсацию потерь электроэнергии на 2017 год.

Согласно Экспертному заключению на 2017 г. объем технологического расхода (потерь) электроэнергии предусмотрен в размере 694,09 МВт\*ч, НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии на 2017 г. предусмотрено в размере 1 422 543,42 тыс. руб., кроме того в НВВ на содержание сетей филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» предусмотрены выпадающие доходы на компенсацию покупки потерь электроэнергии в связи с ограничением роста ставки на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии на 2017 г. в размере 45 314,57 тыс. руб. Таким образом, по мнению Исполнителя, плановые расходы на оплату потерь электроэнергии составляют 1 467 857,99 руб., плановая цена – 2 114,79 руб./МВт\*ч (1 467 857,99/694,09)

Согласно данным статистической формы 46-ээ поступление в сеть за 2017 год составило 6 240,77 млн. кВт\*ч, фактические потери электроэнергии в сети составили 614,96 млн. кВт\*ч. Фактические расходы в сумме 1 380 471,67 тыс. руб. подтверждаются данными формы 1.6. «Расшифровка расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям» по субъекту Российской Федерации «Забайкальский край» по виду деятельности «Передача по распределительным сетям» за 2017 год.

Таким образом, фактическая среднегодовая цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях составила 2 244,82 руб./МВт\*ч. (1 380 471,67/614,96).

Применяя формулу корректировки по компенсации выпадающих/излишне полученных доходов организации, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов на очередной период регулирования цен покупки технологических потерь электрической энергии, величина данной корректировки составляет 85 894,85 тыс. руб.:

| **Показатель** | **Обозначение** | **Ед.изм.** | **ТБР 2017** | **Факт 2017** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Стоимость потерь электроэнергии |  | Тыс. руб. | 1 422 543,42 | 1 380 471,67 |
| Цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях | ЦП2017 | руб./МВт\*ч | 2 114,79 | 2 244,82 |
| Объем отпуска в сеть в 2017 году | ПРф 2017 | млн.кВт\*ч | 6 088,54 | 6 240,77 |
| Объем потерь электрической энергии в сетях в 2017 году | Пф 2017 | млн.кВт\*ч | 694,09 | 614,96 |
| ИПЦ 2018 |  | % |  | 2,7 |
| ИПЦ 2019 |  | % |  | 4,6 |
| Величина корректировки  (с учетом ИПЦ 2018, 2019 гг.) | ∆КоррЦП2017 | тыс.руб. | х | 85 894,85 |

На основании изложенного, Исполнитель отмечает, что РСТ Забайкальского края необоснованно не учтены выпадающие доходы в результате отличия цены покупки потерь на сумму 6 192,43 тыс. руб.

**Компенсация выпадающих/излишне полученных доходов организации, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов на очередной период регулирования цен покупки технологических потерь электрической энергии**

| **Наименование** | **Заявлено филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго»** | **Принято РСТ Забайкальского края** | **Расчет Исполнителя** |
| --- | --- | --- | --- |
| Сумма, тыс. руб. | 120 112,30 | 79 702,42 | 79 958,57 |
| ИПЦ 2018 | 4,0% |  | 2,7% |
| ИПЦ 2019 | 3,7% |  | 4,6% |
| Сумма с учетом ИПЦ, тыс. руб. | 129 538,71 |  | 85 894,85 |
| Отклонение от установленной величины  (+) – необоснованно не учтенная  (-) – излишне установленная | | | +6 192,43 |

### 

### **Экспертиза обоснованности корректировки необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы**

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 27.06.2013 № 543 «О государственном контроле (надзоре) в области регулируемых государством цен (тарифов), а также изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» органом регулирования осуществляется систематическое наблюдение и анализ в рамках процедуры рассмотрения дел об установлении цен (тарифов) в сфере электроэнергетики.

В пределах полномочий регулятором проводится анализ соответствия представленных организацией первичных документов отчету по форме [приказ](consultantplus://offline/ref=5F26BBF3E9573E7E4DCDDB37BFA7086A141A9A654E27FF3F5383D6E9BDPCm4H)а ФСТ России от 20.02.2014 года № 202-э «Об утверждении формы отчета об использовании инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) в сфере электроэнергетики и в сфере теплоснабжения». Результаты исполнения инвестиционной программы отражаются в отчете о проведении систематического наблюдения и анализа за использованием инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые цены (тарифы) в сфере электроэнергетики. Отчет о проведении систематического наблюдения и анализа за использованием инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) в сфере электроэнергетики, подписывается руководителем или заместителем руководителя органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов до принятия решения об установлении цен (тарифов) и прилагается к делу об установлении цен (тарифов).

Проводимый органами регулирования анализ инвестиционных программ территориальных сетевых организаций и осуществляемые корректировки необходимой валовой выручки в обязательном порядке должны быть отражены в протоколах заседаний коллегиальных органов и экспертных заключениях по установлению цен (тарифов) в соответствии с пунктами 23, 26, 28 Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178.

Действующим законодательством в области государственного регулирования цен (тарифов) не предусмотрена возможность учета органами регулирования в необходимой валовой выручке ТСО расходов на выполнение мероприятий инвестиционных программ в размере, превышающем величину средств, определенных в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе.

При обнаружении фактов финансирования мероприятий, не включенных в утвержденные в установленном порядке инвестиционные программы ТСО, указанные расходы ТСО расцениваются органом регулирования тарифов как нецелевое использование средств, учтенных в необходимой валовой выручке.

Таким образом, регулятором в необходимой валовой выручке не учитываются расходы, превышающие плановую величину и неучтенные в утвержденной ИП. Данная позиция отражена в разъяснительном письме ФАС России от 20.04.2018 № ИА/28440/18.

Приказом Минэнерго России от 30.12.2016 № 1471 утверждены изменения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Сибири», утвержденную приказом Минэнерго России от 28.12.2015 № 1043.

В соответствии с инвестиционной программой основные параметры на 2017 год для ПАО «МРСК Сибири» филиала «Читаэнерго» составляют:

* освоение 767,646 млн.руб. без НДС;
* ввод мощностей 393,391 млн.руб. без НДС;
* финансирование мероприятий 905,822 млн.руб. с НДС

Источниками финансирования мероприятий инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго» на 2017 год являются:

* амортизация, учтенная в тарифе – 767,646 млн.руб.;
* возврат НДС – 138,176 млн. руб.

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Инвестиционная программа на 2017 год для регулируемой организации утверждена Приказом Минэнерго РФ от 30.12.2016 № 1471 «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «МРСК Сибири», утвержденную Приказом Минэнерго РФ от 28.12.2015г. № 1043».

В соответствии с пунктом 42 Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, утвержденных приказом ФСТ России от 30.03.2012 № 228-э, филиалом ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго» на 2019 год была заявлена корректировка НВВ, связанная с изменением инвестиционной программы за 2017 год, в сумме со знаком минус 147,799 млн. руб.

В обоснование корректировки регулируемой организацией были представлены следующие документы:

* Пояснительная записка;
* Отчет об исполнении инвестиционной программы филиала за 2017 год;
* Отчет о выполнении инвестиционной программы за 2017 год в формате шаблона «Мониторинг принятых инвестиционных программ субъектами РФ по сетевым организациям» (NET.INV);
* Расчет корректировки НВВ по исполнению инвестиционной программы в формате приложения к Пояснительной записке (в материалах тарифного дела).

Данные по корректировке НВВ на 2019 год в связи с изменением инвестиционной программы за 2017 год представлены в таблице:

| **№**  **п/п** | **Показатели** | **2017 год (i-2), млн. руб.** |
| --- | --- | --- |
| 1. | Корректировка, связанная с неисполнением ИПР (п.2 \* (п.4 / п.3 - 1)) | -147,799 |
| 2. | Объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на 2017 год | 1081,800 |
| 3. | Плановый размер финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС | 767,644 |
| 44. | Объем фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС | 662,766 |
|  | Справочно: |  |
| 22.1. | Объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на 2017 год  (п.2.2 + п.2.3 + п.2.4 - п.2.5 - п.2.6-п.2.7.) | 1081,800 |
| 22.2. | величина возврата инвестированного капитала, учитываемого при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в 2017 году | 692,762 |
| 22.3. | величина дохода на инвестированный капитал, учитываемая при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в 2017 году | 603,247 |
| 22.4. | величина изменения необходимой валовой выручки, определяемого на 2017 год, производимого в целях сглаживания тарифов | - |
| 22.5. | величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности 2017 год | 91,788 |
| 22.6. | величина фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов) в 2017 году, признанных РСК экономически обоснованными | 10,259 |
| 22.7. | выпадающих доходов сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемых в плату за технологическое присоединение, связанных с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, определяемых регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 ОЦ | 112,162 |

Филиалом ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго» представлен отчет о выполнении инвестиционной программы в формате шаблона ЕИАС: «Мониторинг принятых инвестиционных программ субъектами Российской Федерации по сетевым организациям» (NET.INV) за 2017 год с плановыми расходами на реализацию инвестиционной программы в размере 1 422 726 тыс. руб. без НДС и фактическими 852 935 тыс. руб. без НДС.

В отчете о реализации инвестиционной программы за 2017 год филиала   
ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» по форме раскрытия сетевой организацией информации в соответствии с приказом Министерства энергетики РФ от 25 апреля 2018 г. № 320, плановый объем финансирования составляет 879,100 млн. руб. с НДС, из которых за счет тарифных источников 745,00 млн. руб. без НДС, фактический объем 886,205 млн.руб. с НДС, из которых за счет тарифных источников 716,944 млн.руб. без НДС.

Отчет об использовании инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) в сфере электроэнергетики и в сфере теплоснабжения за 2017 год по форме в соответствии с приказом ФСТ России от 20.02.2014 № 202-э не представлялся.

После установления Региональной службой по тарифам и ценообразованию Забайкальского края единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям на территории Забайкальского края на 2019 год (приказ от 25.12.2018 № 765-НПА в ред. приказа от 25.01.2019 № 14-НПА) ПАО «МРСК Сибири» обратился с заявлением в ФАС России о рассмотрении разногласий, возникших с регулятором при установлении необходимой валовой выручки на 2019 год.

ПАО «МРСК Сибири» заявило требование о признании экономически обоснованной корректировки НВВ филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго», осуществляемой в связи с изменением (невыполнением) инвестиционной программы за 2017 год в размере минус 160,609 млн. руб.

| **№ п/п** | **Показатели** | **2017 год (i-2), млн. руб.** |
| --- | --- | --- |
| 1. | Корректировка, связанная с неисполнением ИПР (п.2 \* (п.4 / п.3 - 1)) | -160,609 |
| 2. | Объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на 2017 год | 1175,564 |
| 3. | Плановый размер финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС | 767,644 |
| 4. | Объем фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС | 662,766 |
|  | Справочно: |  |
| 2.1. | Объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на 2017 год  (п.2.2 + п.2.3 + п.2.4 - п.2.5 - п.2.6-п.2.7.) | 1 175,564 |
| 2.2. | величина возврата инвестированного капитала, учитываемого при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в 2017 году | 692,762 |
| 2.3. | величина дохода на инвестированный капитал, учитываемая при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в 2017 году | 603,247 |
| 2.4. | величина изменения необходимой валовой выручки, определяемого на 2017 год, производимого в целях сглаживания тарифов | - |
| 2.5. | величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности 2017 год | - |
| 2.6. | величина фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов) в 2017 году, признанных РСК экономически обоснованными | 8,283 |
| 2.7. | выпадающих доходов сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемых в плату за технологическое присоединение, связанных с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, определяемых регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 ОЦ | 112,162 |

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» - территориальная сетевая организация, осуществляющая услуги по передаче электрической энергии на территории Забайкальского края. Государственное регулирование цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по сетям Заявителя с 2015 года осуществлялось с применением метода доходности инвестированного капитала.

В целях соблюдения критериев применения метода доходности инвестированного капитала, установленных пунктом 12 Основ ценообразования № 1178, и согласно требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 года № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики», распоряжением Правительства Забайкальского края от 28.07.2014 года № 461-р была утверждена инвестиционная программа филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго». Срок действия программы принят в соответствии с долгосрочным периодом регулирования - 2015-2019 годы.

Объем финансирования мероприятий инвестиционной программы за счет тарифа на услуги по передаче электрической энергии по сетям филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» на 2017 год утвержден в размере 1 121 580 тыс. руб. без учета НДС, что учтено в полном объеме при формировании необходимой валовой выручки на 2017 год.

В дальнейшем в рамках изменений Порядка утверждения (корректировки) инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 года № 977, полномочия по утверждению инвестиционных программ сетевых организаций, которые входят в одну группу лиц с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, перешли к федеральным органам исполнительной власти Российской Федерации. В рамках данных изменений, приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 28.12.2015 года № 1043 утверждена инвестиционная программа ПАО «МРСК Сибири». Объем тарифных источников финансирования указанной инвестиционной программы для филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» существенно снижен до 767 644 тыс. руб., а срок реализации мероприятий (2016-2020 гг.) не соответствует долгосрочному периоду регулирования.

Согласно отзыву РСТ Забайкальского края от 15.04.2019 № 01/2369 на заявление филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» о рассмотрении спора (разногласий) в области государственного регулирования цен (тарифов) с РСТ Забайкальского края, для соблюдения всех установленных долгосрочных параметров регулирования, в том числе размера чистого оборотного капитала и норм доходности, плановые объемы финансирования мероприятий инвестиционной программы на 2017 год, осуществляемого за счет тарифных источников, определены органом регулирования в соответствии с распоряжением Правительства Забайкальского края от 28.07.2014 года № 461-р.

Экспертами РСТ Забайкальского края проведен анализ исполнения мероприятий инвестиционной программы филиала «ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго», реализованных в 2017 году. Фактическая сумма расходов на реализацию инвестиционных проектов составила 662 766 тыс. руб.

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, Региональной службой по тарифам и ценообразованию Забайкальского края проведена в соответствии с пунктом 42 Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, утвержденных приказом ФСТ России от 30.03.2012 N 228-э.

В соответствии с экспертным заключением по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые филиалом «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» на 2019 год Региональной службой по тарифам и ценообразованию Забайкальского принятые для расчетов значения, а также общий итог корректировки по исполнению инвестиционной программы за 2017 год приведены в таблице:

| **№ п/п** | **Показатели** | **2017 год (i-2),  тыс. руб.** |
| --- | --- | --- |
| 1. | Корректировка, связанная с неисполнением ИПР (п.2 \* (п.4 / п.3 - 1)) | -480 897,62 |
| 2. | Объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на 2017 год | 1 175 563,84 |
| 33. | Плановый размер финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС | 1 121 580,00 |
| 44. | Объем фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС | 662 766 |
|  | Справочно: |  |
| 22.1. | Объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на 2017 год  (п.2.2 + п.2.3 + п.2.4 - п.2.5 - п.2.6-п.2.7.) | 1 175 563,84 |
| 22.2. | величина возврата инвестированного капитала, учитываемого при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в 2017 году | 692 762,23 |
| 22.3. | величина дохода на инвестированный капитал, учитываемая при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в 2017 году | 603 246,77 |
| 22.4. | величина изменения необходимой валовой выручки, определяемого на 2017 год, производимого в целях сглаживания тарифов | 0,00 |
| 22.5. | величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности 2017 год | 0,00 |
| 22.6. | величина фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов) в 2017 году, признанных РСК экономически обоснованными | 8 283,44 |
| 22.7. | величина выпадающих доходов сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемых в плату за технологическое присоединение, связанных с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, определяемых регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 ОЦ | 112 161,72 |

Сумма корректировки по неисполнению инвестиционной программы 2017 года определена Региональной службой по тарифам и ценообразованию Забайкальского края (- 480 897,62 тыс. руб.).

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Организация для расчета корректировки НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2017 год представила следующие отчеты:

* Отчет о выполнении инвестиционной программы в формате шаблона: «Мониторинг принятых инвестиционных программ субъектами Российской Федерации по сетевым организациям» (NET.INV).
* Отчет о реализации инвестиционной программы и об обосновывающих их материалах по форме раскрытия сетевой организацией информации в соответствии с приказом Министерства энергетики РФ от 25 апреля 2018 г. № 320.

В соответствии со ст. 7, 9, 10 Федерального закона «О бухгалтерском учете» от 06.12.2011 № 402-ФЗ каждый факт хозяйственной жизни оформляется ответственными лицами организации путем составления первичных учетных документов и отражения данных документов в регистрах бухгалтерского учета. Лицо, ответственное за оформление факта хозяйственной жизни, обеспечивает своевременность и достоверность данных.

В силу п. 6 Положения по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации, утвержденного приказом Минфина РФ от 29.07.1998 № 34н, ответственность за организацию бухгалтерского учета в организации, соблюдение законодательства при выполнении хозяйственных операций несет руководитель организации.

Со стороны Региональной службой по тарифам и ценообразованию Забайкальского края замечаний по достоверности отчетных документов не было.

В соответствии с отчетом о реализации инвестиционной программы за 2017 год филиала ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго» общий фактический объем финансирования составляет 886 205 тыс.руб. с НДС, из которых за счет средств, полученных от оказания услуг по регулируемым государством ценам (тарифам) – 716 944,00 тыс. руб., за счет иных источников финансирования 169 261 тыс.руб.

По итогам проверки отчетов об исполнении инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири» в части филиала «Читаэнерго» за 2017 год Исполнителем выявлено фактическое финансирование за счет собственных тарифных источников инвестиционных проектов, не включенных в инвестиционную программу, утвержденную приказом Минэнерго России от 30.12.2016 № 1471, следующих мероприятий на общую сумму 84 717,00 тыс. руб. (с НДС).

| **№ п/п** | **Наименование инвестиционного проекта  (группы инвестиционных проектов)** | **Объем фактического финансирования, тыс.руб.  с НДС** |
| --- | --- | --- |
| 1 | Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 150 кВт включительно (новое строительство) | 44 484,00 |
| 2 | Строительство ВЛ-110 от отпайки ВЛ-110-22 до проектируемой ПС 110/6 «Омчак», 8,103 км | 999,00 |
| 3 | Строительство ВЛ, КТП - ПО ЦЭС от ПС "Антипиха 110/35/6", ПО ГЭС от ПС "Молодежная 110 кВ", ПС "Центральная 110 кВ", ПС "Угдан 110 кВ" | 6 163,00 |
| 4 | Реконструкция ВЛ 110-43 от ПС 110/35/20/6 кВ Курорт Дарасун - ПС 110/35/10 кВ Тыргетуй с заменой опор № 31, 32, 0,5 км | 69,00 |
| 5 | Реконструкция ВЛ 6-10 кВ в г. Чита: внедрение опор из композитных материалов фидер ЦФН, 1,6 км | 1 010,00 |
| 6 | Реконструкция ВЛ 6-10 кВ в г. Чита: фидер "Южный Города", 5,3 км | 157,00 |
| 7 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ в г. Чита, находящихся в доверительном управлении: район ул. Линейная, ул. Базовская-Усуглинская, Соцгород, 13,978 км | 11 385,00 |
| 8 | Реконструкция КЛ - 0,4 кВ ГО г. Чита, находящихся в доверительном управлении, 0,8 км | 1 971,00 |
| 9 | Реконструкция ПС с внедрением интеллектуальных коммутационных аппаратов (реклоузеров) 6-35 кВ с интегрированными контроллерами присоединений и возможностью интеграции в единую информационную систему. 2017 год. Реклоузеры 6-10 кВ - ПО ЮЗЭС - 15 шт., реклоузеры 35 кВ: ПС 35/10 кВ ОПХ - 1 шт., ПС 35/10 кВ Танга - 2 шт., ПС 35/10 кВ Доронинская - 2 шт. | 3 646,00 |
| 10 | Реконструкция ПС 110/6 кВ Кадала, ПС 110/35/10 кВ КСК, ПС 35/6 кВ Техникум Механизации с заменой вводных и секционных выключателей 6-10 кВ по ретрофиту (4 шт.) | 852,00 |
| 11 | Реконструкция ПС 110/6 кВ Кадала, ПС 110/35/10 кВ КСК с заменой линейных масляных выключателей 6-10 кВ (12 шт.) | 4 343,00 |
| 12 | Реконструкция здания с заменой приборов теплового учета в производственном здании ПО ГЭС (0,4 кВ), 2 прибора учета | 156,00 |
| 13 | Реконструкция ПС 110/6 кВ Молодежная с заменой силовых трансформаторов 3\*16 МВА на 2\*40 МВА | 1 436,00 |
| 14 | ИА МРСК Дооборудование для расширения магистральных каналов и организации канала связи до резервного ЦОД | 4 417,00 |
| 15 | Строительство здания Оловянинского РЭС (0,4 кВ) | 321,00 |
| 16 | ИА МРСК Покупка компьютерной и оргтехники, мебели в количестве 24 шт | 584,00 |
| 17 | ИА МРСК Создание автоматизированных систем управления производственными процессами: система управления техническим обслуживанием и ремонтом оборудования (КИСУ ТОРО); система управления финансово-хозяйственной деятельностью | 1 353,00 |
| 18 | ИА МРСК НИОКР Исследование комплекса технических решений необходимых для осуществления технологического присоединения генерирующих установок к электрической сети 6-20кВ | 809,00 |
| 19 | ИА МРСК НИОКР Разработка унифицированных железобетонных грибовидных фундаментов повышенной долговечности для опор ВЛ35-110кВ по ПУЭ-14 | 562,00 |
|  | **Всего по инвестиционным проектам** | **84 717,00** |

В ходе проверки Исполнителем обнаружено превышение фактического финансирования мероприятий инвестиционной программы свыше величины средств, определенных в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе, на общую сумму 185 174,70 тыс. руб. (с НДС).

| **№ п/п** | **Наименование инвестиционного проекта  (группы инвестиционных проектов)** | **Плановое финансирование, тыс. руб. с НДС** | **Фактическое финансирование, тыс. руб. с НДС** | **Отклонение (факт-план)** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **тыс. руб.** | **%** |
| 1 | Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 15 кВт включительно (новое строительство) | 113 443,04 | 188 279,00 | 74 835,96 | 4,3% |
| 2 | Реконструкция ПС 110/10 кВ Даурия с расширением ОРУ-110 кВ | 13 746,00 | 19 107,00 | 5361 | 39% |
| 3 | Реконструкция ПС 35-110 кВ с заменой измерительных трансформаторов (ПС Вершина Шахтомы, ПС Шелопугино, ПС Ст. Чиндант, ПС Н. Цасучей, ПС Борзя Западная, Беклемишево ) | 2 117,52 | 3 272,00 | 1 154,48 | 54,5% |
| 4 | Реконструкция ПС 110 кВ с заменой АКБ (СОПТ) ПС Казаново, Калангуй, В.Давенда, Зилово, Урейск, Альбитуй, Безречная, Николаевская, Тыргетуй, Дульдурга | 3 570 | 24 054,00 | 20 484 | 573,8% |
| 5 | Реконструкция ПС 110 кВ с заменой высоковольтных вводов:  2017 год - ПС 110 кВ ОГОК (6 шт) | 2 117,52 | 3 652,00 | 1534,48 | 72,5% |
| 6 | Реконструкция ПС Каштак 110/10/6, ПС Кличка с заменой масляных выключателей 35-110 кВ на элегазовые (вакуумные) (5 шт.) | 11 046,91 | 21 870,00 | 10 823,09 | 98% |
| 7 | Реконструкция ПС Кличка 110/35/6 с заменой масляных выключателей 35-110 кВ на элегазовые (вакуумные) (4 шт.) | 4 797,06 | 5 523,00 | 725,94 | 15,1% |
| 8 | Реконструкция перегруженной ПС 110 кВ Третья (перемещение демонтированного при реконструкции с/т с ПС 110 кВ Антипиха 16 МВА) | 441,15 | 461 | 19,85 | 4,5% |
| 9 | Реконструкция перегруженной ПС 110 кВ Третья (перемещение демонтированного при реконструкции с/т 10 МВА на базу ПО ЦЭС) | 441,15 | 449 | 7,85 | 1,8% |
| 10 | Реконструкция ВЛ 110 кВ с приведением просек к нормативным требованиям (52 -"П.Забайкальский - Малета",59 - "Малета - К.Чикой", ВЛ 110-60 "К.Чикой - Альбитуй", 50 - Вторая - Улеты, 84 - Улеты-Николаевская, 46,47 -"Дульдурга-Мордой", 14 - Холбон-В.Дарасун, 93 - Шелопугино-В.Шахтама) | 1576,38 | 4 057,00 | 2 480,62 | 157,4% |
| 11 | Реконструкция ВЛ 35 кВ с приведением просек к нормативным требованиям (ВЛ 35-151 "Коротково - Захарово", 104 - База НИИЭВ-Атамановка 35, 118 - Маккавеево-ЖБИ Кручина, 127 - Тыргетуй-Елизаветино, 121 - Атамановка 110-Новотроицк, 241,242 - Урюм-У.Карск, 231 - Чернышевск-Букачача, 408 - Калангуй-Жетково, 418 - Н.Цасучей-Ст.Чиндант, 414 - Долгокыча-Улятуй, 401 - Калангуй-Курунзулай) | 731,72 | 2 832,00 | 2100,28 | 287% |
| 12 | Реконструкция ВЛ 6-10 кВ с приведением просек к нормативным требованиям (ф. 15\_Могзон, Карымская-Адриановка, РП4-Красная Речка, ф.Жимбира отп.2 Кордон) | 362,33 | 925 | 562,67 | 155,3% |
| 13 | Модернизация систем учета розничного рынка электроэнергии (0,4 кВ и ниже) | 58 168,27 | 118 828,00 | 60 659,73 | 104,3% |
| 14 | Реконструкция ПС 110 кВ Кличка с заменой устройств РЗАиПА (комплект основной и комплекта резервной защиты ВЛ 110 кВ Кличка-Приаргунская ТЭЦ) | 9 670,01 | 9 971,00 | 300,99 | 103,1% |
| 15 | Строительство ВЛ-110 кВ ПС Багульник - ПС Заречная | 1 352,86 | 3 359,00 | 2 006,14 | 148,3% |
| 16 | Покупка бригадных автомобилей в количестве 35 шт (УАЗ-390945 - 24 шт., УАЗ Патриот - 3 шт., УАЗ Хантер - 3 шт., УАЗ-29891 - 1 шт., УАЗ Фермер - 4 шт. ) | 8 013,38 | 10 131,00 | 2 117,62 | 26,4% |
|  | **Всего по инвестиционным проектам** | **231 595,30** | **416 770,00** | **185 174,70** | **78%** |

По результатам анализа Исполнителем определены инвестиционные проекты, в отношении которых тарифный источник для финансирования капитальных вложений недоиспользован в полном объеме относительно утвержденного планового размера или не использован совсем, на общую сумму   
- 458 769,84 тыс. руб.) (с НДС). Данные недофинансирования в части собственных средств, получаемых от реализации услуг по передаче электрической энергии, представлены в таблице.

| **№ п/п** | **Наименование инвестиционного проекта  (группы инвестиционных проектов)** | **Плановое финансирование, тыс. руб. с НДС** | **Фактическое финансирование, тыс. руб. с НДС** | **Отклонение (факт-план)** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **тыс. руб.** | **%** |
| 1 | Проектные работы по титулу: Строительство ПС 110/6 кВ «ДВК» с двумя силовыми трансформаторами номинальной мощностью 10 МВА каждый | 5 974,41 | 1 661,00 | -  - 4 313,41 | 27,8% |
| 2 | Проектные работы по титулу: Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ от ПС 110/35/6 кВ Верхняя Давенда до ПС 110/6 кВ «ДВК» | 34 645,20 | 16 211,00 | -  -18 434,20 | -46,8% |
| 3 | Строительство КЛ-10 кВ от РУ-10 кВ проектируемой ПС 110/10 кВ Бутунтай до РП заявителя (Нойон-Тологой) | 8 737,12 | - | -  -8 737,12 | 0% |
| 4 | Строительство ПС-110 кВ "Омчак" с силовым трансформатором 10 МВА | 37 870 | 4 999,00 | -32 871,00 | 13,2% |
| 5 | Проектные работы по титулу: Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Верхняя Давенда с расширением РУ 110 кВ и приведением схемы ОРУ-110 кВ к типовой | 3 705,78 | 727 | -2 978,78 | -19,6% |
| 6 | Реконструкция ПС 110/6 кВ Южная с расширением РУ-10 кВ | 2 372,80 | 949 | -1 423,80 | 40% |
| 7 | Реконструкция ПС Третья с заменой силовых трансформаторов 1х10 МВА и 1х6,3 на 2х25 МВА, оборудования РУ-110/35 кВ | 1 483,44 | 44 | -1 439,44 | -3% |
| 8 | Реконструкция ПС 110 кВ Турга с восстановлением и оснащением оперативными блокировками распредустройства | 3 752,72 | 2 438,00 | -  -1 314,72 | -65% |
| 9 | Реконструкция ПС 110 кВ Кличка с восстановлением и оснащением оперативными блокировками распредустройства | 3 405,68 | - | -3 405,68 | 0% |
| 10 | Реконструкция перегруженной ПС 110 кВ Казаново (перемещение с/т 6,3 МВА и 10 МВА на недогруженную ПС 110 кВ Бугдаинская) | 441,15 | 32 | -409,15 | -7,3% |
| 11 | Реконструкция недогруженной ПС 110 кВ Бугдаинская (перемещение с/т 2х16 МВА на перегруженную ПС 110 кВ Казаново) | 441,15 | 33 | -408,15 | 7,5% |
| 12 | Реконструкция ПС 110 кВ Борзя Западная с перемещением перегруженного с/т 10 МВА на базу ПО ЮЭС | 441,15 | 111 | -  -330,15 | -25,2% |
| 13 | Реконструкция ПС 110 кВ Борзя Западная (перемещение с/т 16 МВА с базы ПО ЮЭС на ПС 110 кВ Борзя Западная) | 441,15 | 111 | -330,15 | -25,2% |
| 14 | Реконструкция перегруженной ПС 35 кВ Верхние Усугли (перемещение с/т 35/6 кВ 3,2 МВА с РП ПС Дельмачик) | 441,15 | - | -441,15 | -0% |
| 15 | Реконструкция перегруженной ПС 35 кВ Верхние Усугли (перемещение с/т 1 МВА на РП-ПС 35 кВ Дельмачик) | 441,15 | - | -  -441,15 | 0% |
| 16 | Реконструкция ВЛ-110-21 Балей – Калангуй с заменой опор | 16 523,71 | - | -16 523,71 | 0% |
| 17 | Реконструкция ВЛ-110-93 от ПС Шелопугино до ПС Вершина Шахтомы | 15 656,71 | - | -15 656,71 | 0% |
| 18 | Реконструкция ПС 110 кВ Антипиха, Борзя Восточная, Вторая, Калангуй, Центральная, Угдан, Шелопугино с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий | 4 137,40 | 2 755,00 | -1 382,40 | -66,6% |
| 19 | Создание противоаварийной автоматики с организацией канала связи ПС Кличка - ПС Бутунтай | 3 990,00 | - | -3 990,00 | -0% |
| 20 | Реконструкция ВЛ-110-23 от отпайки на проектируемую ПС Бутунтай до ПС Акатуй (с заменой деревянных одноцепных опор с подвеской ВОЛС) | 355 441,15 | 74 434,00 | -  -281 007,15 | -20,9% |
| 21 | Покупка бурильно-крановых машин в количестве 19 шт. (УРАЛ-4320 (КС-55713-3, МБШ-519, МКМ-200) - 10 шт., КАМАЗ (МКМ-200, автокран 40 т.) - 2 шт.,МТЗ-82.1 с баровой установкой - 1 шт., ГАЗ-3308 БКМ - 4 шт., навесное оборудование для экскаватора ГИДРОМОЛОТ - 1 шт, СЭМ-4 - 1 шт.) | 35,71978 | 23 453,00 | -12 266,78 | 65,7% |
| 22 | Покупка грузовых автомобилей в количестве 12 шт. (Камаз седельный тягач с КМУ - 3 шт., бортовой Камаз с КМУ - 3 шт., УРАЛ-6370 (Самосвал -583166) - 2 шт., КамАЗ 53504-46 (седельный тягач) - 2 шт., Прицепы и полуприцепы - 2 шт.) | 27 141,18 | 7 655,00 | -19 486,18 | -28,2% |
| 23 | Покупка электролабораторий и прочей спецтехники в количестве 25 шт. (Кабельная лаборатория на базе ГАЗ 3308 ЭТЛ-35к - 3 шт., ГАЗ-3308 АГП-18 - 3 шт., Бульдозер Б-10 - 2шт., КАМАЗ-43118 с АГП Чайка 28 м - 2шт., Снегоход росс.произ. - 3 шт., СЭМ-4 - 1 шт., Экскаватор (МТЗ-82, ЭЦУ-150 ) - 2шт., Мульчер МТЗ-82 - 1 шт., Погрузчик фронтальный и вилочный - 2 шт., Полуприцепы и прицепы (Тонар, ТСП-94183, 9334-20-17) - 4 шт.) | 26 190,10 | 11 840,00 | -14 350,10 | -45,2% |
| 24 | Покупка диагностического и измерительного оборудования, приборов РЗА, 273 шт. (установка пов. пер-я УПП8531М/1 КТ 0,15 – 4 шт., тепловизор – 30 шт., Приборы Ретом (61,21, М2) – 21 шт., сириус-2-ОМП – 8 шт., Энерготестер ПКЭ-А – 7 шт., Прорыв-КЭ-А – 15 шт., УП-7-3М установка прожигающая – 3 шт., Стенд для испытания средств защиты – 10 шт., аппарат авт. для определения температуры вспышки – 7 шт., Прибор контроля состояния – 47 шт., MPI-502 – 7 шт., измеритель параметров заземляющих устройств – 4 шт., ЛИС-У – 68 шт., энергоформа и монитор 3.3 – 4 шт., УПР-30 – 4 шт., трассопоисковый комплект КП-500К – 4 шт., МИКО-2,3 – 11 шт., Дальномеры, расходомеры, тестеры, мультиметр – 19 шт.) | 17 104,10 | 13 639,00 | -3 465,10 | 79,9% |
| 25 | Покупка оборудования связи, ИТ-оборудования 28 шт. (Сервер SuperMicro – 1 шт., МФУ Kyocera – 1 шт., D-Link DGS-1510-28X - 20 шт., ленточная бибилиотека - 1 шт., сервер x3650 M4 – 1 шт., cisco Catalyst WS-C3750G-24TS-S1U - 2шт., cisco Catalyst WS-C2960-48TT-L – 2 шт.) | 2 081,52 | 1 234,00 | -847,52 | 59,3% |
| 26 | Покупка генераторов, электрических двигателей и станций, прочего оборудования хозяйтсвенных нужд, 255 шт. (тахографы и средства спутникового мониторинга – 146 шт., резервные трансформаторы тока и напряжения – 17 шт., мягкий резервуар для масла 25 куб.м. – 5 шт., дегазационная установка - 6 шт., набор инструмента и приспособлений для монтажа СИП – 39 шт., быстровозводимые опоры ПБМ-110-1 6 шт., станки для фрезерования, изолировки, каландрирования, вырезки – 10 шт., установка маслоочистительная и сушильная – 4 шт., источник ИПБ – 2 шт., панели для ПО ЦУС – 2 шт., АКБ со стелажами - 1 шт., алкометр Alcotest 6510 - 13 шт., дизель генератор 8 кВА - 1 шт. , сварочные аппартаты – 2 шт., геодезическое оборудование Sokkia - 1 шт.) | 14 452,64 | 9 458,00 | -4 994,64 | 65,4% |
| 27 | ИА МРСК Покупка серверного оборудования для модернизации центра обработки данных (2016: 5 ед. серверов Lenovo x3850x6, 1 ед. СХД Lenovo 90Тб, 10 ед. Блэйд северов Lenovo x240; 2017: 3 ед. прецизионных кондиционера Schneider, 2ед. ИБП Schneider, 2ед. Сетевых коммутатора; 2018: 1ед СХД Lenovo 40Тб, 5 ед. Блэйд северов Lenovo; 2019: 1 ед. Система резервного копирования HP 2020: 4 ед. SAN коммутатора Brocade, 5 ед. Блэйд северов Lenovo; 2021: 2 ед. Сетевых коммутатора, 2ед. Сервера Lenovo(распределение на филиалы пропорционально НВВ)) | 3 092,76 | 2 148,00 | -944,76 | -69,5% |
| 28 | Реконструкция ПС Антипиха с заменой силового трансформатора 16 МВА на 25 МВА | 40 720,55 | 34 605,00 | -6 115,55 | 85,0% |
| 29 | Реконструкция ПС 110 кВ с заменой высоковольтных вводов:  2016 год - ПС 110 кВ Красный Чикой (3 шт), ПС Метизы (5 шт.) | 7 381,20 | 6 920,00 | -461,20 | 93,8% |
|  | **Всего по инвестиционным проектам** | **674 226,84** | **215 457,00** | **-458 769,84** | **32%** |

Регулирование тарифа ПАО «МРСК Сибири» филиала «Читаэнерго» на 2017 год осуществлялось с применением метода доходности инвестированного капитала. В связи с этим расчет корректировки, осуществляемой в связи с изменением инвестиционной программы, производится по формуле, приведенной в пункте 42 Методических указаний № 228-э:

, где

,

- объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на год (i-j);

 - плановый размер финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на год (i-2) до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС;

 - объем фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на год (i-2) до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС в году (i-j) долгосрочного периода регулирования;

 - учтенная при расчете тарифов на (i-1) год корректировка необходимой валовой выручки на (i-2)-й год долгосрочного периода регулирования, осуществленная в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за истекший период на (i-2)-го года по результатам 9 месяцев;

 - величина возврата инвестированного капитала, учитываемого при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в году i-j долгосрочного периода регулирования;

 - величина дохода на инвестированный капитал, учитываемая при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в году i-j долгосрочного периода регулирования;

 - величина изменения необходимой валовой выручки, определяемого на год i-j, производимого в целях сглаживания тарифов;

Крi-j - величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности, в году i-j;

 - выпадающие доходы сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемые в плату за технологическое присоединение, связанные с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, определяемые регулирующими органами в соответствии с [пунктом 87](consultantplus://offline/ref=4611F8299F03A57B5EFEEF37D17DB4316F8ED8A5FF6E12DA3743C42FA6B6C814ED390F197B1A4471X0sFN) Основ ценообразования в году i-j;

 - величина фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов) в году i-j, признанных регулирующим органом экономически обоснованными.

Пообъектный анализ фактического исполнения инвестиционной программы Заявителя по итогам 2017 года показал, что реализованы инвестиционные проекты, которые не утверждены в составе плановых мероприятий инвестиционной программы на 2017 год и отсутствуют документы, подтверждающие внесение изменений в инвестиционную программу на сумму   
25 966,9 тыс. руб. без НДС. Анализ указанных инвестиционных проектов приведен в таблице.

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование инвестиционного проекта | Объем финансирования, тыс. руб. |
| Реконструкция ВЛ-0,4 кВ в г. Чита, находящихся в доверительном управлении: район ул. Линейная, ул. Базовская-Усуглинская, Соцгород, 13,978 км | 9 652,54 |
| Реконструкция КЛ - 0,4 кВ ГО г. Чита, находящихся в доверительном управлении, 0,8 км | 1 669,49 |
| Реконструкция ПС с внедрением интеллектуальных коммутационных аппаратов (реклоузеров) 6-35 кВ с интегрированными контроллерами присоединений и возможностью интеграции в единую информационную систему 2017 год. Реклоузеры 6-10 кВ - ПО ЮЗЭС - 15 шт., реклоузеры 35 кВ: ПС 35/10 кВ ОПХ - 1 шт., ПС 35/10 кВ Танга - 2 шт., ПС 35/10 кВ Доронинская - 2 шт. | 3 089,84 |
| Реконструкция ПС 35-110 кВ с заменой измерительных трансформаторов (ПС 110/35/6 Вершина Шахтамы, ПС 110/35/10 кВ Шелопугино, ПС 35/10 кВ Ст. Чиндант, ПС 110/35/10 кВ Н. Цасучей, ПС 110/35/10 кВ Борзя Западная, ПС 110/35/10 кВ Беклемишево), 7 комплектов ТТ | 2 771,88 |
| Реконструкция здания с заменой приборов теплового учета в производственном здании ПО ГЭС (0,4 кВ), 2 прибора учета | 132,20 |
| Реконструкция ПС 110/6 кВ Молодежная с заменой силовых трансформаторов 3\*16 МВА на 2\*40 МВА | 1 216,95 |
| Проектные работы по титулу "Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Верхняя Давенда с расширением РУ 110 кВ и приведением схемы ОРУ-110 кВ к типовой" | 618,64 |
| ИА МРСК Дооборудование для расширения магистральных каналов и организации канала связи до резервного ЦОД | 3 743,22 |
| Строительство здания Оловянинского РЭС (0,4 кВ) | 271,19 |
| ИА МРСК Покупка компьютерной и оргтехники, мебели в количестве 24 шт. | 491,53 |
| ИА МРСК Создание автоматизированных систем управления производственными процессами: система управления техническим обслуживанием и ремонтом оборудования (КИСУ ТОРО); система управления финансово-хозяйственной деятельностью | 1 146,61 |
| ИА МРСК НИОКР Исследование комплекса технических решений необходимых для осуществления технологического присоединения генерирующих установок к электрической сети 6-20кВ | 685,59 |
| ИА МРСК НИОКР Разработка унифицированных железобетонных грибовидных фундаментов повышенной долговечности для опор ВЛ35-110кВ по ПУЭ-14 | 476,27 |
| **Всего по инвестиционным проектам** | **25 966,90** |

На основе отчетных данных о реализации инвестиционной программы за 2017 год и с учетом требований действующего законодательства Исполнителем определено отклонение фактического объема финансирования инвестиционной программы с учетом пообъектного анализа исполнения от фактического объема финансирования в целом инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2019 год до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)). Величина параметров, участвующих в расчете величины корректировки необходимой валовой выручки по результатам исполнения (неисполнения) инвестиционной программы за 2017 год согласно формуле пункта 42 Методических указаний N 228-э, приведена ниже.

**Показатели пообъектного анализа инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири» в части филиала «Читаэнерго»**

| **№ п/п** | **Наименование группы объектов** | **Обозначение** | **Финансирование, тыс. руб. без НДС** | **Объем планового финансирования, тыс. руб. с НДС** | **Объем фактического финансирования, тыс. руб. с НДС** | **Отклонение фактических показателей от плановых, тыс. руб.** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Расчетная величина собственных средств регулируемой организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов в 2017 году | base_1_287253_32796 | 1 287 725,56 |  |  |  |
| 2 | Плановый размер финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 год до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) | base_1_287253_32797 |  | 905 822,14 |  |  |
| 3 | Фактический объем финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 год до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) всего, без учета пообъектного анализа исполнения инвестиционной программы) |  |  |  | 716 944,00 |  |
| 4 | Фактический объем финансирования мероприятий инвестиционной программы, по которым выявлено превышение фактического финансирования над плановым финансированием, предусмотренного инвестиционной программой, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 год до его начала, за счет собственных средств выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) |  |  | **231 595,30** | **416 770,00** | 185 174,70 |
| 5 | Фактический объем финансирования мероприятий инвестиционной программы, отсутствующие в инвестиционной программе, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 год до его начала, за счет собственных средств выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) |  |  | - | 84 717,00 | 84 717,00 |
| 6 | Фактический объем финансирования мероприятий инвестиционной программы, по которым выявлено неисполнение относительно планового финансирования, предусмотренного инвестиционной программой, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 год до его начала, за счет собственных средств выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) |  |  | **674 226,84** | **215 457,00** | -458 769,84 |
| 7 | Фактический объем финансирования мероприятий инвестиционной программы, отсутствующие в инвестиционной программе, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 год, за счет собственных средств выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)), без НДС |  | 25 966,90 |  |  | 25 966,90 |
| 8 | Фактический объем финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 год, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) (всего, с учетом пообъектного анализа исполнения инвестиционной программы) |  | 581 610,2 |  |  |  |
| 9 | Фактический объем финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 год до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) (всего, с учетом пообъектного анализа исполнения инвестиционной программы) |  |  |  | 447 052,3 |  |

Согласно пункту 67 Постановления № 977 изменения, которые вносятся в инвестиционную программу, утверждаются в части текущего года реализации инвестиционной программы и в части годов периода реализации инвестиционной программы, не наступивших по состоянию на дату направления заявления в Министерство энергетики Российской Федерации или уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации (с учетом указанного в абзаце втором пункта 68 Постановления № 977 срока продления периода реализации инвестиционной программы, предусмотренного утверждаемыми изменениями).

Исполнитель обоснованно полагает, что на основании пункта 32 Основ ценообразования № 1178 и пункта 67 Постановления № 977, по результатам пообъектного анализа выполнения инвестиционных проектов фактическое финансирование мероприятий инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири» в части филиала «Читаэнерго» за 2017 год составило 581 610,2 тыс. руб. (607 577,1 – 25 966,9).С учетом результатов анализа исполнения инвестиционной программ   
ПАО «МРСК Сибири» в части филиала «Читаэнерго» за 2017 год, объем финансирования инвестиционной программы за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) составляет:

* 79 % от утвержденного планового значения - при учете результатов финансирования новых инвестиционных проектов;
* 89% от утвержденного планового значения – при учете результатов финансирования инвестиционных проектов, предусмотренных утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы от 28.12.2017 г. № 30@.
* 49 % от утвержденного планового значения - при учете результатов финансирования инвестиционных проектов, предусмотренных утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы от 30.12.2016 г. № 1471.

В соответствии с Экспертным заключением по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые филиалом ПАО «МРСК Сибири» -«Читаэнерго» на 2017 год:

* сумма возврата капитала принята в размере 692 762,23 тыс. руб.;
* доход на капитал рассчитан исходя из установленных норм доходности, в размере 603 246,77 тыс. руб.;
* изменение НВВ, производимое в целях компенсации накопленного сглаживания в 2017 году не производилось.

По результатам анализа неподконтрольных расходов величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности, в 2017 году не учтена.

Выпадающие доходы сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемые в плату за технологическое присоединение, связанные с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, определяемые регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования   
№ 1178 в 2017 отсутствуют.

Исполнителем определена величина фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов) в 2017 году, признанных регулирующим органом экономически обоснованными, составляет 8 283,44 тыс. руб.

На основе отчетных данных о реализации ИПР за 2017 год Исполнителем проведен расчет величины корректировки необходимой валовой выручки по результатам исполнения (неисполнения) ИПР за 2017 год в рамках тарифно-балансовых решений на 2019 год. Расчет выполнен согласно формуле пункта 42 Методических указаний № 228-э. Величина параметров, участвующих в расчете величины корректировки необходимой валовой выручки по результатам исполнения (неисполнения) ИПР за 2017 год, а также расчет корректировки приведены ниже.

Исполнитель отмечает, что согласно Методическим указаниям №228-э в расчете необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы используются показатели планового и фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС.

В соответствии с утвержденными формами инвестиционной программы и отчетов о реализации инвестиционной программы (приказ Минэнерго России от 24.03.2010 № 114, от 05.05.2016 №380) информация о плановых и фактических объемах финансирования инвестиционных проектов отражается с НДС. Ввиду отсутствия у Исполнителя информации для корректного исчисления величины НДС по отдельным инвестиционным проектам инвестиционной программы, в рамках настоящей работы Исполнитель принимает допущение о возможности использования объемов планового и фактического финансирования инвестиционной программы для выполнения расчетов согласно п. 42 Методических указаний № 228-э с применением расчетной величины с учетом ставки налога на добавленную стоимость 18%.

Сводная информация по корректировке НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы выглядит следующим образом:

| **№п/п** | **Показатели** | **Предложение ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго», тыс. руб.** | **Принято РСТ Забайкальского края , тыс. руб.** | **Проверка Исполнителя, тыс. руб.** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 11. | Корректировка, связанная с неисполнением ИПР (п.2 \* (п.4 / п.3 - 1)) (без учета и с учетом пообъектного анализа) | -147 799 | -480 897,62 | -268 55/ -652 191,67 |
| 22. | Объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на 2017 год | 1081 800 | 1 175 563,84 | 1 287 725,56 |
| 33. | Плановый размер финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС | 767 644 | 1 121 580,00 | 767 644  . |
| 44. | Объем фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС (без учета пообъектного анализа) | 662 766 | 662 766 | 607 579,66 |
|  | Объем фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС (с учетом пообъектного анализа) | 378 857,88 |
|  | Справочно: |  |  |  |
| 22.1. | Объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на 2017 год  (п.2.2 + п.2.3 + п.2.4 - п.2.5 - п.2.6-п.2.7.) | 1081 800 | 1 175 563,84 | 1 287 725,56 |
| 22.2. | величина возврата инвестированного капитала, учитываемого при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в 2017 году | 692 762 | 692 762,23 | 692 762,23 |
| 22.3. | величина дохода на инвестированный капитал, учитываемая при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в 2017 году | 603 247 | 603 246,77 | 603 246,77 |
| 22.4. | величина изменения необходимой валовой выручки, определяемого на 2017 год, производимого в целях сглаживания тарифов | - | - | - |
| 22.5. | величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности 2017 год | 91 788 | - | - |
| 22.6. | величина фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов) в 2017 году, признанных РЭК экономически обоснованными | 10 259 | 8 283,44 | 8 283,44 |
| 22.7. | величина выпадающих доходов сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемых в плату за технологическое присоединение, связанных с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, определяемых регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 ОЦ | 112 162 | 112 161,72 | 0 |

Согласно пункту 8 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденных приказом ФАС России от 29.08.2017 № 1135/17, инвестиционная составляющая на покрытие расходов, связанных с развитием существующей инфраструктуры, в том числе связей между объектами территориальных сетевых организаций и объектами ЕНЭС, в целях присоединения новых и (или) увеличения мощности Устройств, присоединенных ранее, не учитывается при установлении платы за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Абзацем 5 пункта 32 Основ ценообразования № 1178 определено, что расходы, связанные с развитием существующей инфраструктуры, в том числе с развитием связей между объектами территориальных сетевых организаций и объектами единой национальной (общероссийской) электрической сети, расходы на реконструкцию линий электропередачи, подстанций, увеличение сечения проводов и кабелей, увеличение мощности трансформаторов, расширение распределительных устройств и установку компенсирующих устройств для обеспечения качества электрической энергии (объектов электросетевого хозяйства) в целях обеспечения надежности работы электрических станций, присоединяемых энергопринимающих устройств и ранее присоединенных потребителей, а также расходы на установку на принадлежащих сетевой организации объектах электросетевого хозяйства устройств компенсации и регулирования реактивной мощности и иных устройств, необходимых для поддержания требуемых параметров надежности и качества электрической энергии, включаются в цену (тариф) на услуги по передаче электрической энергии.

Исполнитель отмечает, что выполнение мероприятий инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири» в части филиала «Читаэнерго» направлено на перспективное развитие электрических сетей и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также направлены на достижение целевых показателей надежности и качества оказываемых услуг.

В соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования № 1178:

* расходы на инвестиции в расчетном периоде регулирования определяются на основе утвержденных в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, включающих мероприятия по повышению энергоэффективности в рамках реализации законодательства Российской Федерации об энергосбережении;
* объем финансовых потребностей, необходимых для реализации инвестиционных проектов строительства (реконструкции, модернизации, технического перевооружения и (или) демонтажа) объектов электроэнергетики, учитываемый при государственном регулировании цен (тарифов) в электроэнергетике, не должен превышать объем финансовых потребностей, определенный в соответствии с укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики, утверждаемыми Министерством энергетики Российской Федерации;
* при определении источника возмещения инвестиционных затрат сетевых организаций инвестиционная составляющая на покрытие расходов, связанных с развитием существующей инфраструктуры, включаются в цену (тариф) на услуги по передаче электрической энергии на основании утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы сетевой организации.

Пунктом 33 Основ ценообразования № 1178 установлено, что расчет цен (тарифов) с применением метода доходности инвестированного капитала осуществляется в соответствии с утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой по согласованию с Министерством экономического развития Российской Федерации методическими указаниями, предусмотренными пунктом 32 Основ ценообразования № 1178, в состав которых входят правила расчета нормы доходности инвестированного капитала, правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета, а также перечень неподконтрольных расходов. Регулируемые тарифы устанавливаются на основе необходимой валовой выручки, которая определяется с учетом ежегодных корректировок, осуществляемых в течение долгосрочного периода регулирования, и обеспечивает:

* покрытие расходов, предусмотренных пунктом 35 Основ ценообразования № 1178;
* возврат инвестированного капитала в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования № 1178;
* получение дохода на инвестированный капитал в соответствии с пунктом 37 Основ ценообразования № 1178.

Органы регулирования вправе перераспределять необходимую валовую выручку организации между годами в пределах одного долгосрочного периода. Величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания роста тарифов, определяется органами регулирования.

В соответствии с пунктом 40 Методических указаний № 228-э (в редакции от 18.03.2015 года) величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания роста тарифов, в последний год долгосрочного периода регулирования, определяется также с учетом результатов исполнения инвестиционных программ регулируемых организаций с первого до предпоследнего года долгосрочного периода регулирования включительно.

Учитывая, что 2017 год был для филиала ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго» последним годом долгосрочного периода регулирования 2015-2019 гг., в котором в отношении филиала ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго» применялся метод доходности инвестированного капитала, Исполнитель обоснованно полагает, что для достоверной экспертной оценки расчета корректировки необходимой валовой выручки, осуществляемой с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2017 год необходимо предварительно выполнить экспертную оценку определения плановых параметров, участвующих в расчете корректировки и установленных РСТ Забайкальского края на 2017 г.

Экспертиза параметров, установленных РСТ Забайкальского края на 2017 год, будет проведена Исполнителем в рамках реализации экспертизы тарифно-балансовых решений РСТ Забайкальского края на 2017 год.

**Корректировка необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы**

| Наименование | Заявлено филиалом ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго» | Принято РСТ Забайкальского края | Принято Исполнителем |
| --- | --- | --- | --- |
| Сумма, тыс. руб. | -147 799 | -480 897,62 | -268 55/  - 652 191,67 |
| Отклонение от установленной величины  (+) – необоснованно не учтенная  (-) – излишне установленная | | |  |

### 

### **Экспертиза обоснованности корректировки необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг**

Согласно пункту 42 Методических указаний № 228-э рассчитывается корректировка необходимой валовой выручки исходя из применения понижающего (повышающего) коэффициента, корректирующего необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг), определяемый в процентах в соответствии с Методическими указаниями по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными приказом Федеральной службы по тарифам от 26 октября 2010 г. № 254-э/1.

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Показатели надежности и качества энергоснабжения филиалаПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» за 2017 год выполнены. Обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг равен 0. Отчет по показателям надежности и качества за 2017 год представлен письмом от 30.03.2018 № 1.8/02/1839-исх.

Корректировка НВВ с учетом выполнения плановых показателей надежности и качества оказываемых услуг за 2017 год по филиалу «Читаэнерго» составляет 0 тыс. руб.

| № п/п | Наименование | | Ед. изм. | Значение |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Необходимая валовая выручка на содержание сетей утверждённая на 2017 год | НВВi-2сод | тыс. руб. | 4 558 134,25 |
| 2 | Обобщенный коэффициент надежности и качества | Коб |  | 0,00 |
| 3 | Максимальный процент корректировки НВВ | Пкор. | % | 2,00 |
| 4 | Понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий НВВ с учетом надежности и качества | KHKi | % | 0,00 |
| **5** | **Сумма корректировки НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг** |  | **тыс. руб.** | **0,00** |

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

На основании представленных ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» отчетных данных за 2017 год РСТ Забайкальского края произведен расчет фактических показателей качества и надежности определены следующие значения:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Значение плановых показателей на 2017год** | | **Значение фактических показателей на 2017год** | | **Коэффициент допустимого отклонения** | **Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг** | **Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг** | **Коэффициент значимости показателя уровня надежности оказываемых услуг** | **Коэффициент значимости показателя уровня надежности оказываемых услуг** | **Обобщенный показатель уровня надежности и качества** | **Максимальный процент корректировки** | **Повышающий(понижающий) коэффициент корректирующий ННВ ТСО с учетом надежности и качества реализуемых услуг** |
| Пп | Птсо | Пп | Птсо | к | Кнад | Ккач | альфа | бета | Коб | Пкор | KHK |
| 0,023 | 0,8975 | 0,0182 | 0,9113 | 0,3 | 0 | 0 | 0,65 | 0,25 | 0 | 2% | 0,00% |

Учитывая то, что размер коэффициента, корректирующего НВВ ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» с учетом надежности и качества реализуемых услуг, составил 0,00 тыс. руб., корректировка НВВ на 2019 год составила 0,00 тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Пунктом 42 Методических указаний № 228-э определено, что коэффициент по показателям качествам и надежности применяется к скорректированной необходимой валовой выручки i-2 года, для 2019 года это 2017 год. Согласно пункту 5 Методических указаний № 254-э/1 максимальный процент корректировки определяется для каждого года долгосрочного периода регулирования в следующем порядке:

для 2011 года:  = 0,5%;

для 2012 года:  = 1%;

начиная с 2013 года:  = 2%.

Таким образом, для филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» максимальный коэффициент для 2017 года применяется в размере 2%.

Плановые значения показателей надежности и качества услуг для филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» на 2017 год утверждены приказом РСТ Забайкальского края от 31. 12.2014 №748.

**Сравнительный анализ показателей надежности и качества за 2017 год, представленных Филиалом**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Показатель** | **План** | **Факт** | **Отметка о достижении \*** |
| Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии | 0,023 | 0,0195 | Достигнуто |
| Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети | 1,0043 | 1,0288 | Достигнуто |
| Показатель уровня качества обслуживания потребителей | 0,8975 | 0,9309 | Достигнуто |

\* Согласно пункту 4.1.3. Методических указаний №1256 коэффициент допустимого отклонения для Филиала на 2017 год составляет 30%.

С использованием информации, представленной Филиалом о показателях надежности и качества, Исполнителем произведен расчет обобщенного показателя уровня надежности и качества.

Коб = 0,65\*0+0,25\*0+0,1\*0 = 0

Величина повышающего коэффициента, определенного Исполнителем по пункту 5 Методических указаний №254-э/1 составила:

КНК = 0\*2% = 0

Величина корректировки необходимой валовой выручки с учетом достигнутого уровня надежности и качества оказываемых услуг составляет 0 тыс. руб.

Полученная Исполнителем величина корректировки соответствует расчетам филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго», а также расчетам РСТ Забайкальского края.

**Корректировка НВВ с учетом достигнутого уровня надежности и качества оказываемых услуг за 2017 год**

| **Наименование** | **Заявлено филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго»** | **Принято РСТ Забайкальского края** | **Расчет Исполнителя** |
| --- | --- | --- | --- |
| Сумма, тыс. руб. | 0 | 0 | 0 |
| Отклонение от установленной величины, тыс. руб.  (+) – необоснованно не учтенная  (-) – излишне установленная | | | 0 |

### **Экспертиза корректировки НВВ филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго», осуществляемой в связи с выявленными выпадающими расходами/недополученными доходами**

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» заявлена прочая корректировка по итогам 2017 г. на сумму 548 055,48 тыс. руб.

| **Наименование** | **Значение, тыс. руб.** |
| --- | --- |
| Выпадающие доходы от ухода объектов «последней мили» | 323 414,48 |
| Выявленные экономически обоснованные расходы по данным бухгалтерской отчётности по факту 2017 года не учтённые в ТБР 2017 года | 224 641,0 |
| **Итого прочая корректировка НВВ** | **548 055,48** |

В корректировку НВВ филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» включены некомпенсированные в тарифно-балансовых решениях выпадающие доходы от прекращения действия договоров «последней мили» за период 2010-2013 годы в сумме 323 414,48 тыс. руб.

| **Наименование** | **Всего,**  **тыс. руб.** | **Учтено в ТБР, тыс. руб.** |
| --- | --- | --- |
| Выпадающие доходы - всего, в т.ч. | 3 126 078,12 | 2 802 663,63 |
| 2010 год | 493 624,00 |  |
| 2011 год | 984 154,05 |  |
| 2012 год | 653 732,37 | 342 652,00 |
| 2013 год | 994 567,69 | 534 105,00 |
| 2014 год |  | 653 732,37 |
| 2015 год |  |  |
| 2016 год |  | 1 125 499,29 |
| 2017 год |  | 70 853,26 |
| 2018 год |  | 75 821,71 |
| **Не компенсировано за счёт ТБР** | | **323 414,48** |

В соответствии с п. 7 Основ ценообразования № 1178, в случае если на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности за год и иных материалов, выявлены экономически обоснованные расходы организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, не учтенные при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доход, недополученный при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования по независящим от организации, осуществляющей регулируемую деятельность, причинам, указанные расходы (доход) учитываются регулирующими органами при установлении регулируемых цен (тарифов) на следующий период регулирования.

Корректировка по п.7 Основ ценообразования рассчитана филиалом «Читаэнерго» в сумме 224 640,98 тыс. руб.

| **Наименование** | **Сумма,**  **тыс. руб.** |
| --- | --- |
| **Выявленные экономически обоснованные расходы по данным бухгалтерской отчётности по факту 2017 года не учтённые в ТБР 2017 г.: (пункт 7 Основ ценообразования ППРФ от 29.12.2011 № 1178), в том числе:** | **224 640,98** |
| Услуги по техническому надзору | 2 780,25 |
| Расходы на текущий ремонт и содержание имущества, являющегося государственной собственностью Забайкальского края, принятого по договору безвозмездного пользования от 08.05.2015 | 2 592,91 |
| Покупная э/энергия на производственные нужды | 27 720,11 |
| Услуги ПАО "Россети" | 25 353,72 |
| Прибыль, полученная в результате доверительного управления имуществом по договору №1/98 от 15.06.1998 за 2014 год, оплаченная по Постановлению Четвертого арбитражного апелляционного суда от 08.09.2017 года в пользу Администрации ГО «Город Чита» | 166 193,98 |

Согласно пояснениям филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго»:

1. Услуги по техническому надзору в сумме 2 780,25 тыс. руб.

В рамках заключенного договора от 07.08.2015 №18.4000.253.15 ПАО «Россети» оказывают ПАО «МРСК Сибири» услуги по техническому надзору.

Оказание услуг по осуществлению технического надзора за состоянием объектов электросетевого хозяйства является неотъемлемой частью процесса передачи электрической энергии, т.е. экономически обоснованными затратами, понесенными филиалом в 2017 году и подлежащими возмещению в качестве выпадающих доходов.

2. Расходы на обслуживание электросетевого комплекса Забайкальского края, принятого по договору безвозмездного пользования от 08.05.2015 № 09.7500.1765.15 за 2017 год составили 2 592,91 тыс. руб.

3. Затраты на покупную электроэнергию, приобретаемую на производственные нужды.

Тарифно-балансовым решением по передаче электроэнергии на 2017 год утверждены затраты на производственные и хозяйственные нужды в объеме 117 004,27 тыс. руб., в том числе на производственные нужды в сумме 79 357,40 тыс. руб.

Фактические затраты на производственные и хозяйственные нужды за 2017 год составляют 146 449,34 тыс. руб., в том числе на производственные нужды в сумме 107 077,51 тыс. руб.

Исходя из вышеизложенного выпадающие доходы по затратам на производственные нужды составляют 27 720,11 тыс. руб.

4. Услуги ПАО «Россети», фактически понесенные в 2017 году, в размере 25 353,72 тыс. руб. в рамках исполнения договора, заключенного между ПАО «Россети» и ПАО «МРСК Сибири» от 07.08.2015 №18.4000.253.15.

Оказание услуг по организации функционирования и развитию электросетевого комплекса является неотъемлемой частью процесса передачи электрической энергии, т.е. экономически обоснованными затратами, понесенными филиалом в 2017 году и подлежащими возмещению в качестве выпадающих доходов.

5. Прибыль, полученная в результате доверительного управления имуществом по договору №1/98 от 15.06.1998 за 2014 год, оплаченная по Постановлению Четвертого арбитражного апелляционного суда от 08.09.2017 года в пользу Администрации ГО «Город Чита»

Вступившим в законную силу постановлением Четвертого арбитражного апелляционного суда от 08.09.2017 по делу № А78-7818/2015 с ПАО «МРСК Сибири» в пользу администрации городского округа «Город Чита» взыскано 166 193, 98 тыс. руб. прибыли, полученной по договору доверительного управления имуществом № 1/98 от 15.06.1998 за 2014 год.

В соответствии с п. 1.2 указанного договора имущество, переданное в доверительное управление, использовалось ПАО «МРСК Сибири» для оказания услуг по передаче электрической энергии по тарифам, утвержденным РСТ Забайкальского края на соответствующий период регулирования.

В силу абзаца 10 пункта 7 Основ ценообразования в случае выявления экономически обоснованных расходов организаций, осуществляющих регулируемый вид деятельности, не учтенные при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доход, недополученный при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования по независящим от организации причинам, указанные расходы (доход) учитываются регулирующим органом при установлении регулируемых цен (тарифов) на следующий период регулирования.

В соответствии с положениями ст.16 АПК РФ вступившие в законную силу судебные акты обязательны для исполнения на всей территории Российской Федерации.

Принимая во внимание вышеуказанные обстоятельства, сумма 166 193,98 тыс. руб., взысканная постановлением Четвертого арбитражного апелляционного суда от 08.09.2017 по делу № А78-7818/2015, должна быть учтена в качестве экономически обоснованных расходов филиала «Читаэнерго» при расчете и установлении тарифов на оказание услуг по передаче электрической энергии на 2019 год.

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

РСТ Забайкальского края принята прочая корректировка НВВ по итогам 2017 года в размере 210 005,09 тыс. руб.

| **Наименование** | **Значение** |
| --- | --- |
| Доходы от бездоговорного потребления электроэнергии согласно п.81 Основ ценообразования №1178 | -3 048,35 |
| Выпадающие доходы от ухода объектов "последней мили" за 2010-2013 гг. | 323 414,48 |
| Излишне полученные доходы, определенные по результатам плановой выездной проверки технико-экономических показателей филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» по регулируемому виду деятельности – передача электроэнергии за период 2014-2016 гг. в соответствии с п.7 Основ ценообразования №1178 | -110 361,04 |
| **Итого прочая корректировка НВВ** | **210 005,09** |

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Позиция филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» и РСТ Забайкальского края в отношении величины выпадающих доходов, возникших в 2010-2013 гг. вследствие прекращения действия договоров «последней мили» совпадает.

| **Наименование** | **Всего за 2010-2013 гг.** | **Учтено в ТБР 2012-2018 гг.** | **Подлежит учету в 2019 г.** |
| --- | --- | --- | --- |
| Выпадающие доходы – всего, тыс. руб. | 3 126 078,12 | 2 802 663,63 | 323 414,49 |

Относительно компенсации выпадающих доходов, заявленных филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» согласно п.7 Основ ценообразования № 1178, Исполнитель сообщает следующее.

По мнению Исполнителя, расходы филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» в части услуг ПАО «Россети», оказываемые по договору от 07.08.2015 №18.4000.253.15. (2 780,25 тыс. руб. и 25 353,72 тыс. руб.), текущего ремонта и содержания имущества, являющегося госсобственностью Забайкальского края (2 592,91 тыс. руб.), покупной электроэнергии (27 720,11 тыс. руб.), относятся к подконтрольным расходам. Корректировка по подконтрольным расходам в соответствии с действующим законодательством не предусматривает учет фактически сложившихся расходов, а включает в себя отклонения по условным единицам и индексам потребительских цен, в связи с чем превышение расходов по указанным статьям расходов может быть компенсировано только за счет экономии по другим статьям подконтрольных расходов.

По вопросу заявленной филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» компенсации прибыли, полученной в результате доверительного управления имуществом по договору №1/98 от 15.06.1998 за 2014 год, оплаченной по Постановлению Четвертого арбитражного апелляционного суда от 08.09.2017 в пользу Администрации ГО «Город Чита» в размере 166 193,98 тыс. руб. Исполнитель отмечает, что Определением Верховного суда Российской Федерации от 20 августа 2018 года названное постановление апелляционной инстанции отменено, решение Арбитражного суда Забайкальского края от 31 мая 2017 года оставлено в силе.

Согласно решению Арбитражного суда Забайкальского края от 31 мая 2017 года с ПАО «МРСК Сибири» взыскано в пользу администрации городского округа «Город Чита» 1 966 677 руб. 46 коп. основного долга.

По заявлению истца между Обществом и Администрацией 15 июня 1998 года заключен договор доверительного управления №1/98, согласно пункту 1.1 которого во исполнение решения Городской думы № 23 от 26.02.1998 ответчику в доверительное управление передано имущество, поименованное в прилагаемом к договору передаточном акте. Как следует из смысла пункта 1.16 договора прибыль, полученная в результате доверительного управления, в объеме 80% перечисляется непосредственно в бюджет города. Истец считает, что у Общества в 2014 году от использования указанного имущества образовалась прибыль, часть которой ответчик обязан перечислить в бюджет.

С учетом результатов судебной экспертизы, суд пришел к выводу, что Обществом излишне включена в себестоимость по доверительному управлению амортизация в размере 2 458 346,83 руб., в связи с чем, на указанную сумму занижена прибыль, полученная от использования имущества, переданного в управление. Размер прибыли, подлежащей перечислению в бюджет города за 2014 год, составляет 1 966 677,46 руб. (2 458 346,83 руб. \* 80%). В указанном размере требования истца признаются судом обоснованными, в удовлетворении остальной части иска суд отказывает.

На основании изложенного, по мнению Исполнителя, установленная судом часть прибыли, подлежащей перечислению собственнику имущества – Администрации ГО «Город Чита» в соответствии с условиями договора доверительного управления, не подлежит компенсации через НВВ на содержание сетей.

По вопросу изъятия РСТ Забайкальского края из НВВ на содержание сетей излишне полученных доходов, определенных по результатам плановой выездной проверки технико-экономических показателей филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» по регулируемому виду деятельности – передача электроэнергии за период 2014-2016 гг., Исполнитель отмечает, что в соответствии с п.7 Основ ценообразования №1178 регулирующие органы принимают меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, принимают меры по исключению из расчетов при установлении регулируемых цен (тарифов) экономически необоснованных доходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, полученных в предыдущем периоде регулирования, в т.ч. выявленные по результатам проверки их хозяйственной деятельности.

Согласно расчету, представленному РСТ Забайкальского края в адрес филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» письмом от 25.01.2019 №05/408, величина дополнительной выручки, подлежащая изъятию с НВВ на содержание сетей, составила по итогам проверки за 2014-2016 гг. 536 134,76 тыс. руб. В соответствии с п.7 Основ ценообразования РСТ Забайкальского края учтена в НВВ на 2019 год отрицательная корректировка в размере (-110 361,04 тыс. руб.).

**Расчет величины дополнительной выручки, выявленной по результатам плановой выездной проверки технико-экономических показателей деятельности по передаче электроэнергии за 2014-2016 годы (Приложение №2 к письму РСТ Забайкальского края от 25.01.2019 №05/408)**

тыс. руб.

| **№ п/п** | **Показатель, тыс.руб.** | **2014** | **2015** | **2016** | **Итого** | **2015/2014** | **2016/2015** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | ТБР НВВ общая | 5 222 654,80 | 5 556 926,11 | 5 739 077,06 | 16 518 657,97 | 106,40% | 103,28% |
| 1.1. | в т.ч., на содержание сетей | 4 258 344,19 | 4 439 137,07 | 4 542 062,06 | 13 239 543,32 | 104,25% | 102,32% |
| 1.1.1. | в том числе выпадающие | 642 259,55 | -33 344,75 | -214 766,31 | 394 148,49 | - | 644,08% |
| 1.2. | оплата потерь | 964 310,61 | 1 117 789,05 | 1 197 015,00 | 3 279 114,66 | 115,92% | 107,09% |
| 2 | Фактическая выручка общая | 5 412 920,93 | 5 493 877,70 | 5 988 271,83 | 16 895 070,46 | 101,50% | 109,00% |
| 2.1. | Фактическая выручка за содержание сетей по актам и счет фактурам | 4 462 285,10 | 4 288 768,34 | 4 633 818,53 | 13 384 871,97 | 96,11% | 108,05% |
| 2.1.1. | в том числе выпадающие, которые собрали за предыдущие периоды | 662 565,67 | -33 874,02 | -255 966,01 | 372 725,64 | -5,11% | 755,64% |
| 2.1.2. | на содержание сетей без учета выпадающих за предыдущие периоды | 3 799 719,43 | 4 322 642,37 | 4 859 814,53 | 12 982 176,33 | 113,76% | 112,43% |
| 2.2. | Потери по актам | 950 635,83 | 1 205 109,35 | 1 354 453,30 | 3 510 198,48 | 126,77% | 112,39% |
| 4 | Фактическая себестоимость | 4 628 565,35 | 5 240 790,79 | 5 453 607,34 | 15 322 963,48 | 113,23% | 104,06% |
| 4.1. | в т.ч., на содержание сетей | 3 677 929,52 | 4 035 681,44 | 4 099 154,04 | 11 812 765,00 | 109,73% | 101,57% |
| 4.2. | оплата потерь | 950 635,83 | 1 205 109,35 | 1 354 453,30 | 3 510 198,48 | 126,77% | 112,39% |
| 5 | Полученная прибыль (убыток) |  |  |  |  |  |  |
| 5.1. | в т.ч., на содержание сетей | 121 789,91 | 286 920,92 | 760 660,49 | 1 169 371,32 | 235,59% | 265,11% |
| 5.2. | оплата потерь | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - |
| 6 | Фактическая себестоимость, принятая РСТ Забайкальского края с учетом результатов проверки |  |  |  |  |  |  |
| 6.1. | в т.ч., на содержание сетей | 3 645 020,56 | 3 967 885,46 | 4 161 143,87 | 11 774 049,89 | 108,86% | 104,87% |
| 6.1.1. | Подконтрольные расходы, учтенные в ТБР | 1 601 919,14 | 1 742 048,90 | 185 735,19 | 3 529 703,23 | 108,75% | 10,66% |
| 6.1.2. | Неподконтрольные расходы (факт)-экономически необоснованные расходы | 243 101,42 | 1 497 743,17 | 1 572 912,31 | 3 313 756,90 | 616,10% | 105,02% |
| 6.1.3. | Расходы, не относящиеся к подконтрольным и неподконтрольным | 0,00 | 728 093,39 | 730 879,36 | 1 458 972,75 | - | 100,38% |
| 6.2. | оплата потерь | 950 635,83 | 1 205 109,35 | 1 354 453,30 | 3 510 198,48 | 126,77% | 112,39% |
| 7 | Финансовый результат с учетом корректировок |  |  |  |  |  |  |
| 7.1. | в т.ч., на содержание сетей | 154 698,87 | 354 756,90 | 698 670,67 | 1 208 126,44 | 229,32% | 196,94% |
| 7.1.1. | компенсация ПР | 32 979,22 | 0,00 | -8 577,32 | 24 401,90 | 0,00% | - |
| 7.1.2. | компенсация НР | 5 961,48 | -128 443,07 | -189 672,85 | -312 154,44 | -2154,55% | 147,67% |
| 7.1.3. | отклонение по выручке | -463 826,63 | 80 293,41 | -130 361,35 | -513 894,57 | -17,31% | -162,36% |
| 7.1.4. | оптимизация | 0,00 | 0,00 | -30 402,34 | -30 402,34 | - | - |
| 7.1.5. | Итого с учетом проведенных корректировок | -270 457,06 | 306 607,24 | 339 656,80 | 375 806,98 | -113,37% | 110,78% |
| 7.1.6. | Сумма к учету при корректировке только на содержание сетей | -270 457,06 | 306 607,24 | 339 656,80 | 375 806,98 | -113,37% | 110,78% |
| 7.2. | в т.ч., на потери ээ |  |  |  |  |  |  |
| 7.2.1. | компенсированная сумма потерь в НВВ при ТРБ очередного периода | 40 398,26 | 144 412,34 | 206 601,01 | 391 411,61 | 357,47% | 143,06% |
| 7.2.2. | Сумма к учету при корректировке только на потери | 54 073,03 | 57 092,03 | 49 162,71 | 160 327,77 | 105,58% | 86,11% |
| **8** | **Всего сумма к учету (на содержание сетей и на оплату потерь)** | **-216 384,03** | **363 699,27** | **388 819,51** | **536 134,75** | **-168,08%** | **106,91%** |
|  | **Результат проверки ФХД за 2014-2016 гг., включенный в НВВ на 2019 г.** |  |  |  | **110 368,01** |  |  |
|  | Результат проверки ФХД за 2014-2016 гг., включенный в НВВ на 2020 г. |  |  |  | 84 847,96 |  |  |

С целью исключения негативных последствий в случае несогласия регулируемой организацией с результатами контрольных мероприятий, проводимых органами регулирования, по мнению Исполнителя, необходимо в установленные законодательством сроки проводить мероприятия по защите своих интересов, в том числе в судебном порядке.

На основании изложенного, по мнению Исполнителя, прочая корректировка НВВ по итогам 2017 г. составляет 225 596,29 тыс. руб.

| **Наименование** | **Значение, тыс. руб.** |
| --- | --- |
| Доходы от бездоговорного потребления электроэнергии согласно п.81 Основ ценообразования №1178 | -3 048,35 |
| Выпадающие доходы от ухода объектов "последней мили" за 2010-2013 гг. | 323 414,48 |
| Излишне полученные доходы, определенные по результатам плановой выездной проверки технико-экономических показателей филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» по регулироуемому виду деятельности – передача электроэнергии за период 2014-2016 гг. в соответствии с п.7 Основ ценообразования №1178 | -110 361,04 |
| **Итого прочая корректировка НВВ** | **210 005,09** |
| **ИПЦ 2018 г.** | **2,7%** |
| **ИПЦ 2019 г.** | **4,6%** |
| **Итого прочая корректировка НВВ с учетом ИПЦ** | **225 596,29** |

Таким образом, РСТ Забайкальского края необоснованно занижена прочая корректировка НВВ на 15 591,20 тыс. руб.

**Прочая корректировка НВВ**

| **Наименование** | **Заявлено филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго»** | **Принято РСТ Забайкальского края** | **Расчет Исполнителя** |
| --- | --- | --- | --- |
| Сумма, тыс. руб. | 548 055,46 | 210 005,09 | 210 005,09 |
| ИПЦ 2018 |  |  | 2,7% |
| ИПЦ 2019 |  |  | 4,6% |
| Сумма с учетом ИПЦ, тыс. руб. |  |  | 225 596,29 |
| Отклонение от установленной величины  (+) – необоснованно не учтенная  (-) – излишне установленная | | | +15 591,20 |

### 

### **Величина изменения НВВ, производимого в целях сглаживания роста тарифов в последний год долгосрочного периода регулирования**

В соответствии с п.39. Методических указаний №228-э органы регулирования вправе перераспределять необходимую валовую выручку организации между годами в пределах одного долгосрочного периода. Величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания роста тарифов, определяется органами регулирования. Величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания необходимой валовой выручки, в последний год долгосрочного периода регулирования, определяется по формуле:



В каждом году долгосрочного периода регулирования необходимая валовая выручка, рассчитанная в соответствии с [пунктами 8](file:///C:\Documents%20and%20Settings\Dima\Local%20Settings\Application%20Data\Opera\Opera\temporary_downloads\Отчет%20Чита%20этап%201.1.2%20ИТОГИ-2.doc#sub_1008) и [42](file:///C:\Documents%20and%20Settings\Dima\Local%20Settings\Application%20Data\Opera\Opera\temporary_downloads\Отчет%20Чита%20этап%201.1.2%20ИТОГИ-2.doc#sub_1042) настоящих Методических указаний с учетом ее перераспределения, осуществляемого в целях сглаживания тарифов, может отличаться от необходимой валовой выручки, рассчитанной без учета такого перераспределения на весь долгосрочный период регулирования, более чем на 12 процентов по согласованию с Федеральной антимонопольной службой.

Согласно п.40 Методических указаний №228-э величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания роста тарифов, в последний год долгосрочного периода регулирования, определяется также с учетом результатов исполнения инвестиционных программ регулируемых организаций.

base_1_179106_405

base_1_179106_406

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» заявлена величина корректировки НВВ, производимой в целях сглаживания роста тарифов в последний год долгосрочного периода регулирования, в размере 127 062,49 тыс. руб.

**Величина изменения НВВ, производимого в целях сглаживания роста тарифов в последний год долгосрочного периода регулирования**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | **Наименование показателя** | **Обозначение** | **2015** | **2016** | **2017** | **2018** | **2015-2018** | **2019** |
| 1 | Величина изменения необходимой валовой выручки в году i, проводимого в целях сглаживания тарифов | base_1_179106_403 | -83 700 | 0 | 0 | 0 | -83 700 |  |
| 2 | Норма доходности капитала, созданного после перехода к регулированию методом доходности инвестированного капитала, установленная на год j. | base_1_179106_404 | 11,0% | 11,0% | 11,0% | 11,0% |  |  |
| 3 | Суммарный фактический (прогнозный) размер финансирования утвержденных инвестиционных программ, накопленный с первого до предпоследнего года долгосрочного периода регулирования включительно. | base_1_179106_410 | 323 004 | 413 835 | 662 766 | 791 997 | 2 191 602 |  |
| 4 | Суммарный плановый размер финансирования инвестиционных программ, утвержденных в установленном порядке, с первого и до предпоследнего года долгосрочного периода регулирования включительно | base_1_179106_409 | 2 840 000 | 1 307 509 | 1 422 726 | 1 257 271 | 6 827 506 |  |
| 5 | Корректировка необходимой валовой выручки на i-й год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы | base_1_179106_408 |  | -957 720 | -735 105 | -14 898 | -1 707 723 |  |
| **6** | **Величина изменения НВВ, производимого в целях сглаживания роста тарифов в последний год долгосрочного периода регулирования** | base_1_179106_407 |  |  |  |  |  | **127 062,49** |

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Сумма возврата сглаживания, учтенного РСТ Забайкальского края при расчете единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электроэнергии в размере (-83 700,00 тыс. руб.). Согласно п.39, п.40 Методических указаний №228-э при корректировке НВВ принята сумма возврата сглаживания в размере 127 062,49 тыс. руб., соответствует заявленной филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» величине.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

В рамках технического задания по настоящему договору Исполнителем проведена экспертиза исполнения Инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири» в части филиала «Читаэнерго» по итогам 2017 г. (раздел 5.5 настоящего Отчета), в ходе которой определена величина фактического исполнения Инвестиционной программы в размере 378 857,88тыс. руб.

Фактическое исполнение Инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири» в части филиала «Читаэнерго» за 2015-2016 гг. принимаются Исполнителем на уровне, заявленном филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго».

В связи с этим, по мнению Исполнителя, величина корректировки НВВ филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго», производимой в целях сглаживания роста тарифов в последний год долгосрочного периода регулирования, составляет 127 062,49 тыс. руб.

**Сумма возврата сглаживания**

| **Наименование** | **Заявлено филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго»** | **Принято РСТ Забайкальского края** | **Расчет Исполнителя** |
| --- | --- | --- | --- |
| Сумма, тыс. руб. | 127 062,49 | 127 062,49 | 127 062,49 |
| Отклонение от установленной величины, тыс. руб.  (+) – необоснованно не учтенная  (-) – излишне установленная | | |  |

**Величина изменения НВВ, производимого в целях сглаживания роста тарифов в последний год долгосрочного периода регулирования, тыс. руб.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | **Наименование показателя** | **Обозначение** | **2015** | **2016** | **2017** | **2018** | **2015-2018** | **2019** |
| 1 | Величина изменения необходимой валовой выручки в году i, проводимого в целях сглаживания тарифов | base_1_179106_403 | -83 700 | 0 | 0 | 0 | -83 700 |  |
| 2 | Норма доходности капитала, созданного после перехода к регулированию методом доходности инвестированного капитала, установленная на год j. | base_1_179106_404 | 11,0% | 11,0% | 11,0% | 11,0% |  |  |
| 3 | Суммарный фактический (прогнозный) размер финансирования утвержденных инвестиционных программ, накопленный с первого до предпоследнего года долгосрочного периода регулирования включительно. | base_1_179106_410 | 323 004 | 413 835 | 662 766 | 791 997 | 1 877 110 |  |
| 4 | Суммарный плановый размер финансирования инвестиционных программ, утвержденных в установленном порядке, с первого и до предпоследнего года долгосрочного периода регулирования включительно | base_1_179106_409 | 2 840 000 | 1 307 509 | 650 547 | 1 257 271 | 6 055 327 |  |
| 5 | Корректировка необходимой валовой выручки на i-й год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы | base_1_179106_408 |  | -957 720 | -735 105 | -14 898 | -1 707 723 |  |
| **6** | **Величина изменения НВВ, производимого в целях сглаживания роста тарифов в последний год долгосрочного периода регулирования** | base_1_179106_407 |  |  |  |  |  | **127 062,49** |

### **Обобщенные данные по обоснованности корректировок необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго», проведенных РСТ Забайкальского края при определении необходимой валовой выручки на 2019 год**

Обобщенные данные анализа обоснованности корректировок необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго», проведенных РСТ Забайкальского края при определении необходимой валовой выручки на 2019 год, представлены в таблице.

| **Наименование** | **Заявлено филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго»,**  **тыс. руб.** | **Принято РСТ Забайкальского края, тыс. руб.** | **Расчет Исполнителя, тыс. руб.** |
| --- | --- | --- | --- |
| Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности за 2017 г. | 0 | -404 321,23 | -284 031,78 |
| Компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям | 0 | -24 714,69 | -26 263,08 |
| Корректировка неподконтрольных расходов | 137 070,85 | 61 275,82 | -50 892,24 |
| Компенсация выпадающих/излишне полученных доходов организации, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов на очередной период регулирования цен покупки технологических потерь электрической энергии | 129 538,71 | 79 702,42 | 85 894,85 |
| Корректировка необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы | -147 799 | -480 897,62 | - 136 457,62 |
| Корректировка необходимой валовой выручки с учетом достигнутого уровня надежности и качества оказываемых услуг | 0 | 0 | 0 |
| Возврат сглаживания | 127 062,49 | 127 062,49 | 127 062,49 |
| Прочая корректировка | 548 055,46 | 210 005,09 | 225 596,29 |
| **ИТОГО корректировка НВВ** | **793 928,51\*** | **-431 887,71** | **- 193 098,32** |
| Отклонение от установленной величины  (+) – необоснованно не учтенная  (-) – излишне установленная | | | + 238 789,39 |

*\* Компенсация выпадающих доходов за предшествующие периоды заявлена филиалом в сумме 941 727,53 тыс. руб. (в соответствии с пояснительной запиской, представленной в материалах тарифного дела). Данная сумму указана без учета корректировки за неисполнение инвестиционной программы.*

### **Анализ экономически обоснованных выпадающих расходов/недополученных доходов, полученных филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» за 2017-2018 гг. в результате принятых РСТ Забайкальского края тарифно – балансовых решений, в том числе анализ соответствия фактической товарной выручки филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» от передачи электрической энергии по единым (котловым) тарифам необходимой валовой выручке, утвержденной регулирующим органом**

Согласно части 3 статьи 23 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» при государственном регулировании цен (тарифов) в электроэнергетике достигается баланс экономических интересов поставщиков и потребителей электрической энергии, обеспечивающий доступность электрической энергии при возврате капитала, инвестированного и используемого в сферах деятельности субъектов электроэнергетики, в которых применяется государственное регулирование цен (тарифов), в полном объеме с учетом экономически обоснованного уровня доходности инвестированного капитала при условии ведения для целей такого регулирования раздельного учета применяемых в указанных сферах деятельности активов и инвестированного и использованного для их создания капитала.

Согласно пункту 7 Основ ценообразования № 1178 в случае если на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности за год и иных материалов выявлены экономически обоснованные расходы организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, не учтенные при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доход, недополученный при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования по независящим от организации, осуществляющей регулируемую деятельность, причинам, указанные расходы (доход) учитываются регулирующими органами при установлении регулируемых цен (тарифов) на следующий период регулирования. К экономически обоснованным расходам в том числе относятся расходы, связанные с обслуживанием заемных средств, привлекаемых для покрытия недостатка средств (за исключением случая применения в отношении организации, осуществляющей регулируемую деятельность, метода доходности инвестированного капитала).

В соответствии с Экспертным заключением РСТ Забайкальского края на 2017 г. утвержденная НВВ на 2017 год по филиалу ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» составила 6 509 758,10 тыс. руб.

| **Показатель** | **Сумма, тыс. руб.** |
| --- | --- |
| НВВ на содержание сетей | 4 558 134,25 |
| Оплата услуг ТСО | 529 080,43 |
| Оплата потерь электроэнергии | 1 422 543,42 |
| **ИТОГО НВВ котловая** | 6 509 758,10 |

По итогам 2017 г. филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» согласно раскрытию информации, размещенной на сайте компании https://www.mrsk-sib.ru, данным формы №2.26 «Факторный анализ обоснованности тарифно-балансовых решений организаций» фактические расходы, связанные с оказанием услуг по передаче электроэнергии, составили 6 837 032,85тыс. руб.

| **Наименование показателя** | **утверждено 2017 г.** | **факт 2017 г. тыс. руб** | **Отклонение фактических расходов от утвержденного уровня** | | **учтено в корректировках НВВ в ТБР 2019 \*** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **тыс. руб** | **по данным Филиала (таблица 2.26)** | **Тыс. руб.** | **%** | **тыс. руб** |
| Сырье и основные материалы | 275 660,02 | 326 346,30 | 50 686,28 | 18,39% |  |
| Работы и услуги производственного характера | 67 967,43 | 40 592,20 | -27 375,23 | -40,28% |
| Расходы на оплату труда | 1 303 293,50 | 1 383 572,20 | 80 278,70 | 6,16% |
| Электроэнергия на хоз.нужды | 117 004,27 | 146 349,00 | 29 344,73 | 25,08% |
| Работы и услуги непроизв. характера, кроме аренды | 167 992,20 | 375 620,40 | 207 628,20 | 123,59% |
| Подконтрольные расходы - всего | 1 931 917,43 | 2 272 480,10 | 340 562,67 | 17,63% | -24 714,69 |
| Услуги по передаче электрической энергии по единой национальной электрической сети (плата ОАО "ФСК ЕЭС") | 1 195 510,51 | 1 167 654,66 | -27 855,85 | -2,33% | -27 855,85 |
| Амортизация основных средств | 766 679,00 | 772 843,60 | 6 164,60 | 0,80% |  |
| Отчисления на социальные нужды | 378 106,30 | 400 390,72 | 22 284,42 | 5,89% | 2 098,39 |
| Арендная плата | 17 016,40 | 19 739,20 | 2722,8 | 16,00% | -638,32 |
| Налоги, в т.ч. | 129 168,40 | -231 587,92 | -360 756,32 | -279,29% | 60 930,18 |
| -налог на землю | 0,00 | 1,32 | 1,32 |  | 1,32 |
| -налог на имущество | 85 621,60 | 77 517,78 | -8 103,82 | -9,46% | -8 517,21 |
| -налог на прибыль | 41 777,00 | -310 618,00 | -352 395,00 | -843,51% | 69 815,83 |
| в т.ч. текущий налог на прибыль (уплаченный) |  | 111 592,83 | 111 592,83 |  | 111 592,83 |
| -другие налоги и обязательные сборы и платежи (с расшифр.) | 1 769,80 | 1 510,97 | -258,83 | -14,62% | -369,76 |
| Выпадающие доходы от льготного ТП (п. 87 Основ ценообразования) | 112 161,70 | 180 652,20 | 68 490,50 | 61,06% | 26 714,40 |
| Корректировка НВВ по итогам 2015 г. | 233 349,11 |  |  |  |  |
| Неподконтрольные расходы - всего | 2 831 991,42 | 2 309 692,45 | -522 298,97 | -18,44% | 61 275,82 |
| Расходы по сомнительным долгам | 0 | 0 |  |  |  |
| Услуги банков |  |  |  |  |  |
| % за пользование кредитом | 450 999,58 | 91 788,09 | -359 211,48 | -79,65% |  |
| Прибыль на поощрение и соц. развитие | 8 283,40 | 8 502,91 | 219,51 | 2,65% |  |
| Прибыль на прочие цели | 70 047,02 | 279 991,80 |  |  |  |
| Корректировка в связи с неисполнением инвест.программы | -735 104,60 |  |  |  |  |
| **Итого расходы на содержание сетей\*** | **4 558 134,25** | **4 962 455,35** | **404 321,11** | **8,87%** | **-404 321,11** |
| Из них без учета сглаживания | *5 059 889,74* | *4 962 455,35* | *-97 434,38* | *-1,93%* |  |
| Расходы на оплату услуг смежных ТСО по индивидуальным тарифам всего, в том числе | 529 080,43 | 494 105,83 | -34 974,61 | -6,61% |  |
| Расходы на оплату нормативных (технологических) потерь электрической энергии (мощности) РСК | 1 422 543,42 | 1 380 471,67 | -42 071,75 | -2,96% | 79 702,42 |
| **ИТОГО НВВ котловая** | **6 509 758,10** | **6 837 032,85** | **327 274,74** | **5,03%** | **-288 084,57** |

*\* - без учета корректировок по показателям надежности и качества, по исполнению инвестиционной программы, прочих корректировок (по итогам прошлых лет)*

По итогам 2017 г. по филиалу ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» фактические расходы на содержание сетей составили 4 962 455,35 тыс. руб., что на 404 321,11 тыс. руб. (на 8,87%) выше утвержденного уровня. Без учета влияния корректировок НВВ по итогам 2015 г. (233 349,11 тыс. руб., -735 104,60 тыс. руб.) фактические расходы на содержание сетей ниже планового уровня на 97 434,38 тыс. руб. (на 1,93%).

В 2017 году наблюдается превышение фактических операционных расходов филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» над плановыми затратами, учтенными при формировании НВВ на 2017 год.

**Фактические операционные расходы за 2017 год, тыс. руб.**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование показателя** | **утверждено 2017 г.** | **факт 2017 г. тыс. руб.** | **Отклонение фактических расходов от утвержденного уровня** | |
| **тыс. руб.** | **по данным Филиала (таблица 2.26)** | **Тыс. руб.** | **%** |
| Сырье и основные материалы | 275 660,02 | 326 346,30 | 50 686,28 | 18,39% |
| Работы и услуги производственного характера | 67 967,43 | 40 592,20 | -27 375,23 | -40,28% |
| Расходы на оплату труда | 1 303 293,50 | 1 383 572,20 | 80 278,70 | 6,16% |
| Электроэнергия на хоз.нужды | 117 004,27 | 146 349,00 | 29 344,73 | 25,08% |
| Работы и услуги непроизв. Характера, кроме аренды | 167 992,20 | 375 620,40 | 207 628,20 | 123,59% |
| **Подконтрольные расходы – всего** | **1 931 917,43** | **2 272 480,10** | **340 562,67** | **17,63%** |

Корректировка по подконтрольным расходам в соответствии с действующим законодательством не предусматривает учет фактически сложившихся расходов, а включает в себя отклонения по условным единицам и индексам потребительских цен, в связи с чем превышение расходов по указанным статьям расходов может быть компенсировано только за счет экономии по другим статьям подконтрольных расходов.

За 2017 год филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» достигнута экономия операционных расходов на сумму 27 375,23 тыс. руб.

| **Наименование показателя** | **Абсолютное отклонение** | **Относительное отклонение** |
| --- | --- | --- |
| Работы и услуги непроизводственного характера, кроме аренды | -27 375,23 | -40,28% |

За 2017 год филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» допущен перерасход операционных расходов на общую сумму 367 937,90 тыс. руб. по следующим статьям:

| **Наименование показателя** | **Абсолютное отклонение** | **Относительное отклонение** |
| --- | --- | --- |
| Сырье и основные материалы | 32 082,5 | 29,55% |
| Работы и услуги производственного характера | 6 155,4 | 37,37% |
| Расходы на оплату труда | 116 107,4 | 9,09% |

Превышение операционных расходов сложилось в связи с возникновением дополнительных расходов на осуществление основной деятельности, в том числе:

1. Управленческие расходы ПАО «МРСК Сибири» (подконтрольные) – 91 447 тыс. руб.,

2. Услуги ПАО «Россети» – 28 050 тыс. руб. (заключен договор оказания услуг по организации функционирования, развитию и техническому надзора на объектах электросетевого хозяйства от 07.08.2015 №18.4000.253.15),

3. В результате наличия разногласий с АО «Читаэнергосбыт» в части объема покупной электрической энергии на компенсацию потерь в 2017 году созданы резервы под оценочные обязательства в размере 99 855 тыс. руб.,

4. В результате наличия разногласий с АО «Читаэнергосбыт» в части объема переданной электрической энергии ТСО в 2017 году созданы резервы под оценочные обязательства в размере 44 369 тыс. руб.,

5. Увеличение расходов на оплату труда составило 74 230 тыс. руб. в результате проведения мероприятий по индексации ММТС рабочего 1-го разряда с 01.10.2016 на 2,3%, с 01.10.2017 на 4,7%, а также в результате проведения мероприятий по приведению должностей промышленно-производственного персонала к единому классификатору оплаты труда,

6. Увеличение расходов на услуги СМИ на 2 612 тыс. руб. в результате расширения информационных площадок с целью предупреждения электротравматизма на объектах ЭСХ, предотвращения воровства электрической энергии.

Общее превышение фактических операционных расходов над плановыми затратами за 2017 год составило 340 562,67 тыс. руб. или на 17,63%. Корректировка подконтрольных расходов по итогам 2017 г. составила -24 714,69 тыс. руб.

Таким образом, сумма расходов 365 277,36 тыс. руб. (340 562,67-(-24 714,69)) в соответствии с мнением ФАС России, изложенным в письме от 19.06.2017 №ИА/41019/17 является экономически необоснованной и не компенсируемой при тарифном регулировании.

По неподконтрольным расходам за 2017 г. Исполнитель отмечает следующее.

Фактические неподконтрольные расходы за 2017 г. составили по данным филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» 2 731 903,28 тыс. руб. (сумма указана с учетом уплаченного налога на прибыль 111 592,83 тыс. руб.). РСТ Забайкальского края в качестве экономически обоснованных приняты неподконтрольные расходы в размере 2 660 251,71 тыс. руб.

| **Наименование показателя** | **утверждено 2017 г.,**  **тыс. руб.** | **факт 2017 г., тыс. руб.** | | **Отклонение фактических экономически обоснованных расходов от утвержденного уровня,**  **тыс. руб.** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **по данным Филиала** | **Признаны экономически обоснованными** |
| Услуги по передаче электрической энергии по единой национальной электрической сети (плата ОАО «ФСК ЕЭС») | 1 195 510,51 | 1 167 654,66 | 1 167 654,66 |  |
| Амортизация основных средств | 766 679,00 | 772 843,60 | 769 458,40 |  |
| Отчисления на социальные нужды | 378 106,30 | 400 390,72 | 380 204,69 |  |
| Арендная плата | 17 016,40 | 19 739,20 | 16 378,08 |  |
| Налоги, в т.ч. | 129 168,40 | -231 587,92 | 190 098,58 |  |
| -налог на землю | 0,00 | 1,32 | 1,32 |  |
| -налог на имущество | 85 621,60 | 77 517,78 | 77 104,39 |  |
| -налог на прибыль (уплаченный) | 41 777,00 | 111 592,83 | 111 592,83 |  |
| -другие налоги и обязательные сборы и платежи (с расшифр.) | 1 769,80 | 1 510,97 | 1 400,04 |  |
| Выпадающие доходы от льготного ТП (п. 87 Основ ценообразования) | 112 161,70 | 180 652,20 | 136 463,30 |  |
| Расходы по судебным решениям, решениям ФСТ России о рассмотрении разногласий и досудебного урегулирования споров | 233 349,11 |  |  |  |
| **Неподконтрольные расходы – всего** | **2 831 991,42** | **2 731 903,28** | **2 660 257,71** |  |
| Из них расходы без учетарасходов по судебным решениям, решениям ФСТ России о рассмотрении разногласий и досудебного урегулирования споров | **2 598 642,31** | **2 731 903,28** | **2 660 257,71** | **61 615,40** |
| Учтено при корректировке НВВ по итогам 2017 г. |  |  |  | **61 275,82** |

Согласно действующему законодательству, величина превышения/снижения фактических неподконтрольных расходов, признанных органом регулирования экономически обоснованными, по сравнению с утвержденным уровнем подлежит соответственно включению/исключению из НВВ последующих периодов.

Таким образом, Исполнитель отмечает, что величина некомпенсированных ТБР 2017, 2019 гг. неподконтрольных расходов в связи с их признанием РСТ Забайкальского края экономически необоснованными составила 10 369,75 тыс. руб. (2 731 903,28-2 660 257,71-61 275,82).

Кроме того, согласно информации, представленной в таблице 1.3 «Показатели раздельного учета дохода и расхода субъекта естественных монополий, оказывающих услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании ТСО, согласно форме «Отчет о прибылях и убытках» 2017 г.» и таблице 1.6. «Расшифровка расходов расхода субъекта естественных монополий, оказывающих услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании ТСО, за 2017 г.», расходы филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» на осуществление деятельности по передаче электроэнергии составили 8 445 764 тыс. руб. (в т.ч. налог на прибыль -310 618 тыс. руб.)

| **показатель** | **Раскрытие информации**  **Таблица №2.26** | **Таблица 1.6**  **Таблица 1.3.** | **отклонение** |
| --- | --- | --- | --- |
| **Всего расходов** | **6 837 033** | **8 756 382** | **1 608 731** |
| Из них  расходы из прибыли | 288 495 | 2 077 878 | 1 789 383 |
| Амортизация | 772 844 | 761 077 | - 11 767 |
| Сырье и материалы, УПХ, услуги непроизводственного характера | 742 559 | 754 325 | 11 766 |
| Выпадающие расходы по льготному ТП | 180 652 |  | -180 652 |

Исполнитель отмечает, что за 2017 г. филиалом ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» осуществлены расходы из прибыли в размере 2 077 878 тыс. руб., которые частично компенсированы:

* прочими доходами в размере 860 025 тыс. руб.;
* ТБР в размере 8 283 тыс. руб. (расходы из прибыли, признанные РСТ Забайкальского края экономически обоснованными).

Таким образом, некомпенсированные тарифами/прочими доходами расходы из прибыли за 2017 г. по филиалу ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» составили 1 209 570 тыс. руб.

На основании изложенного, Исполнитель отмечает, что по итогам 2017 г. некомпенсированные тарифами/прочими доходами фактические расходы филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» составили 1 585 217,11 тыс. руб. (365 277,36+10 369,75+1 209 570).

Согласно балансу электроэнергии и мощности на 2017 г. для филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» полезный отпуск электроэнергии распределяется по уровням напряжения/группам потребителей следующим образом:

| **Потребители** | **1 полугодие** | | | **2 полугодие** | | | **год** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Мощность** | **Полезный отпуск ЭЭ** | **Мощность** | | **Полезный отпуск ЭЭ** | **Мощность** | | **Полезный отпуск ЭЭ** |
| **МВт** | **тыс. кВт.ч.** | **МВт** | | **тыс. кВт.ч.** | **МВт** | | **тыс. кВт.ч.** |
| **Всего** | **667,14** | **2 683 730,90** | **636,11** | | **2 652 912,00** | **651,63** | | **5 336 642,90** |
| ВН | 85,98 | 374 533,00 | 71,61 | | 357 253,00 | 78,80 | | 731 786,00 |
| ВН1 | 323,29 | 1 268 881,80 | 332,47 | | 1 296 594,60 | 327,88 | | 2 565 476,40 |
| СН1 | 11,20 | 50 159,20 | 10,55 | | 54 053,00 | 10,88 | | 104 212,20 |
| СН2 | 96,79 | 410 521,40 | 81,21 | | 388 310,50 | 89,00 | | 798 831,90 |
| НН | 149,88 | 579 635,50 | 140,27 | | 556 700,90 | 145,08 | | 1 136 336,40 |
| **Из общего объема** | | | | | | | | |
| **Прочие потребители** | **534,95** | **2 191 218,80** | **505,08** | | **2 168 455,90** | **520,02** | | **4 359 674,70** |
| ВН | 85,49 | 372 700,20 | 70,20 | | 355 725,10 | 77,85 | | 728 425,30 |
| ВН1 | 323,29 | 1 268 881,80 | 332,47 | | 1 296 594,60 | 327,88 | | 2 565 476,40 |
| СН1 | 10,90 | 49 042,50 | 10,22 | | 52 845,80 | 10,56 | | 101 888,30 |
| СН2 | 80,78 | 350 884,70 | 65,63 | | 330 245,80 | 73,21 | | 681 130,50 |
| НН | 34,49 | 149 709,60 | 26,56 | | 133 044,60 | 30,53 | | 282 754,20 |
| **Население - всего** | **132,18** | **492 512,10** | **130,02** | | **484 456,10** | **91,81** | | **976 968,20** |
| Население (в пределах соц. нормы) | 92,57 | 344 922,60 | 91,05 | | 339 264,10 | 91,81 | | 684 186,70 |
| Категория 1\* |  | 103 575,00 |  | | 102 890,70 |  | | 206 465,70 |
| Категория 2\* |  | 121 587,90 |  | | 120 784,60 |  | | 242 372,50 |
| Категория 3\* |  | 117 040,90 |  | | 112 621,80 |  | | 229 662,70 |
| Категория 4.1\* |  | 297,30 |  | | 464,30 |  | | 761,60 |
| Категория 4.2\* |  | 577,70 |  | | 392,70 |  | | 970,40 |
| Категория 4.3\* |  | 48,60 |  | | 39,80 |  | | 88,40 |
| Категория 4.4\* |  | 1 795,20 |  | | 2 070,20 |  | | 3 865,40 |
| Население (сверх соц. нормы) | 39,61 | 147 589,50 | 38,97 | | 145 192,00 |  | | 292 781,50 |
| Категория 1\* |  | 44 809,20 |  | | 44 518,70 |  | | 89 327,90 |
| Категория 2\* |  | 52 602,10 |  | | 52 261,10 |  | | 104 863,20 |
| Категория 3\* |  | 28 793,20 |  | | 27 729,30 |  | | 56 522,50 |
| Категория 4.1\* |  | 9 107,90 |  | | 10 719,30 |  | | 19 827,20 |
| Категория 4.2\* |  | 1 426,70 |  | | 1 247,60 |  | | 2 674,30 |
| Категория 4.3\* |  | 746,30 |  | | 594,90 |  | | 1 341,20 |
| Категория 4.4\* |  | 10 104,10 |  | | 8 121,10 |  | | 18 225,20 |

Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям на территории Забайкальского края утверждены приказом РСТ Забайкальского края от 30.12.2016 №613-НПА на 2017 г.:

|  | **1 полугодие 2017 г.** | | | **2 полугодие 2017 г.** | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Ставка на содержание сетей, руб./МВт\*мес** | **Ставка на оплату потерь, руб./МВт\*ч** | **Одноставочный тариф, руб./кВт\*ч** | **Ставка на содержание сетей, руб./МВт\*мес** | **Ставка на оплату потерь, руб./МВт\*ч** | **Одноставочный тариф,  руб./кВт\*ч** |
| **Прочие потребители** | | | | | | |
| ВН | 610 708,20 | 152,01 | 1,035530 | 682 874,43 | 168,16 | 1,071760 |
| ВН1 \* | 405 557,88 | 69,97 |  | 393 408,85 | 69,97 |  |
| СН1 | 1 057 505,41 | 214,99 | 1,621250 | 994 205,87 | 237,82 | 1,678040 |
| СН2 | 1 244 856,32 | 387,96 | 2,175190 | 1 351 872,67 | 429,17 | 2,251390 |
| НН | 1 410 503,92 | 898,77 | 2,924800 | 1 505 504,35 | 994,28 | 3,027290 |
| **Население (в пределах соц. нормы)** | | | | | | |
| Категория 1\* |  |  | 1,42047 |  |  | 1,48808 |
| Категория 2\* |  |  | 1,42047 |  |  | 1,48808 |
| Категория 3\* |  |  | 0,71708 |  |  | 0,75079 |
| Категория 4.1\* |  |  | 0,71708 |  |  | 0,75079 |
| Категория 4.2\* |  |  | 1,42047 |  |  | 1,48808 |
| Категория 4.3\* |  |  | 0,71708 |  |  | 0,75079 |
| Категория 4.4\* |  |  | 1,42047 |  |  | 1,48808 |
| **Население (в пределах соц. нормы)** | | | | | | |
| Категория 1\* |  |  | 2,42047 |  |  | 2,53892 |
| Категория 2\* |  |  | 2,42047 |  |  | 2,53892 |
| Категория 3\* |  |  | 1,42047 |  |  | 1,48808 |
| Категория 4.1\* |  |  | 1,42047 |  |  | 1,48808 |
| Категория 4.2\* |  |  | 2,42047 |  |  | 2,53892 |
| Категория 4.3\* |  |  | 1,42047 |  |  | 1,48808 |
| Категория 4.4\* |  |  | 2,42047 |  |  | 2,53892 |

\* - согласно приказу РСТ Забайкальского края от 30.12.2016 №613-НПА на 2017 г. двухставочные тарифы по ставке ВН1 установлены в виде формулы:

| **Показатель** | **Расчет ставки** | |
| --- | --- | --- |
| **Ставка на содержание эл. сетей, руб./МВт.мес** | **Ставка на оплату потерь э/э в сетях, руб./МВт\*ч.** |
| 1 полугодие | | | |
| ВН1 | ТФСКсодi+((SПС- SПС\*Кi)\*ЭВН1ПО)/ЭВН1М | ТФСКпотi\*НТПЭ |
| ТФСКсодi | 155 541,58 |  |
| SПС | 420,00 |  |
| Кi | 9% |  |
| НТПЭ |  |  |
| 330кВ и выше |  | 3,27% |
| 220кВ и выше |  | 5,67% |
| 2 полугодие | | | |
| ВН1 | ТФСКсодi+((SПС- SПС\*Кi)\*ЭВН1ПО)/ЭВН1М | ТФСКпотi\*НТПЭ |
| ТФСКсодi | 164 095,64 |  |
| SПС | 420,00 |  |
| Кi | 16% |  |
| НТПЭ |  |  |
| 330кВ и выше |  | 3,27% |
| 220кВ и выше |  | 5,67% |

| Показатель | Расчет ставки | |
| --- | --- | --- |
| Ставка на содержание эл. сетей, руб./МВт.мес | Ставка на оплату потерь э/э в сетях, руб./МВт\*ч. |
| Тариф по уровню ВН1 на 1 полугодие | 405 557,88 | 69,97 |
| Тариф по уровню ВН1 на 2 полугодие | 393 408,85 | 69,97 |

**Расчет плановой котловой НВВ на 2017 г., тыс. руб.**

| **Потребители** | **1 полугодие** | | | | | **2 полугодие** | | | | | | **Год** | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2-х ставочный тариф** | | | | **Одноставочный тариф** | **2-х ставочный тариф** | | | | **Одноставочный тариф** | | **2-х ставочный тариф** | **Одноставочный тариф** |
| **Всего, в т.ч.:** | **на содержание** | **на потери** |  | | **Всего, в т.ч.:** | **на содержание** | **на потери** |  | | **Всего, в т.ч.:** | |  |
| **Всего** | **3 216 975,47** |  |  | **3 267 993,70** | | **3 091 798,34** |  |  | **3 240 753,62** | | **6 308 773,81** | | **6 508 747,32** |
| **Прочие потребители** | **2 491 003,41** | **2 064 341,01** | **426 662,40** | **2 542 021,64** | | **2 342 750,41** | **1 905 628,85** | **437 121,57** | **2 491 705,69** | | **4 833 753,82** | | **5 033 727,33** |
| ВН | 369 910,82 | 313 256,66 | 56 654,16 | 385 942,24 | | 347 445,44 | 287 626,71 | 59 818,73 | 381 251,93 | | 717 356,26 | | 767 194,17 |
| ВН1 | 875 457,72 | 786 676,85 | 88 780,87 | На уровне двухставочного тарифа | | 875 499,71 | 784 779,84 | 90 719,87 | На уровне двухставочного тарифа | | 1 750 957,43 | | На уровне двухставочного тарифа |
| СН1 | 79 704,50 | 69 160,85 | 10 543,65 | 79 510,15 | | 73 532,49 | 60 964,70 | 12 567,79 | 88 677,37 | | 153 236,99 | | 168 187,52 |
| СН2 | 739 486,19 | 603 356,96 | 136 129,23 | 763 240,89 | | 674 072,01 | 532 340,42 | 141 731,59 | 743 512,09 | | 1 413 558,20 | | 1 506 752,98 |
| НН | 426 444,18 | 291 889,68 | 134 554,50 | 437 870,64 | | 372 200,76 | 239 917,17 | 132 283,58 | 402 764,59 | | 798 644,94 | | 840 635,23 |
| Население - всего | На уровне одноставочного тарифа |  |  | 725 972,06 | | На уровне одноставочного тарифа |  |  | 749 047,93 | | На уровне одноставочного тарифа | | 1 475 019,99 |
| Население (в пределах соц. нормы) |  |  |  | 407 383,50 | |  |  |  | 421 445,53 | |  | | 828 829,03 |
| Категория 1\* |  |  |  | 147 125,18 | |  |  |  | 153 109,59 | |  | | 300 234,77 |
| Категория 2\* |  |  |  | 172 711,96 | |  |  |  | 179 737,15 | |  | | 352 449,11 |
| Категория 3\* |  |  |  | 83 927,69 | |  |  |  | 84 555,32 | |  | | 168 483,01 |
| Категория 4.1\* |  |  |  | 213,19 | |  |  |  | 348,59 | |  | | 561,78 |
| Категория 4.2\* |  |  |  | 820,61 | |  |  |  | 584,37 | |  | | 1 404,97 |
| Категория 4.3\* |  |  |  | 34,85 | |  |  |  | 29,88 | |  | | 64,73 |
| Категория 4.4\* |  |  |  | 2 550,03 | |  |  |  | 3 080,62 | |  | | 5 630,65 |
| Население (сверх соц. нормы) |  |  |  | 318 588,56 | |  |  |  | 327 602,40 | |  | | 646 190,96 |
| Категория 1\* |  |  |  | 108 459,32 | |  |  |  | 113 029,42 | |  | | 221 488,74 |
| Категория 2\* |  |  |  | 127 321,80 | |  |  |  | 132 686,75 | |  | | 260 008,56 |
| Категория 3\* |  |  |  | 40 899,88 | |  |  |  | 41 263,42 | |  | | 82 163,29 |
| Категория 4.1\* |  |  |  | 12 937,50 | |  |  |  | 15 951,18 | |  | | 28 888,67 |
| Категория 4.2\* |  |  |  | 3 453,28 | |  |  |  | 3 167,56 | |  | | 6 620,84 |
| Категория 4.3\* |  |  |  | 1 060,10 | |  |  |  | 885,26 | |  | | 1 945,36 |
| Категория 4.4\* |  |  |  | 24 456,67 | |  |  |  | 20 618,82 | |  | | 45 075,49 |

Исполнитель отмечает, что плановая котловая НВВ, рассчитанная с применением разных тарифов (двухставочный/одноставочный) различается, что свидетельствует о несбалансированности тарифного решения РСТ Забайкальского края.

**Отклонение плановой НВВ от утвержденной НВВ (котловой)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Утвержденная НВВ** | **Плановая НВВ по расчету Исполнителя –**  **двухстав. тариф** | **Плановая НВВ по расчету Исполнителя –**  **одностав. тариф** |
| 6 509 758,10 | 6 308 773,81 | 6 508 747,32 |
| Плановый недосбор котловой НВВ | -200 984,29 | 1 010,78 |

По итогам 2017 г, фактическая выручка за услуги по передаче электроэнергии филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» составила 6 837 033,26 тыс. руб. согласно Таблице 1.3. «Показатели раздельного учета дохода и расхода субъекта естественных монополий, оказывающих услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании ТСО, согласно форме «Отчет о прибылях и убытках» 2017 г.

Согласно статистической форме №46-ээ по факту за 2017 г. товарная выручка составила 8 067 699,2449 тыс. руб. с НДС или 6 837 033,26 тыс. руб. без НДС.

**Сопоставление фактической товарной выручки и плановой НВВ за 2017 г.**

|  | **Полезный отпуск, млн.кВт\*ч** | | **НВВ котловая** | **плановая НВВ, тыс. руб.** | | **Товарная выручка факт,**  **тыс. руб.** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **план** | **факт** | **Утверждено,**  **тыс. руб.** | **Расчет по 2-х став.тарифу** | **Расчет по одностав. тарифу** |
| **ИТОГО** | **5 336,64** | **5 572,51** | **6 509 758,10** | **6 308 773,81** | **6 508 747,32** | **6 837 033,26** |
| Прочие потребители | 4 359,67 | 4 575,23 |  | 4 833 753,82 | 5 033 727,33 | 5 359 453,14 |
| ВН1 | 2 565,48 | 2 811,06 |  | 1 750 957,43 | 1 750 957,43 | 1 954 020,88 |
| ВН | 728,43 | 620,23 |  | 717 356,26 | 767 194,17 | 654 952,35 |
| СН1 | 101,89 | 98,09 |  | 153 236,99 | 168 187,52 | 160 524,85 |
| СН2 | 681,13 | 686,81 |  | 1 413 558,20 | 1 506 752,98 | 1 522 181,66 |
| НН | 282,75 | 359,03 |  | 798 644,94 | 840 635,23 | 1 067 773,41 |
| Население | 976,97 | 997,28 |  | 1 475 019,99 | 1 475 019,99 | 1 602 325,97 |
| Нагрузочные потери (вычитаются) |  |  |  |  |  | 124 745,85 |

По итогам 2017 г. отклонение товарной выручки от утвержденной НВВ составило 327 275,16 тыс. руб. (на 5,03%) за счет увеличения полезного отпуска электрической энергии на 235,87 млн.кВт\*ч или на 4,4%. По итогам 2017 г. превышение полезного отпуска над запланированным уровнем имело место по прочим потребителям по уровням напряжения ВН1 (на 9,6%) и НН (на 27,0%), а также по населению (на 2,1%).

На 2018 г. утвержденная НВВ филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» составила 6 842 297,54 тыс. руб.

| Показатель | Сумма, тыс. руб. |
| --- | --- |
| НВВ на содержание сетей | 4 728 021,06 |
| Оплата услуг ТСО | 580 841,72 |
| Оплата потерь электроэнергии | 1 533 434,76 |
| **ИТОГО НВВ котловая** | **6 842 297,54** |

Сопоставление фактической НВВ на содержание с утвержденными параметрами за 2018 год

| № п/п | Показатель | Утверждено РСТ Забайкальского края, тыс. руб. | Факт, тыс. руб. | Отклонение | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| тыс. руб. | % |
| **1** | **ИТОГО операционные (подконтрольные) расходы** | **1 993 697** | **2 211 161** | **217 464** | **11** |
|  | Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо | 283 261 | 339 399 | 56 139 | 20 |
|  | Работы и услуги производственного характера | 69 841 | 33 350 | -36 491 | -52 |
|  | Расходы на оплату труда | 1 339 229 | 1 459 104 | 119 875 | 9 |
|  | Прочие расходы, всего, в том числе: | 301 366 | 379 308 | 77 941 | 26 |
| **2** | **ИТОГО неподконтрольные расходы** | **2 756 315** | **3 102 214** | **345 899** | **13** |
|  | Расходы на оплату услуг, оказываемых ПАО "ФСК ЕЭС" | 1 308 974 | 1 333 065 | 24 091 | 2 |
|  | Плата за аренду имущества | 15 803,61 | 18 862,82 | 3 059,21 | 19 |
|  | Налоги, всего | 92 677 | 113 414 | 20 737 | 22 |
|  | Отчисления на социальные нужды (страховые взносы) | 391 051 | 422 505 | 31 454 | 8 |
|  | Налог на прибыль | 0 | 23 828 | 23 828 |  |
|  | Выпадающие доходы от льготного ТП (п. 87 Основ ценообразования) | 155 812 | 222 770 | 66 958 | 43 |
|  | Амортизация ОС | 791 997 | 790 896 | -1 101 | 0 |
|  | Прочие неподконтрольные расходы | 0 | 176 873 | 176 873 |  |
| **3** | **Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка** | **-21 991** | **-56 835** | **-34 844** | **158** |
|  | Корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов | -8 577 | -56 835 | -48 258 | 563 |
|  | Корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра | -189 673 | 0 | 189 673 | -100 |
|  | Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию | 206 601 | 0 | -206 601 | -100 |
|  | Корректировка НВВ , осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы | -14 898 | 0 | 14 898 | -100 |
|  | Компенсация ВД в связи с уходом «последней мили» | 75 822 | 0 | -75 822 | -100 |
|  | Прочие корректировки | -8 221 | 0 | 8 221 | -100 |
|  | Бездоговорное потребление | -2 411 | 0 | 2 411 | -100 |
|  | Корректировка по доходам от осуществления регулируемой деятельности | -130 361 | 0 | 130 361 | -100 |
|  | Корректировка НВВ, связанная с обеспечением соответствия уровня тарифов организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров (услуг) | 49 727 | 0 | -49 727 | -100 |
| **4** | **Итого НВВ на содержание** | **4 728 021** | **5 256 540** | **528 519** | **11** |

В 2018 году, наблюдается превышение операционных фактических расходов филиалаПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» над плановыми затратами, учтенными РСТ Забайкальского края при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2018 год.

Основное превышение по операционным (подконтрольным) расходам формируется за счет:

* Расходов на оплату труда (увеличение от планового уровня 9%). Увеличение расходов на оплату труда связано с проведением мероприятий по индексации ММТС рабочего 1-го разряда с 01.10.2017 на 4,7%, с 01.10.2018 на 4%, а также в результате проведения мероприятий по приведению должностей промышленно-производственного персонала к единому классификатору оплаты труда.
* Расходов на сырье и материалы (увеличение от планового уровня 20%). Рост фактических расходов от уровня, предусмотренного тарифными решениями, сложился за счет увеличения объемов работ по капитальному ремонту электросетевого оборудования, выполняемого хозяйственный способом, ростом цен на ГСМ, увеличением объемов работ по учету электрической энергии.
* Прочих расходов (увеличение от планового уровня 26%). Состав прочих расходов:

| **№ п/п** | **Показатель** | **Утверждено РСТ Забайкальского края, тыс. руб.** | **Факт, тыс. руб.** | **Отклонение** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **тыс. руб.** | **%** |
|  | Прочие расходы всего | 301 366 | 379 308 | 77 941 | 26 |
| 1 | Расходы из прибыли в составе подконтрольных расходов | 8 512 | 60 | -8 452 | -99 |
| 2 | Электроэнергия на хоз. нужды | 120 230 | 141 102 | 20 872 | 17 |
| 3 | Расходы на социальное развитие (включая социальные выплаты) |  | 8 918 | 8 918 |  |
| 4 | Транспортные услуги | 3 640 | 958 | -2 681 | -74 |
| 5 | Оплата работ и услуг сторонних организаций | 107 632 | 150 235 | 42 603 | 40 |
| 6 | Расходы на командировки и представительские | 23 943 | 44 764 | 20 822 | 87 |
| 7 | Расходы на подготовку кадров | 6 220 | 6 547 | 327 | 5 |
| 8 | Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности | 9 225 | 10 087 | 862 | 9 |
| 9 | Расходы на страхование | 6 425 | 9 993 | 3 568 | 56 |
| 10 | Другие прочие расходы | 15 540 | 6 644 | -8 897 | -57 |

По статье «Оплата работ и услуг сторонних организаций» превышение фактических показателей от установленного уровня составили 40%, рост обусловлен увеличением расходов на программное обеспечение и сопровождение (в области метрологии, учета электрической энергии, управления сетями, внедрение корпоративных информационных систем управления финансово-хозяйственной деятельностью), увеличением расходов на услуги по организации функционирования и развитию сетевого комплекса ПАО «Россети», усилением PR-кампании, направленной на снижение объемов безучетного потребления электрической энергии в проблемных административных районах Забайкальского края, а также направленных на снижение травматизма на электросетевых объектах.

Также увеличение фактических расходов над плановыми расходами сложилось по статье «Расходы на командировки и представительские» (увеличение на 87%), данный факт Филиал связывает с удорожанием стоимости проживания и проезда персонала.

Увеличение расходов на страхование (на 56%) связано с удорожанием стоимости страхования электросетевого имущества.

По фактическим неподконтрольным расходам за 2018 год также наблюдается превышение от планового значения в размере 345 899 тыс. руб. Основные статьи, по которым сложилось превышение:

* Налоги. Отклонение от утвержденного уровня сложилось в связи с увеличением расходов на уплату налога на имущества, в связи с внесением изменений в налоговом законодательстве применении льготной ставки по налогу на имущество.
* Плата за аренду имущества. Увеличение от утвержденного уровня сложилось в связи с заключением договоров аренды земельных участков под объектами электросетевого хозяйства.
* Произведенными по факту прочими расходами, не предусмотренными тарифными решениями.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Показатель** | **Утверждено РСТ Забайкальского края, тыс. руб.** | **Факт, тыс. руб.** | **Отклонение, тыс. руб.** | **Причины отклонения** |
|  | Прочие неподконтрольные расходы, всего | 0 | 176 873 | 176 873 |  |
| 1 | услуги энергосервисных компаний |  | 86 256 | 86 256 | Мероприятия по энергосбережению (энергосервисный контракт) в соответствии с Федеральным законом 261-ФЗ |
| 2 | Резерв под оценочные обязательства по покупной э/э, ТСО,ФСК |  | 96 897 | 96 897 | За счет разногласий с ГП АО «Читаэнергосбыт», созданы резервы под оценочные обязательства в размере 96 897 тыс. руб., в том числе: - резервы под оценочные обязательства по покупной электрической энергии на компенсацию потерь в размере 41 196 тыс. руб., - резервы под оценочные обязательства по услугам ТСО в размере 42 106 тыс. руб., - резервы под оценочные обязательства по покупной электрической энергии на хозяйственные нужды в размере 13 595 тыс. руб. |
| 3 | Сальдо прочие доходы/расходы |  | -6 280 | -6 280 | Включены в соответствии с показателями раздельного учета по ф. 1.3 прочие доходы и расходы. |

В 2018 году в результате принятых РСТ Забайкальского края тарифно-балансовых решений у филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» сформировались недополученные доходы, учтенные регулирующим органом при утверждении необходимой валовой выручки на 2020 год.

Величина корректировок, учтенных в НВВ на содержание 2020 года составляет 563 779 тыс. руб. Сравнительный анализ фактических расходов филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» за 2018 год и корректировки расходов, учтенных при формировании НВВ на 2020 год, представлен в следующей таблице.

| **Наименование** | **Единицы измерения** | **ТБР 2018** | **Факт 2018** | **Отклонение (факт-план)** | | **корректировки учтенные в 2020** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **тыс. руб.** | **%** | **тыс. руб.** |  |
| Подконтрольные расходы | тыс. руб. | 1 993 697 | 2 211 161 | 217 464 | 11 | -23 340 | корректировка подконтрольных расходов |
| Неподконтрольные расходы | тыс. руб. | 2 756 315 | 3 102 214 | 345 899 | 13 | 107 810 | корректировка неподконтрольных расходов |
| в т.ч. амортизация | тыс. руб. | 791 997 | 790 896 | -1 101 | -0,1 | -67 943 | корректировка ИП |
| Экономически обоснованные расходы, не учтенные в предыдущем периоде регулирования | тыс. руб. | -21 991 |  |  |  |  |  |
| **НВВ на содержание** | **тыс. руб.** | **4 728 021** | **5 313 375** | **585 354** | **12,4** | **-528 519** | **корректировка по доходам** |
| Поступление в сеть | млн. кВтч | 6 346,12 | 6 215,25 | -131 | -2,1 |  |  |
| Величина технологического расхода (потерь) электроэнергии | млн. кВтч | 689,617 | 582,8233 | -107 | -15,5 |  |  |
| Тариф покупки потерь | руб./МВтч | 2 223,60 | 2 254,67 | 31 | 1,4 |  |  |
| Затраты на покупную электроэнергию, приобретаемую в целях компенсации потерь | тыс. руб. | 1 533 435 | 1 314 077 | -219 358 | -14,3 | -18 254 | корректировка по полезному отпуску и ценам |
| Корректировка НВВ, связанная с обеспечением соответствия уровня тарифов организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров (услуг) |  |  |  |  |  | 49 037 |  |
| Корректировка по результатам проверки ФХД |  |  |  |  |  | -82 571 |  |
| **НВВ собственная (без ТСО)** | **тыс. руб.** | **6 261 456** | **6 627 452** | 365 996 | 5,8 | **-563 779** |  |
| Расходы на оплату услуг ТСО | тыс.руб. | 580 842 | 562 530 | -18 312 | -3,2 |  |  |
| НВВ котловая | тыс.руб. | 6 842 298 | 7 189 982 | 347 685 | 5,1 |  |  |
| **Фактически начисленная выручка** | тыс.руб. | \* | 7 133 147 |  |  |  |  |

С целью проведения анализа соответствия фактической товарной выручки от передачи электрической энергии выручке, утвержденной регулирующим органом, Исполнителем произведен расчет плановой величины необходимой валовой выручки на 2018 год.

Необходимая валовая выручка от передачи электрической энергии по единым (котловым) тарифам определена как произведение плановых объемов полезного отпуска электрической энергии (мощности) конечным потребителям в разрезе групп и уровней напряжения и единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, утвержденных РСТ Забайкальского края на 2018 год приказом от 29.12.2017 № 666-НПА.

| № | Потребители | Утвержденные тарифы (котловые) | | | | | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 полугодие | | | | | 2 полугодие | | | | |
| 2-х ставочный тариф | | | Одноставочный тариф | | 2-х ставочный тариф | | | Одноставочный тариф | |
| Тариф на содержание (мощность) | Тариф на технолог. расход э/э |  | | Тариф на содержание (мощность) | | Тариф на технолог. расход э/э |  | |
|
| руб./МВт. мес. | руб./МВтч. | руб./кВтч. | | руб./МВт. мес. | | руб./МВтч. | руб./кВтч. | |
| 1 | Прочие потребители |  |  |  | |  | |  |  | |
|  | ВН | 648 730,71 | 168,16 | 1,07176 | | 701 994,91 | | 173,20 | 1,103480 | |
|  | СН1 | 944 495,58 | 237,82 | 1,67804 | | 1 022 043,63 | | 244,95 | 1,72771 | |
|  | СН2 | 1 284 279,04 | 429,17 | 2,25139 | | 1 389 725,10 | | 442,05 | 2,31803 | |
|  | НН | 1 430 229,13 | 994,28 | 3,02729 | | 1 547 658,47 | | 1 024,11 | 3,11690 | |
| 2 | Население (в пределах соц. нормы)) |  |  |  | |  | |  |  | |
|  | Категория 1\* |  |  | 1,48808 | |  | |  | 1,56171 | |
|  | Категория 2\* |  |  | 1,48808 | |  | |  | 1,56171 | |
|  | Категория 3\* |  |  | 0,75079 | |  | |  | 0,80747 | |
|  | Категория 4.1\* |  |  | 0,75079 | |  | |  | 0,80747 | |
|  | Категория 4.2\* |  |  | 1,48808 | |  | |  | 1,56171 | |
|  | Категория 4.3\* |  |  | 0,75079 | |  | |  | 0,80747 | |
|  | Категория 4.4\* |  |  | 1,48808 | |  | |  | 1,56171 | |
| 3 | Население (сверх соц. нормы) |  |  |  | |  | |  |  | |
|  | Категория 1\* |  |  | 2,53892 | |  | |  | 2,52781 | |
|  | Категория 2\* |  |  | 2,53892 | |  | |  | 2,52781 | |
|  | Категория 3\* |  |  | 1,48808 | |  | |  | 1,47696 | |
|  | Категория 4.1\* |  |  | 1,48808 | |  | |  | 1,47696 | |
|  | Категория 4.2\* |  |  | 2,53892 | |  | |  | 2,52781 | |
|  | Категория 4.3\* |  |  | 1,48808 | |  | |  | 1,47696 | |
|  | Категория 4.4\* |  |  | 2,53892 | |  | |  | 2,52781 | |

Ставка ВН1 рассчитывается по формуле, с применением установленных параметров (Приложение №5 к Приказу РСТ Забайкальского края от 29.12.2017 № 666-НПА).

| Показатель | Расчет ставки | | |
| --- | --- | --- | --- |
| Ставка на содержание эл. сетей, руб./МВт.мес | | Ставка на оплату потерь э/э в сетях, руб./МВт\*ч. |
| 1 полугодие | | | |
| ВН1 | ТФСКсодi+((SПС- SПС\*Кi)\*ЭВН1ПО)/ЭВН1М | | ТФСКпотi\*НТПЭ |
| ТФСКсодi | 164 095,64 | |  |
| SПС | 420,00 | |  |
| Кi | 16% | |  |
| НТПЭ |  | |  |
| 330кВ и выше |  | | 3,46% |
| 220кВ и выше |  | | 5,67% |
| 2 полугодие | | | |
| ВН1 | ТФСКсодi+((SПС- SПС\*Кi)\*ЭВН1ПО)/ЭВН1М | | ТФСКпотi\*НТПЭ |
| ТФСКсодi | 173 164,15 | |  |
| SПС | 420,00 | |  |
| Кi | 23% | |  |
| НТПЭ |  | |  |
| 330кВ и выше |  | | 3,46% |
| 220кВ и выше |  | | 5,67% |
| Показатель | | Расчет ставки | | |
| Ставка на содержание эл. сетей, руб./МВт.мес | Ставка на оплату потерь э/э в сетях, руб./МВт\*ч. |
| Тариф по уровню ВН1 на 1 полугодие | | 401 048,34 | 85,96 |
| Тариф по уровню ВН1 на 1 полугодие | | 395 352,64 | 85,96 |

**Утвержденные показатели баланса для расчета выручки на 2018 год**

| **Потребители** | **Утвержденные балансовые показатели** | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2018** | | | | | |
| **Отпуск электроэнергии потребителям** | | | **Отпуск мощности потребителям** | | |
| **1 полугодие** | **2 полугодие** | **Год** | **1 полугодие** | **2 полугодие** | **Год** |
| Всего | 2 791 636,60 | 2 807 272,80 | 5 598 909,4 | 701,70 | 676,64 | 689,17 |
| Прочие потребители | 2 275 753,40 | 2 345 415,80 | 4 621 169,20 | 563,26 | 552,68 | 557,97 |
| ВН1 | 1 409 264,10 | 1 451 068,10 | 2 860 332,20 | 349,71 | 352,01 | 350,86 |
| ВН | 336 362,80 | 370 866,50 | 707 229,30 | 82,18 | 81,91 | 82,05 |
| СН1 | 50 653,40 | 54 686,50 | 105 339,90 | 12,87 | 13,32 | 13,10 |
| СН2 | 300 766,90 | 318 852,90 | 619 619,80 | 73,88 | 71,65 | 72,77 |
| НН | 178 706,20 | 149 941,80 | 328 648,00 | 44,62 | 33,79 | 39,21 |
| ГН | 0,00 | 0,00 | 0,00 |  |  |  |
| Население (в пределах соц. нормы)\* | 361 118,30 | 323 300,00 | 684 418,30 | 96,91 | 86,77 | 91,84 |
| Категория 1\* | 114 929,70 | 102 690,00 | 217 619,70 |  |  |  |
| Категория 2\* | 134 917,50 | 120 549,10 | 255 466,60 |  |  |  |
| Категория 3\* | 108 552,30 | 97 093,90 | 205 646,20 |  |  |  |
| Категория 4.1\* | 297,30 | 464,30 | 761,60 |  |  |  |
| Категория 4.2\* | 577,70 | 392,70 | 970,40 |  |  |  |
| Категория 4.3\* | 48,60 | 39,80 | 88,40 |  |  |  |
| Категория 4.4\* | 1 795,20 | 2 070,20 | 3 865,40 |  |  |  |
| Население (сверх соц. нормы)\* | 154 764,90 | 138 557,00 | 293 321,90 | 41,53 | 37,19 | 39,36 |
| Категория 1\* | 46 896,90 | 41 072,60 | 87 969,50 |  |  |  |
| Категория 2\* | 55 052,80 | 48 215,70 | 103 268,50 |  |  |  |
| Категория 3\* | 31 430,20 | 28 585,80 | 60 016,00 |  |  |  |
| Категория 4.1\* | 9 107,90 | 10 719,30 | 19 827,20 |  |  |  |
| Категория 4.2\* | 1 426,70 | 1 247,60 | 2 674,30 |  |  |  |
| Категория 4.3\* | 746,30 | 594,90 | 1 341,20 |  |  |  |
| Категория 4.4\* | 10 104,10 | 8 121,10 | 18 225,20 |  |  |  |

**Расчет плановой выручки на 2018 год (по одноставочному тарифу)**

| **Потребители** | **Выручка** | | |
| --- | --- | --- | --- |
| **1 полугодие** | **2 полугодие** | **Год** |
| **тыс. руб.** | **тыс. руб.** | **тыс. руб.** |
| **Всего** | **3 432 913,56** | **3 410 213,85** | **6 843 127,41** |
| **Прочие потребители** | 2 626 277,80 | 2 670 608,47 | 5 296 886,26 |
| ВН1 | 962 640,09 | 959 738,25 | 1 922 378,34 |
| ВН | 360 500,19 | 409 243,77 | 769 743,96 |
| СН1 | 84 998,43 | 95 162,27 | 180 160,70 |
| СН2 | 677 143,59 | 739 110,59 | 1 416 254,18 |
| НН | 540 995,49 | 467 353,60 | 1 008 349,09 |
| **Население (в пределах соц. нормы)\*** | 457 083,37 | 431 288,53 | 888 371,89 |
| Категория 1\* | 171 024,59 | 160 372,00 | 331 396,59 |
| Категория 2\* | 200 768,03 | 188 262,73 | 389 030,77 |
| Категория 3\* | 81 499,98 | 78 400,41 | 159 900,39 |
| Категория 4.1\* | 223,21 | 374,91 | 598,12 |
| Категория 4.2\* | 859,66 | 613,28 | 1 472,95 |
| Категория 4.3\* | 36,49 | 32,14 | 68,63 |
| Категория 4.4\* | 2 671,40 | 3 233,05 | 5 904,45 |
| **Население (сверх соц. нормы)\*** | 349 552,40 | 308 316,86 | 657 869,26 |
| Категория 1\* | 119 067,48 | 103 823,73 | 222 891,21 |
| Категория 2\* | 139 774,65 | 121 880,13 | 261 654,78 |
| Категория 3\* | 46 770,65 | 42 220,08 | 88 990,74 |
| Категория 4.1\* | 13 553,28 | 15 831,98 | 29 385,26 |
| Категория 4.2\* | 3 622,28 | 3 153,70 | 6 775,97 |
| Категория 4.3\* | 1 110,55 | 878,64 | 1 989,20 |
| Категория 4.4\* | 25 653,50 | 20 528,60 | 46 182,10 |

Исполнитель отмечает, что величина планового размера выручки (6 843 127тыс. руб.), полученная с использованием установленных на 2018 год одноставочных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, и балансовых показателей соответствует необходимой валовой выручке филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго», определенной РСТ Забайкальского края на 2018 год (6 842 298 тыс. руб.). Отклонение незначительное, составляет (+829 тыс. руб.).

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№п/п** | **Показатель** | **Ед. измерения** | **Сумма** |
| 1 | Утвержденная котловая НВВ | тыс. руб. | 6 842 298 |
| 2 | Плановая величина выручки определенная исходя из утвержденного баланса и установленных тарифов | тыс. руб. | 6 843 127 |
| 5 | Отклонение (срока 2-строка1) | тыс. руб. | 829 |
| % | 0,012 |

В соответствии с информацией о фактической выручке в разрезе потребителей и уровней напряжения, представленной филиалом в рамках дополнительного запроса, Исполнителем проанализирована фактическая товарная выручка за год в разрезе полугодий, а также произведено сопоставление фактической товарной выручки и плановой (расчетной) выручки на 2018 год

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Мощность | Объем | Средний тариф | Стоимость |
| МВтч | тыс.кВтч | Руб./ | тыс.руб. |
| тыс.кВтч |
| Плановая величина выручки определенная исходя из утвержденного баланса и установленных тарифов | 689 | 5 599 303 | 1 222 | 6 843 127 |
| Фактическая товарная выручка | 690 | 5 602 633 | 1 273 | 7 133 147 |
| Отклонение |  | **3 330** | **51** | **290 020** |

По факту за 2018 год выручка составила 7 133 147 тыс. руб., что больше плановой котловой НВВ на 290 849 тыс. руб. и больше плановой величины выручки определенной исходя из утвержденного баланса и установленных тарифов на   
290 020 тыс. руб.

| №п/п | Показатель | Ед. измерения | Сумма |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | Плановая котловая НВВ | тыс. руб. | 6 842 298 |
| 2 | Плановая величина выручки определенная исходя из утвержденного баланса и установленных тарифов | тыс. руб. | 6 843 127 |
| 3 | Фактическая товарная выручка | тыс. руб. | 7 133 147 |
| 4 | Отклонение (строка 3-строка 1) | тыс. руб. | 290 849 |
| % | 4,3 |
| 5 | Отклонение (срока 3-строка2) | тыс. руб. | 290 020 |
| % | 4,2 |

Превышение связано с увеличением объема полезного отпуска на 3 330 тыс. кВт\*ч.

### **Экономическая оценка результатов деятельности филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» за 2017-2018 годы по оказанию услуг по передаче электрической энергии**

Оценка результатов деятельности филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» за 2017-2018 гг. проведена на основании представленной Обществом бухгалтерской и статистической отчетности за период с 01.01.2016 по 31.12.2018.

Учитывая то, что Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» является филиалом ПАО «МРСК Сибири» и не имеет законченного бухгалтерского баланса, анализ произведен на основании следующих данных:

* Бухгалтерский баланс ПАО «МРСК Сибири» за 12 месяцев 2016 года (форма №1);
* Отчет о финансовых результатах ПАО «МРСК Сибири» за 12 месяцев 2016 года (форма№2);
* Бухгалтерский баланс ПАО «МРСК Сибири» за 12 месяцев 2017 года (форма №1);
* Отчет о финансовых результатах ПАО «МРСК Сибири» за 12 месяцев 2017 года (форма№2);
* Бухгалтерский баланс ПАО «МРСК Сибири» за 12 месяцев 2018 года (форма №1);
* Отчет о финансовых результатах ПАО «МРСК Сибири» за 12 месяцев 2018 года (форма№2).
* Приложение № 5.13 «Информация по отчетным сегментам»   
  ПАО «МРСК Сибири» к аудиторскому заключению независимого аудитора о бухгалтерской (финансовой) отчетности ПАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири» за 2016, 2017, 2018 годы.
* Таблица 1.3. - Показатели раздельного учета доходов и расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, согласно форме «Отчет о прибылях и убытках» за 2016, 2017, 2018 годы.
* Таблица 1.6. Расшифровка расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям за 2016, 2017, 2018 годы.

В рамках проводимого анализа Исполнителем осуществлено укрупнение (агрегирование) информации, содержащейся в бухгалтерском балансе, путем сложения показателей по некоторым строкам баланса. Свертка баланса произведена для повышения наглядности при проведении временных сопоставлений. Анализ осуществлялся среди ограниченного числа соответствующих агрегированных итогов и в необходимых аналитических разрезах.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование**  **показателя** | | **на 31.12.2016** | | **На 31.12.2017** | | **На 31.12.2018** | |
| **в т.ч. ПАО «МРСК Сибири»** | **в т.ч. Филиал  ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго»** | **в т.ч. ПАО «МРСК Сибири»** | **в т.ч. Филиал  ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго»** | **в т.ч. ПАО «МРСК Сибири»** | **в т.ч. Филиал  ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго»** |
| **Показатели по форме №1, таблице 1.6., а также приложение к аудиторским заключениям № 5.13** | | | | | | | |
| **I Внеоборотные активы** | **51 437 053** | | **7 464 123** | **54 433 291** | **7 379 024** | **62 001 315** | **7 891 336** |
| в т.ч. основные средства | 48 518 697 | | 7 347 719 | 51 333 090 | 7 328 782 | 58 901 059 | 7 263 286 |
| в т.ч. незавершенное строительство | 4 374 621 | | 648 449 | 4 729 050 | 287 454 | 4 537 627 | 318 793 |
| **II Оборотные активы** | **19 201 543** | |  | **18 703 875** |  | **16 677 092** |  |
| в т.ч. Дебиторская задолженность | 16 150 713 | | 3 089 692 | 14 958 400 | 3 115 520 | 14 530 669 | 3 734 283 |
| **Итого Валюта Баланса:** | **70 638 596** | | **11 006 778** | **73 137 166** | **11 470 001** | **78 678 407** | **13 111 209** |
| **III Капитал и Резервы** | **27 810 063** | |  | **28 714 209** |  | **29 193 370** |  |
| **IV Обязательства** | **42 828 533** | | **2 546 075** | **44 422 957** | **3 880 256** | **49 485 037** | **5 179 478** |
| в т.ч. |  | |  |  |  |  |  |
| Заемные средства | 23 309 840 | | 1 593 155 | 28 953 596 | 896 039 | 31 745 207 | 2 250 366 |
| Кредиторская задолженность | 13 412 161 | |  | 9 300 696 |  | 11 738 578 |  |
| Отложенные налоговые обязательства, оценочные обязательства, прочее | 6 106 532 | |  | 6 168 665 |  | 6 001 252 |  |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование**  **показателя** | **на 31.12.2016** | | **На 31.12.2017** | | **На 31.12.2018** | |
| **в т.ч. ПАО «МРСК Сибири»** | **в т.ч. Филиал ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго»** | **в т.ч. ПАО «МРСК Сибири»** | **в т.ч. Филиал ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго»** | **в т.ч. ПАО «МРСК Сибири»** | **в т.ч. Филиал ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго»** |
| **Показатели по форме №2, таблице 1.3.** | | | | | | |
| Выручка | 47 506 228 | 6 630 410 | 51 847 988 | 6 914 584 | 55 628 634 | 7 233 144 |
| в т.ч. передача электроэнергии | 46 487 184 | 6 539 345 | 50 835 332 | 6 837 033 | 51 364 047 | 7 133 147 |
| Себестоимость | 43 151 053 | 5 912 251 | 43 159 974 | 6 184 736 | 46 654 390 | 6 568 725 |
| в т.ч. передача электроэнергии | 42 436 032 | 5 813 351 | 42 209 938 | 6 136 271 | 43 572 832 | 6 503 306 |
| Коммерческие и управленческие расходы | 3 068 454 | 319 323 | 3 522 291 | 459 455 | 3 725 054 | 444 910 |
| Проценты к получению | 67 394 | 8 671 | 48 074 | 3 365 | 47 451 | 1 424 |
| Проценты к уплате | 1 848 574 | 90 767 | 1 996 995 | 91 788 | 2 015 670 | 184 300 |
| Прочие доходы | 2 051 345 | 366 143 | 9 209 230 | 961 683 | 5 028 288 | 1 220 152 |
| Прочие расходы | 3 305 013 | 478 808 | 11 164 656 | 2 145 544 | 6 759 789 | 538 089 |
| Текущий налог на прибыль, прочие налоговые активы и обязательства | 55 483 | -27 342 | 357 230 | -299 074 | 701 197 | 126 433 |
| **Чистая прибыль / убыток** | **-1 803 610** | **231 417** | **904 146** | **-702 817** | **848 273** | **592 263** |
|  |  |  |  |  |  |  |

**Анализ структуры «Внеоборотных активов»:**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатели  ПАО «МРСК Сибири»** | **Абсолютное значение, тыс. руб.** | | | **Удельный вес(%)** | | |
| **На 31.12.2016г.** | **На 31.12.2017г.** | **На 31.12.2018г.** | **На 31.12.2016г.** | **На 31.12.2017г.** | **На 31.12.2018г.** |
|
| **ИТОГО:** | **51 437 053** | **54 433 291** | **62 001 315** | **100,0%** | **100,0%** | **100,0%** |
| Нематериальные Активы и Результаты исследований и разработок | 588 554 | 522 066 | 476 477 | 1,1% | 1,0% | 0,8% |
| **Основные средства** | **48 518 697** | **51 333 090** | **58 901 059** | 94,3% | 94,3% | 95,0% |
| земельные участки и объекты природопользования | 83 231 | 91 332 | 99 560 | 0,2% | 0,2% | 0,2% |
| здания, машины, оборудование | 42 428 960 | 44 804 557 | 52 576 729 | 82,5% | 82,3% | 84,8% |
| другие виды основных средств | 678 966 | 953 661 | 1 181 472 | 1,3% | 1,8% | 1,9% |
| незавершенное строительство | 4 374 621 | 4 729 050 | 4 537 627 | 8,5% | 8,7% | 7,3% |
| авансы, выданные под капитальное строительство и приобретение основных средств | 96 336 | 335 808 | 181 912 | 0,2% | 0,6% | 0,3% |
| сырье и материалы, предназначенные для использования при создании основных средств | 856 583 | 418 682 | 323 759 | 1,7% | 0,8% | 0,5% |
| Доходные вложения в материальные ценности | 360 | 319 | 3 965 | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| **Долгосрочные финансовые вложения** | 324 316 | 318 808 | 172 260 | 0,6% | 0,6% | 0,3% |
| **Отложенные налоговые активы** | 1 351 199 | 1 728 282 | 1 992 616 | 0,6% | 3,2% | 3,2% |
| **Прочие внеоборотные активы** | 653 927 | 530 726 | 454 938 | 2,6% | 1,0% | 0,7% |

В структуре «Внеоборотных активов» за период 2016-2018 г.г. значительных изменений не произошло.

| **Показатели филиала  ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго»** | **Абсолютное значение, тыс. руб.** | | | **Отклонение показателей, в абсолютном значении** | | **Темп прироста, %** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **На 31.12.2016г.** | **На 31.12.2017г.** | **На 31.12.2018г.** | **за 2017 год** | **за 2018 год** | **за 2017 год** | **за 2018 год** |
|
| **Основные средства** | **7 347 719** | **7 328 782** | **7 263 286** | **-18 937** | **-65 496** | **-0,3%** | **-0,9%** |
| **в том числе** |  |  |  |  |  |  |  |
| незавершенное строительство | 648 449 | 287 454 | 318 793 | -360 995 | 31 339 | -55,7% | 10,9% |

По показателю основных средств филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» значительных изменений за анализируемый период также не произошло.

**Анализ структуры «Оборотных активов»:**

| **Показатели ПАО «МРСК Сибири»** | **Абсолютное значение, тыс. руб.** | | | **Удельный вес(%)** | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **На 31.12.2016г.** | **На 31.12.2017г.** | **На 31.12.2018г.** | **На 31.12.2016г.** | **На 31.12.2017г.** | **На 31.12.2018г.** |
|
| **ИТОГО:** | **19 201 543** | **18 703 875** | **16 677 092** | **100,0%** | **100,0%** | **100,0%** |
| **Запасы** | **2 405 177** | **2 052 131** | **1 607 448** | **12,5%** | **11,0%** | **9,6%** |
| **НДС по приобретенным ценностям** | **22 411** | **8 127** | **40 504** | **0,1%** | **0,2%** | **0,2%** |
| **Дебиторская задолженность** | **16 150 713** | **14 958 400** | **14 530 669** | **84,1%** | **80,0%** | **87,1%** |
| платежи, по которой ожидаются более, чем через 12 мес. после отчетной даты | 576 543 | 1 921 252 | 3 414 571 | 3,0% | 10,3% | 20,5% |
| *покупатели и заказчики* | 474 403 | 1 684 523 | 2 773 448 | 2,5% | 9,0% | 16,6% |
| *векселя к получению* | - | - | - | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| *авансы выданные* | 6 166 | 7 256 | 6 341 | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| *прочая дебиторская задолженность* | 95 974 | 229 473 | 634 782 | 0,5% | 1,2% | 3,8% |
| платежи, по которой ожидаются в течение 12 мес. после отчетной даты | 15 574 170 | 13 037 148 | 11 116 098 | 81,1% | 69,7% | 66,7% |
| *покупатели и заказчики* | 12 888 576 | 10 425 383 | 8 358 310 | 67,1% | 55,7% | 50,1% |
| *авансы выданные* | 454 465 | 754 436 | 822 017 | 2,4% | 4,0% | 4,9% |
| *прочая дебиторская задолженность* | 2 231 129 | 1 857 329 | 1 935 771 | 11,6% | 9,9% | 11,6% |
| **Краткосрочные финансовые вложения** | **-** | **-** | **-** | **0,0%** | **0,0%** | **0,0%** |
| **Денежные средства** | **179 665** | **855 215** | **117 245** | **0,9%** | **4,6%** | **0,7%** |
| **Прочие оборотные активы** | **443 577** | **800 002** | **381 226** | **2,3%** | **4,3%** | **2,3%** |

**За 2017 год:**

Исполнитель отмечает снижение удельного веса дебиторской задолженности с 84,1% до 80,0% от общей величины оборотных активов. В абсолютном выражении снижение составило 1 192 313 тыс. руб.

Исполнитель отмечает, что в 2018 г. был проведен аудит бухгалтерской отчетности ПАО «МРСК Сибири» за 2017 г. Аудиторская проверка была проведена ООО «РСМ РУСЬ». Аудиторское заключение № РЕМ-1359 от 22.02.2018 г. В аудиторском заключении, вопрос обесценения дебиторской задолженности является одним из наиболее значимых, в связи с наличием существенной дебиторской задолженности.

В соответствии с пунктом 70 Положения по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации, утвержденного приказом Министерства финансов Российской Федерации от 29 июля 1998 г. № 34н, следует, что организация создает резервы сомнительных долгов в случае признания дебиторской задолженности сомнительной с отнесением сумм резервов на финансовые результаты организации. Сомнительной считается дебиторская задолженность организации, которая не погашена или с высокой степенью вероятности не будет погашена в сроки, установленные договором, и не обеспечена соответствующими гарантиями.

В соответствии с Приложением № 5.6.2. к аудиторскому заключению № РЕМ-1359 от 22.02.2018 г. ПАО «МРСК Сибири» сформировало резерв по сомнительным долгам в размере 2 768 624 тыс. руб., что явилось основной причиной снижения данного показателя. Изменения по другим статьям незначительные.

**За 2018 год:**

Исполнитель отмечает положительную динамику по снижению дебиторской задолженности за 2018 год на 3%, несмотря на рост выручки в целом по предприятию.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатели филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго»** | **Абсолютное значение, тыс. руб.** | | | **Отклонение показателей, в абсолютном значении** | | **Темп прироста, %** | |
| **На 31.12.2016г.** | **На 31.12.2017г.** | **На 31.12.2018г.** | **за 2017 год** | **за 2018 год** | **за 2017 год** | **за 2018 год** |
|
| Дебиторская задолженность | 3 089 692 | 3 115 520 | 3 734 283 | -25 828 | -618 763 | 0,84% | 19,86% |

**За 2017 год:**

Исполнитель отмечает увеличение дебиторской задолженности за период 2016-2017 гг. филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго». В абсолютном выражении увеличение составило 25 828 тыс. руб., что составляет 0,84% и не является существенным.

**За 2018год:**

Дебиторская задолженность филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» увеличился на 20% (в абсолютном выражении на 618 763 тыс. руб.). Исполнитель отмечает, что выручка филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» изменилась на 4,6 % (в абсолютном выражении рост составил 318 560 тыс. руб.) На основании вышеизложенного Исполнитель считает данный прирост уровня «Дебиторской задолженности» существенным, что свидетельствует о повышении операционных рисков.

**Анализ структуры Пассивов:**

| **Показатели ПАО «МРСК Сибири»** | **Абсолютное значение, тыс. руб.** | | | **Удельный вес(%)** | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **На 31.12.2016г.** | **На 31.12.2017г.** | **На 31.12.2018г.** | **На 31.12.2016г.** | **На 31.12.2017г.** | **На 31.12.2018г.** |
|
| **ИТОГО:** | **70 638 596** | **73 137 166** | **78 678 407** | **100,0%** | **100,0%** | **100,0%** |
| **КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ** | **27 810 063** | **28 714 209** | **29 193 370** | **39,4%** | **39,3%** | **37,1%** |
| Уставной капитал | 9 988 619 | 9 988 619 | 9 988 619 | **14,1%** | 13,7% | 12,7% |
| Переоценка внеоборотных активов | - | - | - | **0,0%** | 0,0% | 0,0% |
| Добавочный капитал без переоценки | 23 179 700 | 23 179 700 | 23 179 700 | **32,8%** | 31,7% | 29,5% |
| Резервный капитал | 123 762 | 123 762 | 168 969 | **0,2%** | 0,2% | 0,2% |
| Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток) | -5 482 018 | -4 577 872 | -4 143 918 | **-7,8%** | -6,3% | -5,3% |
| **ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА** | **19 763 368** | **28 781 553** | **24 692 783** | **28,0%** | **39,4%** | **31,4%** |
| Займы и кредиты | 16 751 700 | 25 469 511 | 21 169 936 | **23,7%** | 34,8% | 26,9% |
| Отложенные налоговые обязательства | 2 659 627 | 2 967 729 | 3 434 349 | **3,8%** | 4,1% | 4,4% |
| Прочие долгосрочные обязательства | 352 041 | 344 313 | 88 498 | **0,5%** | 0,5% | 0,1% |
| **КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА** | **23 065 165** | **15 641 404** | **24 792 254** | **32,7%** | **21,4%** | **31,5%** |
| Займы и кредиты | 6 558 140 | 3 484 085 | 10 575 271 | **9,3%** | 4,8% | 13,4% |
| Кредиторская задолженность | 13 412 161 | 9 300 969 | 11 738 578 | **19,0%** | 12,7% | 14,9% |
| Доходы будущих периодов | - | - | - | **0,0%** | 0,0% | 0,0% |
| Оценочные обязательства | 3 072 672 | 2 797 527 | 2 437 052 | **4,3%** | 3,8% | 3,1% |
| Прочие обязательства | 22 192 | 58 823 | 41 353 | **0,0%** | 0,1% | 0,1% |

**За 2017 год:**

* За 2017 год нераспределенная прибыль (непокрытый убыток) ПАО «МРСК Сибири» снизилась в абсолютном выражении на 904 146 млн. руб. Данное снижение обусловлено созданием резерва по сомнительным долгам в сумме 2 768 624 тыс. руб.;
* Исполнитель отмечает перераспределение между долгосрочными и краткосрочными обязательствами. В 2017 году наблюдается снижение удельного веса краткосрочных обязательств с 32,7% до 21,4% от общей величины пассивов на конец отчетного периода с одновременным ростом долгосрочных обязательств с 28,0% до 39,4% от общей величины пассивов на конец отчетного периода, это положительная тенденция. Снижение объемов краткосрочных заимствований - это снижение финансовых рисков, связанных с финансированием деятельности нестабильными источниками капитала. Более того, чем меньше объем краткосрочного кредитования, тем меньше вероятность формирования зависимости от краткосрочных, но постоянно возобновляемых источников средств, риски, связанные с использованием которых, всегда высоки.;
* По прочим показателям существенных изменений за 2017 год не произошло.

**За 2018 год:**

* Исполнитель отмечает рост краткосрочных обязательств с одновременным снижением дебиторской задолженности. Совокупность этих двух факторов свидетельствует об увеличении финансового риска по единовременному проведению взаиморасчетов по краткосрочным обязательствам;
* Исполнитель отмечает снижение непокрытого убытка на 433 954 тыс. руб., что говорит о прибыльности деятельности организации за 2018 год;
* Иных существенных изменений в структуре пассивов ПАО «МРСК Сибири» не выявлено.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатели филиала ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго»** | **Абсолютное значение, тыс. руб.** | | | **Отклонение показателей, в абсолютном значении** | | **Темп прироста, %** | |
| **На 31.12.2016г.** | **На 31.12.2017г.** | **На 31.12.2018г.** | **за 2017 год** | **за 2018 год** | **за 2017 год** | **за 2018 год** |
|
| Заемные средства | 1 593 155 | 896 039 | 2 250 366 | -697 116 | 1 354 327 | -43,76% | 151,15% |

Относительно значений пассивов филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» необходимо также отметить значительный прирост заемных средств, направленных на пополнение оборотных средств.

**Анализ ликвидности:**

Анализ ликвидности проведен на основании данных балансовых величин ПАО «МРСК Сибири». Провести данный анализ по показателям филиала Исполнитель считает некорректным ввиду отсутствия значительного объема показателей.

Исполнитель произвел группировку активов и пассивов баланса по степени ликвидности:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Активы, тыс. руб.** | | **На 31.12.2017** | **На 31.12.2018** |
| **Наименование группы** | **Обозначение** |
| **Наиболее ликвидные** | А1 | 855 215 | 117 245 |
| (денежные средства и краткосрочные фин. вложения) |
| **Быстрореализуемые** | А2 | 13 037 148 | 11 116 098 |
| (краткосрочная дебиторская задолженность) |
| **Медленнореализуемые** | А3 | 4 811 512 | 5 443 749 |
| (запасы всех видов, НДС, долгосрочная дебиторская задолженность, прочие оборотные активы) |
| **Труднореализуемые** | А4 | 54 433 291 | 62 001 315 |
| (внеоборотные активы) |
| **Пассивы** | | | |
| **Наименование группы** | **Обозначение** | **На 31.12.2017** | **На 31.12.2018** |
| **Наиболее срочные обязательства** | Р1 | 9 300 969 | 11 738 578 |
| (краткосрочные обязательства, кредиторская задолженность) |
| **Краткосрочные обязательства** | Р2 | 6 340 435 | 13 053 676 |
| (оценочные и прочие обязательства) |
| **Долгосрочные обязательства** | Р3 | 28 781 553 | 24 692 783 |
| **Постоянные** | Р4 | 28 714 209 | 29 193 370 |
| (капитал и резервы, доходы будущих периодов) |

Баланс считается абсолютно ликвидным, при следующих соотношениях групп активов и обязательств: А1**>=**P1; А2**>=**P2; А3**>=**P3; А4**>=**P4.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Группа активов, тыс. руб.** | | на 31.12.2017г. | **Группа пассивов, тыс. руб.** | |
| А1 (наиболее ликвидные) | 855 215 | **<** | Р1 (наиболее срочные) | 9 300 969 |
| А2 (быстрореализуемые) | 13 037 148 | **>** | Р2 (краткосрочные) | 6 340 435 |
| А3 (медленнореализуемые) | 4 811 512 | **<** | Р3 (долгосрочные) | 28 781 553 |
| А4 (труднореализуемые) | 54 433 291 | **>** | Р4 (постоянные) | 28 714 209 |

| **Группа активов, тыс. руб.** | | **на 31.12.2018г.** | **Группа пассивов, тыс. руб.** | |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| А1 (наиболее ликвидные) | 117 245 | **<** | Р1 (наиболее срочные) | 11 738 578 |
| А2 (быстрореализуемые) | 11 116 098 | **<** | Р2 (краткосрочные) | 13 053 676 |
| А3 (медленнореализуемые) | 5 443 749 | **<** | Р3 (долгосрочные) | 24 692 783 |
| А4 (труднореализуемые) | 62 001 315 | **>** | Р4 (постоянные) | 29 193 370 |

Проверка выполнения правил ликвидности:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Условие** | **2018 г.** | **2017 Г.** |
| А1**>=**P1; | - | - |
| А2**>=**P2; | + | - |
| А3**>=**P3; | - | - |
| А4**>=**P4; | + | + |

В соответствии с принципами оптимальной структуры активов по степени ликвидности, краткосрочной дебиторской задолженности должно быть достаточно для покрытия среднесрочных обязательств. В данном случае это соотношение не выполняется:

* по 2017 году – нехватка краткосрочных активов составила 1 749 041 тыс. руб. краткосрочная дебиторская задолженность покрывает среднесрочные обязательства на 88,8 %;
* по 2018 году – нехватка краткосрочных активов составила 13 558 911 тыс. руб. краткосрочная дебиторская задолженность покрывает среднесрочные обязательства на 45,3 %.

Исполнитель отмечает, что значительное влияние на ликвидность ПАО «МРСК Сибири» оказало снижение дебиторской задолженности, по причине формирования в 2017 году резерва по сомнительным долгам. Формирование данного резерва обусловлено, прежде всего, нарушением платежной дисциплины потребителей услуг, что является (нарушение платежной дисциплины) прямым нарушением Постановления Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям».

**Анализ финансовых результатов деятельности филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго»:**

Оценка финансовых результатов деятельности филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» проведена на основании Таблицы 1.3. - Показатели раздельного учета доходов и расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, согласно форме «Отчет о прибылях и убытках» за 2017 - 2018 гг.

| **Наименование показателя Филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго»** | **за 2017 год** | **за 2018 год** | **Изменение** | |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Абсолютное значение, тыс. руб. (+,-)** | **Изменение, %** |
| **Выручка** | **6 914 584** | **7 233 144** | 318 560 | 5% |
| в том числе |  |  |  |  |
| выручка от передачи электроэнергии | 6 837 033 | 7 133 147 | 296 114 | 4% |
| выручка от тех.присоединения | 43 007 | 57 332 | 14 325 | 33% |
| Прочая выручка | 34 544 | 42 665 | 8 121 | 24% |
| **Себестоимость продаж** | **6 184 736** | **6 568 725** | 383 989 | 6% |
| в том числе |  |  |  |  |
| себестоимость передачи электроэнергии | 6 136 271 | 6 503 306 | 367 035 | 6% |
| себестоимость тех.присоединения | 25 744 | 30 379 | 4 635 | 18% |
| себестоимость прочей продукции | 22 721 | 35 040 | 12 319 | 54% |
| **Валовая прибыль (убыток)** | **729 848** | **664 419** | -65 429 | -9% |
| в том числе |  |  |  |  |
| от передачи электроэнергии | 700 762 | 629 841 | -70 921 | -10% |
| от тех.присоединения | 17 263 | 26 953 | 9 690 | 56% |
| от прочей продукции | 11 823 | 7 625 | -4 198 | -36% |
| **Управленческие и коммерческие расходы** | **459 455** | **444 910** | -14 545 | -3% |
| в том числе |  |  |  |  |
| от передачи электроэнергии | 450 445 | 437 380 | -13 065 | -3% |
| от тех.присоединения | 7 874 | 5 740 | -2 134 | -27% |
| от прочей продукции | 1 136 | 1 790 | 654 | 58% |
| **Прибыль (убыток) от продаж** | **270 393** | **219 509** | -50 884 | -19% |
| в том числе |  |  |  |  |
| от передачи электроэнергии | 250 317 | 192 461 | -57 856 | -23% |
| от тех.присоединения | 9 389 | 21 213 | 11 824 | 126% |
| от прочей продукции | 10 687 | 5 835 | -4 852 | -45% |
| **Проценты к получению** | **3 365** | **1 424** | -1 941 | -58% |
| в том числе |  |  |  |  |
| от передачи электроэнергии | - | - | - |  |
| от тех.присоединения | - | - |  |  |
| от прочей продукции | 3 365 | 1 424 | -1 941 | -58% |
| **Проценты к уплате** | **91 788** | **184 300** | 92 512 | 101% |
| в том числе |  |  |  |  |
| от передачи электроэнергии | 91 788 | 184 300 | 92 512 | 101% |
| от тех.присоединения | - | - | - |  |
| от прочей продукции | - | - | - |  |
| **Прочие доходы** | **961 683** | **1 220 152** | 258 469 | 27% |
| в том числе |  |  |  |  |
| от передачи электроэнергии | 860 025 | 620 230 | -239 795 | -28% |
| от тех.присоединения | 35 380 | 6 486 | -28 894 | -82% |
| от прочей продукции | 66 278 | 593 436 | 527 158 | 795% |
| **Прочие расходы** | **2 145 544** | **538 089** | -1 607 455 | -75% |
| в том числе |  |  |  |  |
| от передачи электроэнергии | 2 077 878 | 438 628 | -1 639 250 | -79% |
| от теприсоединения | 45 057 | 11 788 | -33 269 | -74% |
| от прочей продукции | 22 609 | 87 673 | 65 064 | 288% |
| **Прибыль (убыток) до налогообложения** | **-1 001 891** | **718 696** | 1 720 587 | -172% |
| **Текущий налог на прибыль, прочие налоговые активы и обязательства** | **-299 074** | **126 433** | 425 507 | -142% |
| в том числе |  |  |  |  |
| от передачи электроэнергии | -310 618 | 23 828 | 334 446 | -108% |
| от тех.присоединения | - | - | - |  |
| от прочей продукции | 11 544 | 102 605 | 91 061 |  |
| **Чистая прибыль (убыток)** | **-702 817** | **592 263** | 1 295 080 | -184% |
| в том числе |  |  | - |  |
| от передачи электроэнергии | **-748 706** | **165 934** | 914 640 | -122% |
| от тех.присоединения | **-288** | **15 911** | 16 199 | -5625% |
| от прочей продукции | **46 177** | **410 418** | 364 241 | 789% |

Исполнитель отмечает увеличение выручки в 2018 году по сравнению с соответствующим показателем 2017 г. Общее увеличение выручки по филиалу составило 5 %, что в абсолютном выражении – 318 560 тыс. руб.

Деятельность филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» за 2017 год является убыточной. При этом, убыток формируется по регулируемому виду деятельности – оказание услуг по передаче электрической энергии. Однако, за 2018 год у филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» появляется положительное значение показателя по чистой прибыли, в том числе и по регулируемому виду деятельности – оказание услуг по передаче электрической энергии. Положительное значение показателя свидетельствует об эффективной основной деятельности предприятия, которая способна генерировать прибыль.

В настоящем отчете в разделе «Анализ экономически обоснованных выпадающих расходов/недополученных доходов, полученных филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» за 2017-2018 гг. в результате принятых РСТ Забайкальского края тарифно – балансовых решений, в том числе анализ соответствия фактической товарной выручки филиала необходимой валовой выручке филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго», утвержденной регулирующим органом» Исполнителем был представлен сравнительный анализ фактических расходов филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» и расходов, утвержденных регулирующим органом в составе НВВ, а также подробно проанализированы основные причины отклонения.

Обобщая изложенного выше, Исполнитель отмечает, что ведение филиалом ПАО «МРСК Сибири» «Читаэнерго» безубыточной деятельности возможно только при установлении экономически обоснованных тарифов на услуги по передаче электрической энергии.