

**РЕСПУБЛИКАНСКАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ  
РЕСПУБЛИКИ БУРЯТИЯ**

**ЭКСПЕРТНОЕ  
ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

**по корректировке определенной необходимой валовой  
выручки территориальной сетевой организации  
АО «Особая экономическая зона «Байкальская гавань» на 2023  
год долгосрочного периода регулирования 2022 – 2026 годы для  
расчета единых (котловых) тарифов на территории Республики  
Бурятия по уровням напряжения**

**Республика Бурятия  
г. Улан-Удэ  
16.11.2022 г**

## Оглавление

1.Общая часть.....	3
1.1. Краткая характеристика предприятия.....	4
1.2. Оценка достоверности данных.....	5
1.3. Ведение раздельного учета затрат.....	6
2.Оценка финансового состояния и показателей раздельного учета.....	7
3. Анализ основных технико-экономических показателей за предшествующий год, текущий год и расчетный период регулирования, а также динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.....	11
3.1. Анализ технических показателей деятельности предприятия за 3 предшествующих года по данным статистической отчетности по форме 46-ЭЭ.....	11
4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям затрат.....	27
4.1. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям затрат за предыдущий период регулирования 2021 год.....	28
4.1.1. Анализ себестоимости произведенных товаров (работ, услуг).....	28
4.1.1.1. Подконтрольные расходы:.....	28
4.1.1.2. Анализ фактических неподконтрольных расходов за 2021 год представлен в таблице ниже: .....	32
Корректировка неподконтрольных расходов за 2021 год исходя из фактических значений указанного параметра:.....	34
4.1.1.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска (ПО) и цен на электрическую энергию:.....	35
4.1.1.4. Корректировка в связи с изменением инвестиционной программы:.....	35
4.1.1.5. Расчет суммы корректировки базового периода с учетом достижения установленного уровня надежности и качества (п.8 Основ ценообразования):.....	35
4.1.1.6. Расчет суммы корректировки необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности.....	36
4.1.8. Расчет суммы корректировки необходимой валовой выручки от экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией.....	36
4.1.9. Расходы сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям.....	36
4.2. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям затрат на регулируемый период 2023 год.....	37
4.2.1. Подконтрольные расходы:.....	37
4.2.2. Неподконтрольные расходы:.....	38
5.5.2. Расчет суммы корректировки необходимой валовой выручки от экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией.....	41
5.5.3. Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка: .....	41
6. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования предприятия.....	43
7. Расходы на оплату электрической энергии в целях компенсации потерь сетевой организации АО «ОЭЗ Байкальская гавань» на 2023 год.....	43
8.Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.....	45
9. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.....	47
10. Анализ соответствия расчета цен (тарифов) и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования цен (тарифов) и (или) их предельных уровней.....	53

## **1.Общая часть**

РСТ РБ проводится экспертиза экономического обоснования предложения по расчету и определению необходимой валовой выручки сетевой организации АО «Особая экономическая зона «Байкальская гавань» (далее – АО «ОЭЗ «Байкальская гавань»)), оказывающей услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Бурятия, по корректировке необходимой валовой выручки на 2023 год, определенной приказом РСТ РБ от 12.11.2019 № 1/18 «Об определении размера необходимой валовой выручки электросетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на 2022-2026 годы».

В рамках проведения экспертизы рассмотрены предложения АО «ОЭЗ «Байкальская гавань», представленные письмом от 29.04.2021 №274 об установлении тарифов на услуги по передаче электроэнергии методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки на очередной период регулирования, на основании долгосрочных параметров регулирования и экономического обоснования предложения по расчету (определению) НВВ.

Экспертиза выполнена с учетом требований к проведению экспертизы, установленных Основами ценообразования и Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178.

Нормативно-правовой и нормативно-методической основой для проведения данного анализа являются:

1. Гражданский, Налоговый, Трудовой и Градостроительный Кодексы Российской Федерации.
2. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»;
4. Постановление Правительства РФ от 28.02.2015 № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям»;
5. Постановление 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»;
6. Приказ Минпромэнерго России от 01.08.2007 № 295 «О перечнях видов имущества, входящего в состав единого производственно-технологического комплекса организации-должника, являющейся субъектом естественной монополии топливно-энергетического комплекса»;
7. Закон Республики Бурятия от 10.09.2007 № 2425-III «О Градостроительном уставе Республики Бурятия»;
8. Постановление Правительства Российской Федерации от 31.12.2009 № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг»;
9. Постановление Правительства РФ от 21.01.2004 № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничного рынков электрической энергии»;
10. Приказ Минэнерго России от 15.04.2014 № 186 «О единых стандартах качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций»;
11. Приказ Минэнерго России 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»;

12. Приказ Минэнерго России 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»;

13. Приказ ФСТ России от 26.10.2010 № 254-э/1 «Об утверждении методических указаний 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»;

14. 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»;

15. 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»;

16. 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»;

17. Приказ ФАС России от 10.03.2022 №196/22 «Об утверждении регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, предусматривающего порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, и формы решения органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов»;

18. Приказ ФСТ России от 24.12.2014 г. № 2390-э «об утверждении методических указаний по учету степени загрузки объектов электросетевого хозяйства при формировании тарифов и (или) их предельных минимальных и (или) максимальных уровней на услуги по передаче электрической энергии»;

19. Постановление Правительства Российской Федерации от 14.11.2022 № 2053 «Об особенностях индексации регулируемых цен (тарифов) с 1 декабря 2022 г. по 31 декабря 2023 г. и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

### 1.1.Краткая характеристика предприятия.

АО «ОЭЗ Байкальская гавань» осуществляет передачу электрической энергии по распределительным сетям 0,4–110 кВ на территории Республики Бурятия. Эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства АО «ОЭЗ Байкальская гавань» осуществляет на основании права собственности. Регулируемую деятельность АО «ОЭЗ Байкальская гавань» осуществляет на территории одного субъекта Российской Федерации – Республики Бурятия.

Полное наименование	Акционерное общество «Особая экономическая зона «Байкальская гавань»
Сокращенное наименование	АО «ОЭЗ Байкальская гавань»
Учредительный документ	Устав, утвержденный распоряжением от 13.11.2017г №04-01-04-530/17
Гражданско-правовой статус	Юридическое лицо
Юридический адрес	670000, Республика Бурятия, г. Улан-Удэ, ул. Борсоева, д. 7А, каб. 20
Почтовый адрес	670000, Республика Бурятия, г. Улан-Удэ, ул. Борсоева, д. 7А, каб. 20
Генеральный директор	Шарипов Максим Юрьевич
Регистрация АО «ОЭЗ Байкальская гавань»	МРИ ФНС №1 по Республике Бурятия от 20.06.2018 г.
Налогообложение	Общая система налогообложения
ОГРН	1170327012690
ИНН/ КПП	0326556361/031601001
Телефон	8 (3012) 200-223
Регулируемые виды деятельности	Передача электрической энергии (ОКВЭД – 35.12)

Обособленные структурные подразделения	нет
Официальный сайт организации в сети интернет	www.baikalharbor.com
Выделенный абонентский номер	8(924)555-00-91

Основной вид деятельности: деятельность в области архитектуры, связанная с созданием архитектурного объекта (ОКВЭД – 71.11.1).

Дополнительный вид деятельности: Передача электрической энергии (ОКВЭД – 35.12).

Регулируемые виды деятельности осуществляются на основании:

- договора купли-продажи электрической энергии от 01.12.2018 №324-00510, заключенного с АО «Читаэнергосбыт»;

- договора оказания услуг по передаче электрической энергии от 30.10.2018 №19/18.0300.4406.18, заключенного с ПАО «МРСК Сибири»- «Бурятэнерго».

## 1.2. Оценка достоверности данных.

На основании п. 12 Правил регулирования и п.24 Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, предусматривающий порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, утвержденным приказом ФАС России от 19.06.2018 № 834/18 (далее – Регламент) организации, осуществляющие регулируемую деятельность, до 1 мая года, предшествующего очередному периоду регулирования, представляют в органы исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов предложения (заявление об установлении тарифов и (или) их предельных уровней, с прилагаемыми обосновывающими материалами об установлении тарифов и (или) предельных уровней тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей, покупателям на розничных рынках на территориях, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка, за исключением электрической энергии (мощности), поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, и на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям.

АО «ОЭЗ Байкальская гавань» не представило в РСТ РБ заявление об установлении тарифов с прилагаемыми обосновывающими материалами на 2023 год.

В соответствии с п.24 Регламента в случае непредставления организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, обосновывающих документов, подтверждающих осуществление расходов на регулируемый вид деятельности, предусмотренных Правилами регулирования, соответствие юридического лица, владеющего объектами электросетевого хозяйства, критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям определяется органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации на основании результатов проверки его хозяйственной деятельности, а также исходя из имеющихся данных за предшествующие расчетные периоды регулирования, использованных в том числе для установления действующих цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии.

Проделанная в процессе экспертизы работа не означает проверку финансово - хозяйственной деятельности предприятия или энергообследование оборудования, занятого на передаче электрической энергии, а означает определение экономически обоснованных затрат АО «ОЭЗ Байкальская гавань» на передачу электрической энергии.

*Справочно:*

*АО «ОЭЗ Байкальская гавань» осуществляет регулируемые виды деятельности на территории Республики Бурятия в период с 20.12.2018 года по настоящее время.*

*АО «ОЭЗ Байкальская гавань» письмами от 15.04.2019 г. № 157 (вх.№ 81-04-12-B1292/19 от 30.04.2019 г.), от 29.04.2021 г. № 274 (вх.№ 81-04-12-B1259/21 от 30.04.2020 г.) и от 30.04.2020 г. № 179 (вх.№ 81-04-12-B1315/20 от 30.04.2020 г.), в адрес РСТ РБ представлено предложения о размере цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2020 год, на 2021 год и на 2022 год соответственно. Предложения, размещены АО «ОЭЗ «Байкальская гавань» на официальном сайте предприятия.*

*РСТ РБ проведена проверка предложений, размещенных на сайте на соответствие предложениям, представленным в материалах тарифного дела и установлено, что предложения не соответствуют.*

*Предприятие, письмами РСТ РБ от 13.05.2019 №81-04-12-ИП168/19, от 14.05.2020 №81-04-12-И977/20 и от 26.05.2020 №81-04-12-ИП175/21, извещено об отказе в открытии дел, в связи с тем, что опубликованное на сайте предприятия предложение о размере цен (тарифов), подлежащих регулированию, в порядке, установленном стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24, не соответствует предложению предприятия, направленному в орган регулирования. Также, предложение об установлении цен (тарифов) размещено (на официальном сайте в сети интернет) с нарушением сроков, предусмотренных Стандартами раскрытия информации.*

*В соответствии с п. 24 вышеуказанных Правил и п.6 Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, предусматривающего порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, и формы решения органа исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования тарифов, утвержденного приказом ФАС России от 19.06.2018 № 834/18, рассмотрение вопроса об установлении цен (тарифов) на очередной период регулирования осуществлено РСТ РБ исходя из имеющихся данных за предшествующие периоды регулирования, использованных в том числе для установления действующих цен (тарифов).*

*АО «ОЭЗ «Байкальская гавань» письмом от 07.12.2018 г. исх.№ 299 (вх№ 81-04-12-В147/18 от 07.12.2018 г.) представлено в адрес РСТ РБ заявление на тарифное регулирование на 2018 год, расчеты и обосновывающие материалы, заверенные в установленном порядке, пронумерованы и скреплены печатью, в этой связи представленные документы могут быть оценены как достоверные, ответственность за достоверность данных несет организация.*

Таким образом, при проведении корректировки необходимой валовой выручки АО «ОЭЗ «Байкальская гавань» на 2023 год долгосрочного периода регулирования 2022-2026 годы экспертами РСТ РБ использованы материалы тарифного дела об установлении НВВ на 2018 год, а также информация размещенная на официальном сайте предприятия в сети интернет и других общедоступных источниках информации.

Предприятие осуществляет эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства на основании права собственности на объекты электросетевого хозяйства.

Экспертами рассматривались и принимались во внимание все предоставленные документы, имеющие значения для данного экспертного заключения.

Эксперты исходили из того, что представленная информация является достоверной. Ответственность за достоверность представленных на экспертизу документов несет АО «ОЭЗ «Байкальская гавань».

Проделанная в процессе экспертизы работа не означает проверку финансово - хозяйственной деятельности предприятия или энергообследование оборудования, занятого на передаче электрической энергии, а означает определение экономически обоснованных АО «Особая экономическая зона «Байкальская гавань» на передачу электрической энергии.

### **1.3.Ведение раздельного учета затрат**

Согласно пп. 5-6 Основ ценообразования, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178, регулирование цен (тарифов) основывается на принципе обязательности ведения раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, объема продукции (услуг), доходов и расходов на производство, передачу, сбыт электрической энергии и технологическое присоединение к электрическим сетям. Субъекты электроэнергетики предоставляют для целей государственного регулирования цен (тарифов) данные раздельного учета (в том числе первичного бухгалтерского учета) активов продукции, доходов и расходов по видам деятельности в сфере электроэнергетики, в том числе передача электрической энергии по

электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям.

Приказом Минэнерго РФ от 13.12.2011 № 585, утвержден «Порядок ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике», который устанавливает правила ведения раздельного учета доходов и расходов, а также иных показателей, необходимых для ведения раздельного учета доходов и расходов, по видам деятельности субъектов естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике.

Предприятие не представило заявление об установлении необходимой валовой выручки на 2023 год. Таким образом, в распоряжении РСТ РБ отсутствует информация ведения раздельного учета доходов и расходов за 2021 год.

## 2. Оценка финансового состояния и показателей раздельного учета

Финансовое состояние предприятия является результатом взаимодействия всех элементов системы финансовых отношений предприятия и поэтому определяется совокупностью производственно – хозяйственных факторов.

Согласно пунктам 5, 6 Основ ценообразования, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178, регулирование цен (тарифов) основывается на принципе обязательности ведения раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, объема продукции (услуг), доходов и расходов на производство, передачу, сбыт электрической энергии и технологическое присоединение к электрическим сетям. Субъекты электроэнергетики предоставляют для целей государственного регулирования цен (тарифов) данные раздельного учета (в том числе первичного бухгалтерского учета) активов продукции, доходов и расходов по видам деятельности в сфере электроэнергетики, в том числе передача электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям.

АО «ОЭЗ «Байкальская гавань» не представило в орган регулирования предложение по корректировке необходимой валовой выручки на 2023 год с обосновывающими материалами тарифной заявки.

Для анализа экспертом использовалась бухгалтерская (финансовая) отчетность: бухгалтерский баланс за 2021 год (форма №1) и отчет о финансовых результатах за 2021 год (форма №2), размещенные на официальном сайте предприятия.

### ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Наименование показателя	За 2020 г.		За 2021 г.		Отклонение	
	Абсолют. млн.руб	%	Абсолют. млн.руб.	%	Абсолют. млн.руб.	%
1	2	3	4	5	6 =2-4	7=3-5
Выручка	10 661	99,46	9 340	99,98	1 321	-0,52
Себестоимость продаж	152 682	1 424,41	153 929	1 647,71	-1 247	-223,30
Валовая прибыль (убыток)	-142 021	-1 324,95	-144 589	-1 547,73	2 568	222,78
Коммерческие расходы	34 256	319,58	32 590	348,85	1 666	-29,27
Прибыль (убыток) от продаж	-176 277	-1 644,53	-177 179	-1 896,59	902	252,06
Проценты к получению	608	5,67	1 060	11,35	-452	-5,67
Проценты к уплате	58	0,54	2	0,02	56	0,52
Прочие доходы	22 170	206,83	710	7,60	21 460	199,23
Прочие расходы	3 082	28,75	2 774	29,69	308	-0,94
Прибыль (убыток) до налогообложения	-156 639	-1 461,32	-178 185	-1 907,35	21 546	446,03
текущий налог на прибыль в т.ч.	31 096	290,10	35 351	0,00	-4 255	290,10
Чистая прибыль (убыток)	-125 543	-1 171,22	-142 834,00	-1 528,94	17 291,00	357,73
Справочно: Всего доходов	10 719,00	100,00	9 342,00	100,00	1 377,00	0,00

В анализируемом периоде выручка предприятия увеличилась на 1 321 млн.руб. и составила 10 661 млн.руб. Доля выручки в совокупных доходах на конец анализируемого периода составила 99,46% (на уровне прошлого года).

Валовая прибыль предприятия снизилась на 2 568 млн. руб. с (-144 589) млн.руб. в 2020 году до (-142 021) млн.руб. в 2021 году. Прибыль до налогообложения в анализируемом периоде снизилась на 21 546 млн.руб. и составила (-156 639) млн.руб. снижение этого показателя обусловлено снижением прибыли от продаж на 1 351 млн.руб. до (-1 385) млн.руб.

Структура финансовых результатов предприятия за анализируемый период существенно не изменилась. В анализируемом периоде доля себестоимости продаж в совокупных доходах не изменилась.

Деятельность, ради осуществления которой было создано Предприятие, за анализируемый период была, убыточной. Наличие убытка в анализируемом периоде отрицательно сказалось на всех финансовых показателях предприятия.

#### СТРУКТУРА АКТИВОВ

Наименование показателя	2020 г.		2021 г.		Отклонение	
	Абсолют. млн.руб.	%	Абсолют. млн.руб.	%	Абсолют. млн.руб.	%
1	2	3	4	5	6 =2-4	7=3-5
I. Внеоборотные активы	2 459 069	98,69	2 534 105	99,37	-75 036,00	-0,68
Основные средства	2 337 008	93,79	2 443 916	95,84	-106 908,00	-2,05
Финансовые вложения	122 061	4,90	90 189	3,54	31 872,00	1,36
II. Оборотные активы	32 615	1,31	15 962	0,63	16 653,00	0,68
Запасы	0	0,00	0	0,00	0,00	0,00
Дебиторская задолженность	2 384	0,10	2 056	0,08	328,00	0,02
Денежные средства и денежные эквиваленты	20 368	0,82	4 094	0,16	16 274,00	0,66
Прочие оборотные активы	9 863	0,40	9 812	0,38	51,00	0,01
Баланс	2 491 684	100,00	2 550 067	100,00	-58 383,00	0,00
Чистый оборотный капитал (за вычетом краткосрочных обязательств)	29 926	1,20	12 808	0,50	17 118,00	0,70
Чистые активы (в соответствии с "Порядком оценки стоимости чистых активов акционерных обществ" (утв. приказом Минфина РФ и ФКЦБ №№ 10н, 03-6/пз))	2 479 297	99,50	2 540 320	99,62	-61 023,00	-0,11

#### Внеоборотные активы

Внеоборотные активы Предприятия в анализируемом периоде снизились с 2 534 105 млн.руб. до 2 459 069 млн.руб. В тоже время структура совокупных активов за анализируемый период не изменилась, основная часть совокупных оборотных активов неизменно приходилась на основные средства (95,84% в 2020 году и 93,79% в 2021 году), что свидетельствует о формировании достаточно тяжелой структуры активов, способствующей замедлению оборачиваемости средств предприятия.

В целом, Предприятие имеет «тяжелую» структуру активов, что свидетельствует о значительных накладных расходах и высокой чувствительности к изменениям выручки.

#### Оборотные активы

Оборотные активы Предприятия в анализируемом периоде увеличились на 16 653 млн.руб. (с 15 962 млн.руб. в 2020 году до 32 615 млн.руб. в 2021 году).

Рост оборотных активов произошёл за счет увеличения объемов денежных средств и денежных эквивалентов на 16 274 млн.руб. (с 4 094 млн.руб. в 2020 году до 20 368 млн.руб. в 2021 году).

Структура оборотных активов за анализируемый период существенно изменилась. В 2020 году основная часть оборотных активов приходилась прочие оборотные активы 61,47 %, в 2021 году на денежные средства и денежные эквиваленты 62,44%.

Такая структура с высокой долей денежных средств и низким уровнем дебиторской задолженности может свидетельствовать о благополучном состоянии расчетов Предприятия с потребителями.

Денежные средства и денежные эквиваленты предприятия в анализируемом периоде выросли на 16 274 тыс.руб (с 4 094 млн.руб. в 2020 году до 20 368 млн.руб. в 2021 году).

Величина чистого оборотного капитала (то есть разницы между запасами, краткосрочной дебиторской задолженностью, денежными средствами, краткосрочными финансовыми вложениями и всеми краткосрочными обязательствами (кредиторской и финансовой задолженностью) показывает, что в анализируемом периоде собственные оборотные средства Предприятия увеличилась на 17 118 млн.руб.

Чистые активы (в соответствии с «Порядком оценки стоимости чистых активов акционерных обществ» (утв. приказом Минфина РФ и ФКЦБ №№ 10н, 03-6/пз)) на начало анализируемого периода составили 2 540 320 млн. руб., а в конце периода были равны 2 479 297 млн. руб.

По результатам проведенного анализа установлено, что доля денежных средств в совокупных активах значительно увеличилась, что свидетельствует об улучшении структуры активов Предприятия.

### СТРУКТУРА ПАСИВОВ

Наименование показателя	2020		2021		Отклонение	
	Абсолют.	%	Абсолют.	%	Абсолют.	%
1	2	3	4	5	6=4-2	7=5-3
Уставный капитал	2 371 457	95,17	2 899 801	113,71	528 344	18,54
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	107 840	4,33	-359 481	-14,10	-467 321	-18,42
Итого по разделу III. Капитал и Резервы	2 479 297	99,50	2 540 320	99,62	61 023	0,11
заемные средства в т.ч.	1 257	0,05	379	0,01	-878	-0,04
долгосрочные займы	1 257	10,15	379	0,01	-878	-10,13
IV. Долгосрочные обязательства	1 257	0,05	379	0,01	-878	-0,04
заемные средства	4 000	0,16	2 502	0,10	-1 498	-0,06
краткосрочные займы	4 441	0,18	3 712	0,15	-729	-0,03
Краткосрочная кредиторская задолженность	2 689	0,11	3 154	0,12	465	0,02
Прочие обязательства	0	0,00	0	0,00	0	0,00
V. Краткосрочные обязательства	11 130	0,45	9 368	0,37	-1 762	-0,08
Баланс	2 491 684	100,00	2 550 067	100,00	58 383	0,00
Собственный капитал	2 479 297	99,50	2 540 320	99,62	61 023	0,11
заемный капитал	12 387	0,50	9 747	0,38	-2 640	-0,11

Основным источником формирования совокупных пассивов в анализируемом периоде является собственный капитал 99,50% (рост к 2020 году на 0,11%). Что может свидетельствовать о росте финансовой устойчивости предприятия.

В анализируемом периоде не изменилась структура собственного капитала, доля уставного капитала составила 95,17%, (снижение к 2020 году на 18,54%).

В анализируемом периоде у Предприятия отсутствовала задолженность перед персоналом организации, перед гос. внебюджетными фондами, по авансам полученным.

В анализируемом периоде структура заемного капитала существенно не изменилась. Долгосрочные обязательства отсутствуют. Краткосрочные обязательства за анализируемый период увеличились на 465млн. руб. (доля в структуре совокупных пассивов на конец отчетного периода 25,77%). Преобладание краткосрочных источников в структуре заемного капитала является негативным фактом, который характеризует ухудшение структуры баланса и повышение риска утраты финансовой устойчивости

### ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Наименование статей	За 2020 г.	За 2021 г.	Отклонение
Рентабельность активов по прибыли до налогообложения	0,01	-0,07	-0,08

Рентабельность производственных активов по результатам от основной деятельности	-0,11	-0,06	0,06
Рентабельность продаж (основной деятельности)	-14,69	-19,08	-4,38
Рентабельность продаж по чистой прибыли	-11,78	-15,29	-3,52
Рентабельность собственного капитала (фактического)	-0,05	-0,06	-0,01
Рентабельность активов по чистой прибыли	-0,10	-0,06	0,04
Оборачиваемость активов	0,00428	0,00366	-0,00062
Оборачиваемость кредиторской задолженности	7,93	3,20	-4,73
Длительность оборота кредиторской задолженности, дни	46,03	114,48	68,45
Оборачиваемость краткосрочной задолженности по денежным средствам	3,96	921,61	917,64
Длительность оборота краткосрочной задолженности по денежным платежам, дни	92,06	0,40	-91,67
Чистый производственный оборотный капитал	21 485,00	6 594,00	-14 891,00
Длительность оборота чистого производственного оборотного капитала	0,02	0,06	0,04
Чистый оборотный капитал (за вычетом кред. задолж.)	29 926,00	12 808,00	-17 118,00

Значение рентабельности активов по прибыли до налогообложения на конец анализируемого периода равно 0,01, что свидетельствует об средней эффективности использования имущества.

Рентабельность собственного капитала (фактического) на конец анализируемого периода выросла на 0,01 (с -0,06 до -0,05) что свидетельствует о низкой эффективности привлечения инвестиционных вложений в предприятие.

Длительность оборота чистого производственного оборотного капитала на конец анализируемого периода равна 0,02, что говорит с одной стороны, о положительной тенденции в структуре оборотного капитала, т.к. предприятие финансирует коммерческий кредит, предоставляемый своим покупателям, а также свои запасы за счет отсрочки платежей кредиторам. С другой стороны, этот факт связан с риском потери финансовой устойчивости и платежеспособности.

#### ФИНАНСОВАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	Отклонение
Соотношение заемного и собственного капитала (фактического)	0,0050	0,0038	0,00
Уровень собственного капитала (фактического)	1,00	1,00	0,00
Коэффициент покрытия внеоборотных активов собственным капиталом (фактическим)	1,01	1,00	-0,01
Коэффициент обеспеченности собственными средствами	0,62	0,39	-0,23
Коэффициент покрытия	2,93	1,70	-1,23
Промежуточный коэффициент покрытия	0,36	0,30	-0,06
Коэффициент срочной ликвидности	2,04	0,66	-1,39
Коэффициент покрытия обязательств притоком денежных средств (коэф. Бивера)	0,07	0,09	0,02
Интервал самофинансирования, дни	54,70	14,71	-40,00

Уровень собственного капитала Предприятия на конец анализируемого периода составляет 1,00, что говорит о высоком запасе прочности и возможности привлечения дополнительных заемных средств.

Коэффициент покрытия внеоборотных активов собственным капиталом на конец анализируемого периода составляет 1,01, что свидетельствует о средней вероятности риска потери финансовой устойчивости.

Коэффициент Бивера, равный отношению притока денежных средств к общей сумме задолженности, на конец анализируемого периода составил 0,07, что позволяет отнести предприятие к средней группе риска потери платежеспособности.

Интервал самофинансирования (или платежеспособности) Предприятия на конец анализируемого периода составил 54,70 дня, что говорит о высоком уровне резервов предприятия

для финансирования своих затрат в составе себестоимости. В международной практике считается нормальным, если данный показатель превышает 90 дней (в годовом исчислении 360 дней).

В результате проведенного анализа финансовой устойчивости Предприятия установлено что, показатели финансовой устойчивости Предприятия в 2021 году незначительно улучшились относительно показателей финансовой устойчивости в 2020 году. Показатели финансовой устойчивости Предприятия соответствуют второму типу финансовой устойчивости – это означает, что предприятие финансово устойчиво и имеет среднюю рентабельность.

#### КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ на 01.01.2022 г.

Наименование показателя	Группы			
	1	2	3	4
Рентабельность собственного капитала (ROE, приведённая к году), %	> 16,000	8,000 - 16,000	0.001 - 7,999	<= 0 -0,05
Уровень собственного капитала, %	>= 70	60 - 69.999	50 - 59.999	< 50 1,00
Коэффициент покрытия внеоборотных активов собственным капиталом	> 1.1	1.0 - 1.1 1,01	0.8 - 0.999	< 0.8
Длительность оборота кредиторской задолженности, дни	1-60	61 - 90	91 - 180 92,06	> 180; = 0
Длительность оборота чистого производственного оборотного капитала, дни	1-30	> 30; (-10) - (-1) 0,02	(-30) - (-11)	< -30; = 0
Цена интервала	5	3	1	0
Сумма баллов	7			

В результате проведенной комплексной оценки финансового состояния предприятия установлено что, предприятие относится к третьей группе инвестиционной привлекательности, это означает, что на конец анализируемого периода предприятие финансово устойчиво, оно имеет среднюю рентабельность для поддержания платежеспособности на приемлемом уровне. Ему не грозит риск потери финансовой устойчивости. Инвестиции в предприятие не связаны с повышенным риском.

### 3. Анализ основных технико-экономических показателей за предшествующий год, текущий год и расчетный период регулирования, а также динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования

#### 3.1. Анализ технических показателей деятельности предприятия за 3 предшествующих года по данным статистической отчетности по форме 46-ЭЭ.

Анализ баланса электрической энергии за 2019 - 2021 годы. Баланс электрической энергии по сетям ВН, СН1, СН11 и НН АО «ОЭЗ Байкальская гавань» представлен в нижеследующих таблицах:

Необходимо отметить, что АО «ОЭЗ Байкальская гавань» осуществляет регулируемую деятельность по оказанию услуги по передаче электроэнергии с 2018 года. РСТ РБ определен размер НВВ и установлены тарифы на услуги по передаче электроэнергии на период с 20.12.2018 по 31.12.2018 года.

Баланс электрической энергии по сетям ВН, СН1, СН11 и НН за **2018 год** по сетям АО «ОЭЗ Байкальская гавань» (данные по форме 46-э):

п.п.	Показатели	Прошедший период регулирования, базовый 2018 год														
		год					1 полугодие					2 полугодие				
		Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН
	Поступление эл.энергии в сеть , ВСЕГО (с учетом трансформации)	0,183	0,183		0,006	0,006	0,097	0,097		0,003	0,003	0,086	0,086		0,003	0,003
<b>1</b>	Поступление эл.энергии в сеть , ВСЕГО	0,183	0,183				0,097	0,097				0,086	0,086			
1.1	из смежной сети															
	в том числе из сети ПАО " МРСК Сибири" - "Бурятэнерго"	0,183	0,183				0,097	0,097				0,086	0,086			
1.1.1	ЕНЭС (за исключением собственного потребления в том числе ВН1)															
1.1.2	ВН															
1.1.3	СН1															
1.1.4	СН2, в том числе:															
	от Бурятэнерго с СН1	0,006			0,006		0,003				0,006	0,003			0,003	
	от ЛВРЗ с СН2	0,006				0,006	0,003				0,003	0,003				0,003
1.1.6	Поступление из других сетей (Трансформация )															
1.1.6.1	ВН															
1.1.6.2	СН1															
1.1.6.3	СН2															
1.1.6.4	НН															
1.2	от электростанций розничного рынка электроэнергии (РРЭ), в том числе:															
1.3	от поставщиков оптового рынка электроэнергии (мощности) (ОРЭ), в том числе:															
<b>2</b>	Потери в сети за исключением потерь на производственные нужды	0,015	0,013			0,002	0,008	0,007			0,001	0,007	0,006			0,001
	то же в % (п.1.1/п.1.3)	8,27%	7,36%			29,03%	8,27%	7,36%			29,03%	8,27%	7,36%			29,03%
<b>3</b>	Расход электроэнергии на производственные нужды с учетом потерь на производственные нужды															
3.1	в том числе потребителям ВН1															

4	Полезный отпуск из сети потребителям услуг:	0,168	0,170			0,004	0,089	0,087			0,002	0,079	0,077		0,002
	ТО же Полезный отпуск из сети, с учетом трансформации и структуры потребителей услуг:	0,164	0,164				0,087	0,087				0,077	0,077		
4.1	Потребителям электроэнергии за исключением указанных в п.4.2.	0,004				0,004	0,002				0,002	0,002			0,002
4.2	Сальдо-переток в сетевые организации и иным лицам, расположенным в смежных субъектах Российской Федерации, в том числе:														

На 2018 год в тарифно-балансовом решении утверждено поступление электроэнергии в сеть в объеме 0,246 млн. кВтч, полезный отпуск электроэнергии в размере 0,236 млн. кВтч и технологические потери в объеме 0,0104 млн. кВтч или 4,23% от поступления в сеть.

Согласно представленной предприятием статистической отчетности по форме №46-ЭЭ поступление электроэнергии в сеть составило 0,183 млн.кВтч, отпуск из сети в объеме 0,168 млн.кВтч, технологические потери – 0,015 млн.кВтч или 8,27%, что на 0,063 млн.кВтч выше планируемых, что также подтверждается представленными счет-фактурами, актами об оказании услуг.

По результатам проведенного анализа фактический объем электрической энергии, приобретаемый в целях компенсации потерь в 2018 году составляет 0,015 млн.кВтч или 8,27%, в сравнении с утвержденным - 0,0104 млн.кВтч или 4,23%. Увеличение объема потерь обусловлено потерями холостого хода трансформатора, связанного со сниженным энергопотреблением.

Полезный отпуск электроэнергии за 2018 год составил 0,168 млн.кВтч, что ниже планируемого объема на 0,068 млн.кВтч, что составляет 71,2% от планового объема.

**Баланс электрической энергии по сетям ВН, СН1, СН11 и НН за 2019 год по сетям АО «ОЭЗ Байкальская гавань» (данные по форме 46-э):**

п.п.	Показатели	Прошедший период регулирования, базовый 2019 год														
		год					1 полугодие					2 полугодие				
		Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН
	Поступление эл.энергии в сеть, ВСЕГО (с учетом трансформации)	1,571	1,571		0,175	0,175	0,833	0,833		0,093	0,093	0,738	0,738		0,082	0,082
1	Поступление эл.энергии в сеть, ВСЕГО	1,571	1,571				0,833	0,833				0,738	0,738			
1.1	из смежной сети															
	в том числе из сети ПАО "МРСК Сибири" - "Бурятэнерго"	1,571	1,571				0,833	0,833				0,738	0,738			
1.1.1	ЕНЭС (за исключением собственного потребления в том числе ВН1)															
1.1.2	ВН															
1.1.3	СН1															
1.1.4	СН2, в том числе:															
	от Бурятэнерго с СН1	0,175			0,175		0,093			0,093		0,082			0,082	

	от ЛВРЗ с СН2	0,175				0,175	0,093				0,093	0,082			0,082
1.2	от электростанций розничного рынка электроэнергии (РРЭ), в том числе:														
1.3	от поставщиков оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в том числе:														
2	Потери в сети за исключением потерь на производственные нужды	0,116	0,013			0,103	0,062	0,007			0,055	0,055	0,006		0,048
	то же в % (п.1.1/п.1.3)	7,42%	0,86%			58,80%	7,42%	0,86%			58,80%	7,42%	0,86%		58,80%
3	Расход электроэнергии на производственные нужды с учетом потерь на производственные нужды														
4	Полезный отпуск из сети потребителям услуг:	1,454	1,382			0,072	0,771	0,733			0,038	0,684	0,650		0,034
	Собственное потребление	1,382	1,382				0,733	0,733				0,650	0,650		
4.1	Потребителям электроэнергии за исключением указанных в п.4.2.	0,072				0,072	0,038				0,038	0,034			0,034
4.2	Сальдо-переток в сетевые организации и иным лицам, расположенным в смежных субъектах Российской Федерации, в том числе:														

На 2019 год в тарифно-балансовом решении утверждено поступление электроэнергии в сеть в объеме 1,567 млн. кВтч, полезный отпуск электроэнергии в размере 1,501 млн. кВтч и технологические потери в объеме 0,066 млн. кВтч или 4,23% от поступления в сеть.

Согласно представленной предприятием статистической отчетности по форме №46-ЭЭ поступление электроэнергии в сеть составило 1,571 млн.кВтч, отпуск из сети в объеме 1,454 млн.кВтч, технологические потери – 0,116 млн.кВтч или 7,42%, что на 0,05 млн.кВтч выше планируемых, что также подтверждается представленными счет-фактурами, актами об оказании услуг.

По результатам проведенного анализа фактический объем электрической энергии, приобретаемый в целях компенсации потерь в 2019 году составляет 0,116 млн.кВтч или 7,42%, в сравнении с утвержденным - 0,066 млн.кВтч или 4,23%. Увеличение объема потерь обусловлено потерями холостого хода трансформатора, связанного с малым количеством потребителей, присоединенных к сетям данной ТСО.

Полезный отпуск электроэнергии за 2019 год составил 1,454 млн.кВтч, что ниже планируемого объема на 0,047 млн.кВтч, что составляет 96,9% от планового объема.

Баланс электрической энергии по сетям ВН, СН1, СН11 и НН за 2020 год по сетям АО «ОЭЗ Байкальская гавань» (данные по форме 46-э):

п.п.	Показатели	Прошедший период регулирования, базовый 2018 год														
		год					1 полугодие					2 полугодие				
		Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН
	Поступление эл.энергии в сеть, ВСЕГО (с учетом трансформации)	1,660	1,660		0,174	0,161	0,880	0,880		0,092	0,085	0,780	0,780		0,082	0,076

1	Поступление эл.энергии в сеть , ВСЕГО	1,660	1,660				0,880	0,880				0,780	0,780			
1.1	из смежной сети															
	в том числе из сети ПАО " МРСК Сибири" - "Бурятэнерго"	1,660	1,660				0,880	0,880				0,780	0,780			
1.1.1	ЕНЭС (за исключением собственного потребления в том числе ВН1)															
1.1.2	ВН															
1.1.3	СН1															
1.1.4	СН2, в том числе:															
	от Бурятэнерго с СН1	0,174			0,174		0,092			0,092		0,082			0,082	
	с СН2	0,161				0,161	0,085				0,085	0,076				0,076
1.1.6	Поступление из других сетей (Трансформация )															
1.2	от электростанций розничного рынка электроэнергии (РРЭ), в том числе:															
1.3	от поставщиков оптового рынка электроэнергии (мощности) (ОРЭ), в том числе:															
2	Потери в сети за исключением потерь на производственные нужды	0,124	0,044		0,013	0,068	0,066	0,023		0,007	0,036	0,058	0,021		0,006	0,032
	то же в % (п.1.1/п.1.3)	7,49%	3,33%		6,17%	41,89%	7,49%	2,65%		7,32%	46,24%	7,49%	2,65%		7,32%	42,0%
3	Расход электроэнергии на производственные нужды с учетом потерь на производственные нужды															
4	Полезный отпуск из сети потребителям услуг:	1,535	1,442			0,814	0,814	0,764			0,050	0,722	0,678			0,044
	Собственное потребление	1,442	1,442				0,764	0,764				0,678	0,678			
4.1	Потребителям электроэнергии за исключением указанных в п.4.2.	0,094				0,094	0,050				0,050	0,044				0,044
4.2	Сальдо-переток в сетевые организации и иным лицам , расположенным в смежных субъектах Российской федерации, в том числе:															

На 2020 год в тарифно-балансовом решении утверждено поступление электроэнергии в сеть в объеме 1,578 млн. кВтч, полезный отпуск электроэнергии в размере 1,511 млн. кВтч и технологические потери в объеме 0,067 млн. кВтч или 4,23% от поступления в сеть.

Согласно представленной предприятием статистической отчетности по форме №46-ЭЭ поступление электроэнергии в сеть составило 1,660 млн.кВтч, отпуск из сети в объеме 1,535 млн.кВтч, технологические потери – 0,124 млн.кВтч или 7,49%, что на 0,057 млн.кВтч выше планируемых, что также подтверждается представленными счет-фактурами, актами об оказании услуг.

По результатам проведенного анализа фактический объем электрической энергии, приобретаемый в целях компенсации потерь в 2020 году составляет 0,124 млн.кВтч или 7,49%, в сравнении с утвержденным - 0,067 млн.кВтч или 4,23%. Увеличение объема потерь обусловлено потерями холостого хода трансформатора, связанного с малым энергопотреблением.

Полезный отпуск электроэнергии за 2020 год составил 1,535 млн.кВтч, что ниже планируемого объема на 0,125 млн.кВтч, что составляет 101,6% от планового объема.

Анализ баланса электрической энергии за 2019 и 2020 годы и плановый период на 2021 и 2022 годы по сетям ВН, СН1, СН2 и НН АО «ОЭЗ Байкальская гавань» представлен в нижеследующей таблице:

№п/п	Наименование параметра	Электропотребление, млн.кВтч					отклонение									
		План 2022	План 2021	План 2020	Факт 2020	Факт 2019	2020 факт/2019факт		2021 план/2020факт		2020 факт/2020план		2022 план/2021план		2022 план/2020факт	
							млн.кВтч	%								
1	Поступление эл.энергии в сеть, ВСЕГО	2,290	1,828	1,578	1,660	1,571	0,09	105,64	0,17	110,14	0,08	105,18	0,46	125,26	0,63	137,96
2	Потери электроэнергии в сети	0,090	0,077	0,067	0,124	0,116	0,01	106,66	-0,05	62,27	0,06	186,04	0,01	115,70	-0,03	72,05
3	то же в % (п.1.1/п.1.3)	3,91%	4,23%	4,23%	7,49%	7,42%										
4	Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды															
5	Полезный отпуск из сети	2,200	1,750	1,511	1,535	1,454	0,081	105,560	0,215	114,011	0,024	101,610	0,450	125,685	0,665	143,295
6	ИТОГО Полезный отпуск из сети в том числе:	2,200	1,752	1,511	1,536	1,492	0,04	102,91	0,22	114,08	0,02	101,64	0,45	125,55	0,66	143,23
7	Полезный отпуск потребителям ОАО "Читаэнергосбыт" в том числе:	0,094	0,094	0,085	0,094	0,110	-0,02	85,21	0,00	100,08	0,01	110,35	0,00	100,00	0,00	100,08
8	прочие	0,09	0,094	0,085	0,094	0,110	-0,02	85,21	0,00	100,08	0,01	110,35	0,00	100,00	0,00	100,08
9	население	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00		0,00		0,00		0,00		0,00	
10	Собственным потребителям	2,11	1,658	1,426	1,442	1,382	0,06	104,32	0,22	115,00	0,02	101,12	0,45	127,00	0,66	146,04
11	Прямые потребители	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00		0,00		0,00		0,00		0,00	
12	сальдо-переток в смежные ТСО	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000		0,000		0,000		0,000	

1. Фактическое поступление эл.энергии в сеть в 2020 году по сравнению с 2019 годом возросло на 0,09 млн.кВтч, и составило 105,64%. Фактические потери в 2020 году по сравнению с 2019 годом возросли на 0,01 млн.кВтч, что составляет 7,49% от поступления в сеть., при этом процент нормативных потерь составляет 4,23%. Полезный отпуск в 2020 году незначительно вырос и составил 100,96%.

2. Плановое поступление эл.энергии в 2021 году по сравнению с фактом 2020 года возросло на 0,17 млн.кВтч и составило 110,14%. Полезный отпуск также возрос на 0,215 млн.кВтч. и составил 114%. В связи с ростом собственного электропотребления. Потери фактические снижены на 0,055 млн.кВтч и составили 7,49% от поступления в сеть, при нормативных 4,23%.

3. Фактическое поступление в 2020 году возросло в сравнении с плановым на 2020 год 105,18%. Потери возросли на 0,055 млн.кВтч. что составило 7,49% от поступления в сеть по сравнению с плановым нормативом, который равен 4,23%. Полезный отпуск незначительно возрос на 0,024 млн.кВтч. И составил 101,61% в связи с ростом собственного электропотребления.

4. Плановое поступление эл.энергии в сеть в 2022 году в сравнении с плановым на 2021 год возросло на 0,46 млн.кВтч. и составило 125,26%. Норматив технологических потерь электрической энергии при ее передаче по сетям сетевой организации АО "ОЭЗ" на 2022 год - 3,91% от поступления в сеть. В соответствии с п.40(1), уровень потерь принимается как минимальное значение из норматива и уровня фактических потерь за последний год. Так, уровень фактических потерь за 2020 год составил 7,49% от поступления в сеть. Таким образом, уровень потерь на новый долгосрочный период принимается, как минимальное значение между фактом и нормативом и составляет 3,91 % от поступления в сеть. Полезный отпуск возрос на 0,45 млн.кВтч исходя из собственного электропотребления и составил 125,685%.

5. Плановое поступление эл.энергии в сеть в 2022 году в сравнении с фактическим в 2020 году увеличено на 0,63 млн.кВтч. И составило 137,96%. Потери на 2022 год приняты на уровне нормативных - 3,91% от поступления в сеть.

Полезный отпуск в 2022 году возрос на 0,665 млн.кВтч и составил 143,295%, в связи с ростом собственного электропотребления.

Анализ баланса электрической мощности за 2019 и 2020 годы и плановый период на 2021 и 2022 годы по сетям ВН, СН1, СН2 и НН АО «ОЭЗ Байкальская гавань» представлен в нижеследующей таблице:

№п /п	Наименование параметра	Мощность , млн.кВтч					отклонение									
		План 2022	План 2021	План 2020	Факт 2020	Факт 2019	2020 факт/ 2019факт		2021 план/ 2020факт		2020факт/ 2020план		2022 план/ 2021план		2022 план/ 2020факт	
							млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн.кВт ч	%	млн. кВтч	%
1.	Поступление мощности в сеть	0,285	0,198	0,189	0,195	0,000	0,195		0,003	101,52	0,01	103,624	0,086	143,50	0,09	145,68
2.	Потери	0,011	0,008	0,008	0,015	0,000	0,015		-0,01	57,33	0,01	183,052	0,003	132,65	-0,004	76,05
3.	То же в %	3,91%	4,23%	4,23%	7,49%	0,00%										
4.	Заявленная мощность на производственные нужды															
4.1.	Полезный отпуск из сети	0,274	0,190	0,181	0,181	0,000	0,181		0,009	105,097	0,000	100,107	0,084	143,982	0,093	151,321
5.	ИТОГО Полезный отпуск из сети потребителям услуг, в том числе:	0,274	0,190	0,181	0,181	0,000	0,181		0,01	105,08	0,00	100,140	0,084	143,98	0,09	151,29
5.1.	Полезный отпуск потребителям ОАО "Читаэнергообл" в том числе:	0,013	0,013	0,010	0,009	0,000	0,009		0,00	150,98	0,00	86,642	0,000	100,76	0,00	152,13
	прочие	0,013	0,013	0,010	0,009	0,000	0,009		0,00	150,98	0,00	86,642	0,000	100,76	0,00	152,13
	население	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,00		0,00		0,000		0,00	

5.1.1.	Собственным потребителям	0,26	0,177	0,170	0,172	0,000	0,172		0,00	102,73	0,00	100,944	0,083	147,23	0,09	151,25
5.1.2.	Прямые потребители						0,000		0,00		0,00		0,000		0,00	
5.2.	сальдо-переток в смежные ТСО	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000		0,000		0,000		0,000	

1. Фактическое поступление мощности в сеть в 2019 году в отчете по форме 46ЭЭ не представлено.

2. Плановое поступление мощности в 2021 году в сравнении с фактом 2020 года возросло на 0,003 МВт и составило 101,52%. Полезный отпуск также возрос на 0,009 МВт. и составил 105,097%. В связи с ростом собственного электропотребления.

3. Фактическое поступление в 2020 году в сравнении с плановым на 2020 год возросло на 0,01 МВт и составило 103,624%. Полезный отпуск состоялся на уровне плановых показателей и равен 100,107%. При этом величина потерь возросла на 0,007 МВт.

4. Плановое поступление мощности в сеть в 2022 году по сравнению с плановым на 2021 год возросло на 0,086 МВт, что составило 143,5%, в связи с увеличением собственного электропотребления.

5. Плановое поступление мощности в сеть в 2022 году в сравнении с фактическим в 2020 году возросло на 0,09 МВт, что составило 145,68%. Потери снижены на 0,004 МВт, что составляет 76,05%. Полезный отпуск возрос на 0,093 МВт, что составляет 151,321%. Данное обусловлено ростом собственного электропотребления. Потери на 2022 год приняты со снижением на 0,004 МВт. Полезный отпуск в 2022 году возрос на 0,09 МВт и составил 151,29%, в связи с ростом собственного электропотребления.

Баланс электрической энергии по сетям ВН, СН1, СН11 и НН за 2021 год по сетям АО «ОЭЗ Байкальская гавань» (данные по форме 46-э):

п.п.	Показатели	Прошедший период регулирования, базовый 2018 год															
		год					1 полугодие					2 полугодие					
		Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН	
	Поступление эл.энергии в сеть , ВСЕГО (с учетом трансформации)	1,3782	1,3782		0,075	0,044	0,9703	0,9703			0,053	0,031	0,4080	0,4080		0,022	0,013
<b>1</b>	Поступление эл.энергии в сеть , ВСЕГО	1,3782	1,3782				0,9703	0,9703					0,4080	0,4080			
1.1	из смежной сети	1,3782	1,3782				0,9703	0,9703					0,4080	0,4080			
	в том числе из сети ПАО "МРСК Сибири" - "Бурятэнерго"	1,3782	1,3782				0,9703	0,9703					0,4080	0,4080			
1.1.1	ЕНЭС (за исключением собственного потребления в том числе ВН1)																
1.1.2	ВН																
1.1.3	СН1																
1.1.4	СН2, в том числе:																
	от Бурятэнерго с СН1	0,075			0,075		0,053				0,053		0,022			0,022	
	с СН2	0,044				0,044	0,031				0,031	0,013					0,013

1.1.6	Поступление из других сетей (Трансформация)															
1.2	от электростанций розничного рынка электроэнергии (РРЭ), в том числе:															
1.3	от поставщиков оптового рынка электроэнергии (мощности) (ОРЭ), в том числе:															
2	Потери в сети за исключением потерь на производственные нужды	0,0280	0,010	0,000	0,013	0,005	0,020	0,007	0,000	0,009	0,004	0,008	0,003	0,000	0,004	0,002
	то же в % (п.1.1/п.1.3)	2,03%	3,33%	0,00%	6,17%	12,12 %	2,03%	0,73%	0,00%	16,95%	12,12%	2,03%	0,73%	0,00%	16,95 %	12,12 %
3	Расход электроэнергии на производственные нужды с учетом потерь на производственные нужды															
4	Полезный отпуск из сети потребителям услуг:	1,350	1,293	0,000	0,018	0,038	0,951	0,911	0,000	0,013	0,027	0,400	0,383	0,000	0,005	0,011
	Собственное потребление	1,293	1,293				0,911	0,911				0,383	0,383			
4.1	Потребителям электроэнергии за исключением указанных в п.4.2.	0,057	0,000	0,000	0,018	0,038	0,040	0,000	0,000	0,013	0,027	0,017	0,000	0,000	0,005	0,011
4.2	Сальдо-переток в сетевые организации и иным лицам, расположенным в смежных субъектах Российской Федерации, в том числе:															

На 2021 год в тарифно-балансовом решении утверждено поступление электроэнергии в сеть в объеме 1,8278 млн. кВтч, полезный отпуск электроэнергии в размере 1,750 млн. кВтч и технологические потери в объеме 0,0774 млн. кВтч или 4,23% от поступления в сеть.

Согласно представленной предприятием статистической отчетности по форме №46-ЭЭ поступление электроэнергии в сеть составило 1,3782 млн.кВтч, отпуск из сети в объеме 1,350 млн.кВтч, технологические потери – 0,028 млн.кВтч или 2,03%, что на 0,0494 млн.кВтч ниже планируемых, что также подтверждается представленными счет-фактурами, актами об оказании услуг.

По результатам проведенного анализа фактический объем электрической энергии, приобретаемый в целях компенсации потерь в 2021 году составляет 0,028 млн.кВтч или 2,03% от поступления в сеть, в сравнении с утвержденным - 0,0774 млн.кВтч или 4,23%. Снижение объема потерь обусловлено реализацией мероприятий программы по энергосбережению.

Полезный отпуск электроэнергии за 2021 год составил 1,350 млн.кВтч, что ниже планируемого объема на 0,4 млн.кВтч, что составляет 77,14% от планового объема.

Анализ баланса электрической энергии за 2020 и 2021 годы и плановый период на 2022 и 2023 годы по сетям ВН, СН1, СН2 и НН  
АО «ОЭЗ Байкальская гавань» представлен в нижеследующей таблице:

№п/п	Наименование параметра	Электропотребление , млн.кВтч					отклонение									
		План 2023	План 2022	План 2021	Факт 2021	Факт 2020	2021 факт/ 2020факт		2022 план/ 2021факт		2021 факт/ 2021план		2023 план/ 2022план		2023 план/ 2021факт	
							млн. кВтч	%	млн. кВт ч	%	млн. кВтч	%	млн.кВт ч	%	млн. кВтч	%
1	Поступление эл.энергии в сеть , ВСЕГО	1,861	2,290	1,828	1,378	1,660	-0,28	83,05	0,91	166,12	-0,45	75,41	-0,43	81,28	0,48	135,02
2	Потери электроэнергии в сети	0,003	0,090	0,077	0,028	0,124	-0,10	22,54	0,06	319,71	-0,05	36,19	-0,09	3,77	-0,02	12,04
3	то же в % (п.1.1/п.1.3)	0,18%	3,91%	4,23%	2,03%	7,49%										
4	Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды															
5	Полезный отпуск из сети	1,858	2,200	1,750	1,350	1,535	-0,185	87,94 8	0,85 0	162,932	-0,400	77,14 0	-0,342	84,433	0,507	137,569
6	ИТОГО Полезный отпуск из сети в том числе:	1,858	2,200	1,750	1,350	1,536	-0,19	87,92	0,85	162,93	-0,40	77,16	-0,34	84,43	0,51	137,57
7	Полезный отпуск потребителям ОАО "Читаэнергообл" в том числе:	0,083	0,086	0,092	0,057	0,094	-0,04	60,67	0,03	151,25	-0,03	62,05	0,00	96,20	0,03	145,50
8	прочие	0,08	0,09	0,092	0,057	0,094	-0,04	60,67	0,03	151,25	-0,03	62,05	0,00	96,20	0,03	145,50
9	население	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000										
10	Собственным потребителям	1,77	2,11	1,658	1,293	1,442	-0,15	89,69	0,82	163,45	-0,36	77,99	-0,34	83,95	0,48	137,22
11	Прямые потребители	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	сальдо-переток в смежные ТСО	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

1. Фактическое поступление эл.энергии в сеть в 2021 году по сравнению с 2020 годом снижено на 0,28 млн.кВтч, и составило 83,05%.

Фактические потери в 2021 году по сравнению с 2020 годом снижены на 0,1 млн.кВтч , что составляет 2,03% от поступления в сеть., при этом процент нормативных потерь составляет 4,23%.

Полезный отпуск в 2021 году снижен на 0,185млн.кВтч и составил 87,948%.

2. Плановое поступление эл.энергии в 2022 году по сравнению с фактом 2021 года возросло на 0,91 млн.кВтч и составило 166,12%. Полезный отпуск также возрос на 0,850 млн.кВтч. и составил 162,932%. В связи с ростом собственного электропотребления. Потери фактические снижены на 0,055 млн.кВтч и составили 2,03% от поступления в сеть, при нормативных 4,23%.

3. Фактическое поступление в 2021 году снижено в сравнении с плановым на 2021 год, что составило 75,41%. Потери снижены на 0,05 млн.кВтч. что составило 2,03% от поступления в сеть по сравнению с плановым нормативом, который равен 4,23%. Полезный отпуск снижен на 0,400 млн.кВтч. И составил 77,14% в связи со снижением электропотребления потребителями АО "ЧЭС", а также собственного электропотребления.

4. Плановое поступление эл.энергии в сеть в 2023 году в сравнении с плановым на 2022 год снижено на 0,43 млн.кВтч. и составило 81,28%. Норматив технологических потерь электрической энергии при ее передаче по сетям сетевой организации АО "ОЭЗ" на 2023 год - 3,91% от поступления в сеть, на уровне долгосрочных параметров регулирования, утвержденных приказом РСТ РБ от 24.12.2021 № 1/42. Полезный отпуск снижен на 0,342 млн.кВтч исходя из снижения собственного электропотребления и составил 84,433%.

5. Плановое поступление эл.энергии в сеть в 2023 году в сравнении с фактическим в 2021 году увеличено на 0,48 млн.кВтч. И составило 135,02% Потери на 2023 год приняты на уровне нормативных - 3,91% от поступления в сеть. Полезный отпуск в 2023 году возрос на 0,507 млн.кВтч и составил 137,569%, в связи с ростом собственного электропотребления, а также потребителями АО "Читаэнергосбыт".

Анализ баланса электрической мощности за 2020 и 2021 годы и плановый период на 2022 и 2023 годы по сетям ВН, СН1, СН2 и НН  
АО «ОЭЗ Байкальская гавань» представлен в нижеследующей таблице:

№п/п	Наименование параметра	Мощность , МВт					отклонение											
		План 2023	План 2022	План 2021	Факт 2021	Факт 2020	2021 факт/ 2020факт		2022 план/ 2021факт		2021факт/ 2021план		2023 план/ 2022план		2023 план/ 2021факт			
							МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%		
1.	Поступление мощности в сеть	0,188	0,312	0,198	0,150	0,195	-0,046	76,55	0,163	208,9	0	-0,05	75,40	6	-0,125	60,05	0,04	125,44
2.	Потери	0,000	0,012	0,008	0,003	0,015	-0,012	20,76	0,01	402,0	5	-0,01	36,21	6	-0,012	3,53	-0,003	14,19
3.	То же в %	0,23%	3,91%	4,23%	2,03%	7,49%												
4.	Заявленная мощность на производственные нужды																	
4.1.	Полезный отпуск из сети	0,187	0,300	0,190	0,147	0,181	-0,034	81,06	0,154	204,8	92	-0,043	77,13	7	-0,113	62,347	0,041	127,743
5.	ИТОГО Полезный отпуск из сети потребителям услуг, в том числе:	0,187	0,300	0,190	0,147	0,181	-0,034	81,05	0,15	204,8	9	-0,04	77,13	7	-0,113	62,35	0,04	127,74
5.1.	Полезный отпуск потребителям ОАО "Читаэнергосбыт" в том числе:	0,011	0,012	0,013	0,006	0,009	-0,003	70,19	0,01	198,4	5	-0,01	46,48	7	-0,002	86,48	0,00	171,62
	прочие	0,01	0,012	0,013	0,006	0,009	-0,003	70,19	0,01	198,4		-0,01	46,48		-0,002	86,48	0,00	171,62

										5		7				
	население	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000										
5.1.1.	Собственным потребителям	0,18	0,29	0,177	0,140	0,172	-0,032	81,61	0,15	205,18	-0,04	79,442	-0,111	61,32	0,04	125,81
5.1.2.	Прямые потребители								0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
5.2.	сальдо-переток в смежные ТСО	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

1. Фактическое поступление эл.мощности в сеть в 2021 году по сравнению с 2020 годом снижено на 0,046 МВт, и составило 76,55%.

Фактические потери в 2021 году по сравнению с 2020 годом снижены на 0,012 МВт, что составляет 2,03% от поступления в сеть, при этом процент нормативных потерь составляет 4,23%.

Полезный отпуск в 2021 году снижен на 0,034 МВт и составил 81,069%.

2. Плановое поступление эл.мощности в 2022 году по сравнению с фактом 2021 года возросло на 0,163 МВт и составило 209,71%. Полезный отпуск также возрос на 0,154 МВт. и составил 204,892%. В связи с ростом собственного электропотребления, а также потребителями АО "ЧЭС". Потери фактические снижены на 0,01 МВт и составили 2,03% от поступления в сеть, при нормативных 4,23%.

3. Фактическое поступление в 2021 году снижено в сравнении с плановым на 2021 год, что составило 75,406%. Потери снижены на 0,01 МВт. что составило 2,03% от поступления в сеть по сравнению с плановым нормативом, который равен 4,23%. Полезный отпуск снижен на 0,043 МВт. И составил 77,137% в связи со снижением электропотребления потребителями АО "ЧЭС", а также собственного электропотребления.

4. Плановое поступление эл.мощности в сеть в 2023 году в сравнении с плановым на 2022 год снижено на 0,125 МВт. и составило 60,05%. Норматив технологических потерь электрической энергии при ее передаче по сетям сетевой организации АО "ОЭЗ" на 2023 год - 3,91% от поступления в сеть, на уровне долгосрочных параметров регулирования, утвержденных приказом РСТ РБ от 24.12.2021 № 1/42. Полезный отпуск снижен на 0,113 МВт исходя из снижения собственного электропотребления и составил 62,347%.

5. Плановое поступление эл.мощности в сеть в 2023 году в сравнении с фактическим в 2021 году увеличено на 0,04 МВт. И составило 125,44%

Потери на 2023 год приняты на уровне нормативных - 3,91% от поступления в сеть.

Полезный отпуск в 2023 году возрос на 0,041 МВт и составил 127,743%, в связи с ростом собственного электропотребления, а также потребителями АО "ЧЭС".

Анализ основных технико-экономических показателей, динамики расходов и величины необходимой прибыли, за предшествующий год, текущий год и расчетный период регулирования представлен в таблице:

Наименование	2020 год		2021 год		2022 г. утв. РСТ РБ	2023 г. предл. ТСО	Темп роста %	2023 г. предл. РСТ РБ	Темп роста %
	Утв. РСТ РБ	факт	Утв. РСТ РБ	факт					
1	4	5	6	7	8	9	10=9/8	11	12=10/8
Количество активов (у.е.)	713,24	713,24	571,93	620,59	571,93	0,00	-100,00	671,25	17,37
Поступление эл. энергии, млн. кВтч	1,58	1,67	1,828	1,57	2,290	0,000	-100,00	1,86	-18,74
Полезный отпуск, млн. кВтч	1,51	1,66	1,750	1,57	2,200	0,000	-100,00	1,86	-15,57
Потребителям ГП, млн. кВтч	0,09	0,09	0,092	0,06	0,086	0,000	-100,00	0,083	-3,72
Технологические потери, млн. кВтч	0,007	0,01	0,076	0,0027	0,017	0,000	-100,00	0,003	-79,64
Технолог-ие потери, %	4,23	4,23	4,23	4,23	3,91	0,00	-100,00	3,91	0,00
НВВ, тыс. руб.	561,18	285,20	410,96	330,25	395,43	0,00	-100,00	385,84	-2,43
в том числе, выпадающие	-14,87	91,61	-99,15	24,36	91,61	0,00	0,00	24,36	-73,41
Прибыль	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Численность человек	7,71	7,00	7,71	7,71	7,13	0,0	-100,00	7,13	0,06
Средняя заработная плата, рублей	38 311,10	29 820,95	32 589,10	31 028,13	28 532,59	0,00	-100,00	28 532,59	0,00

#### **Анализ основных технико-экономических показателей за 2018 год:**

При формировании тарифно-балансового решения на 2018 год было учтено поступление электроэнергии в сеть АО «ОЭЗ Байкальская гавань» в размере 0,10 млн. кВтч. (в том числе на передачу э/э в размере 0,005 млн. кВтч), которое складывается из потерь электроэнергии в сеть 0,004 млн. кВтч и полезного отпуска из сети в размере 0,09 млн. кВтч.

По данным, представленным предприятием, фактическое поступление электроэнергии в сеть в 2018 году составило 0,17 млн. кВтч, что выше предусмотренного тарифным решением на 0,07 млн.кВтч или 73,23%, полезный отпуск при этом увеличился и составил 0,17 млн. кВтч против утвержденного 0,09 млн. кВтч, объем технологических потерь составил 0,000001 млн.кВтч против утвержденного 0,004 млн. кВтч.

По результатам проведенного анализа фактический объем электрической энергии, приобретаемой в целях компенсации потерь в сеть, за 2018 год сложился в объеме 0,000001 млн. кВтч или 0,07%, против утвержденного 0,004 млн. кВтч (4,23%). Указанный фактический объем потерь подтверждается представленными предприятием с/ф., актами выполненных работ и протоколами разногласий за анализируемый период.

Фактическое поступление электроэнергии в сеть за 2018 год составило 0,17 млн.кВтч, увеличение объема поступления электрической энергии составило 0,07 млн. кВтч или 73,27%. Соответственно общий полезный отпуск электроэнергии за 2018 год составил 0,17 млн.кВтч, что выше предусмотренного тарифным решением на 0,07 млн.кВтч или на 80,83%. Полезный отпуск относимый на услуги по передаче электроэнергии составил 0,001 млн. кВтч, что ниже предусмотренного тарифным решением на 0,04 млн.кВтч или на 73,46%.

Согласно представленным предприятием счет-фактурам и актам приема-передачи, выставленным АО «Читаэнергосбыт» за электрическую энергию, приобретаемую в целях компенсации потерь в сетях согласно договору от 01.12.2018 №324-00510 за 2018 год, и протоколам урегулирования разногласий за анализируемый период, расходы на оплату потерь за 2018 год составили 1,40 тыс. руб., при объеме потерь электрической энергии в размере 0,000001 млн. кВтч в разбивке по уровням напряжения, соответственно фактический процент потерь составил 0,07%, фактическая средняя цена сложилась в размере 1 403,23 руб./кВтч (без НДС).

В соответствии с учетной политикой предприятия доля расходов на услуги по передаче электроэнергии, относимая на сторонних потребителей определяется исходя соотношения объема полезного отпуска относимого на сторонних потребителей на общий объем полезного отпуска. По данным предприятия доля расходов на услуги по передаче электроэнергии, относимая на услуги по

передаче электроэнергии в анализируемом периоде составила 0,87%, результате проверки установлено, что указанная доля расходов составила 0,87 % (0,0014330 млн.кВтч./ 0,1651920 млн. кВтч.)

В результате анализа представленных предприятием данных, РСТ РБ установлено, что количество активов за 2018 год составило 713,24 у.е., что на уровне предусмотренного тарифным решением.

#### Распределение условных единиц.

Наименование	План 2018 года				Всего	Факт 2018 года				Всего
	уровни напряжения					уровни напряжения				
	ВН	СН1	СН2	НН		ВН	СН1	СН2	НН	
ВЛ, КЛ	0,24	0,00	60,93	14,47	<b>75,64</b>	0,24	0,00	60,93	14,47	<b>75,64</b>
ПС	198,60	0,00	439,00	0,00	<b>637,60</b>	198,60	0,00	439,00	0,00	<b>637,60</b>
Кол-во активов	198,84	0,00	499,93	14,47	<b>713,24</b>	198,84	0,00	499,93	14,47	<b>713,24</b>

#### *Анализ основных технико-экономических показателей за 2019 год:*

При формировании тарифно-балансового решения на 2019 год было учтено поступление электроэнергии в сеть АО «ОЭЗ Байкальская гавань» в размере 1,57 млн. кВтч., которое складывается из потерь электроэнергии в сеть 0,066 млн. кВтч и полезного отпуска из сети в размере 1,50 млн. кВтч.

По данным, представленным предприятием, фактическое поступление электроэнергии в сеть в 2019 году составило 1,57 млн. кВтч, что в рамках предусмотренного тарифным решением, полезный отпуск при этом увеличился и составил 1,54 млн. кВтч, объем тех. потерь составил 0,032 млн.кВтч.

По результатам проведенного анализа фактический объем электрической энергии, приобретаемой в целях компенсации потерь в сеть, за 2019 год сложился в объеме 0,032 млн. кВтч или 2,04%, против утвержденного 0,066 млн. кВтч (4,23%). Указанный фактический объем потерь подтверждается представленными предприятием с/ф., актами выполненных работ и протоколами разногласий за анализируемый период.

Фактическое поступление электроэнергии в сеть за 2019 год составило 1,57 млн.кВтч, снижение объема поступления электрической энергии составило 0,18%. Соответственно общий полезный отпуск электроэнергии за 2019 год составил 1,54 млн.кВтч, что в рамках предусмотренного тарифным решением. Полезный отпуск относимый на услуги по передаче электроэнергии составил 0,068 млн. кВтч, что ниже предусмотренного тарифным решением на 0,01 млн.кВтч или на 9,47%.

Согласно представленным предприятием счет-фактурам и актам приема-передачи, выставленным АО «Читаэнергосбыт» за электрическую энергию, приобретаемую в целях компенсации потерь в сетях согласно договору от 01.12.2018 №324-00510 за 2019 год, и протоколам урегулирования разногласий за анализируемый период, расходы на оплату потерь за 2019 год составили 0,05 тыс. руб., при объеме потерь электрической энергии в размере 0,032 млн. кВтч в разбивке по уровням напряжения, соответственно фактический процент потерь составил 2,04%, фактическая средняя цена сложилась в размере 1 623,04 руб./кВтч (без НДС).

В соответствии с учетной политикой предприятия доля расходов на услуги по передаче электроэнергии, относимая на сторонних потребителей определяется исходя соотношения объема полезного отпуска относимого на сторонних потребителей на общий объем полезного отпуска. По данным предприятия доля расходов на услуги по передаче электроэнергии, относимая на услуги по передаче электроэнергии в анализируемом периоде составила 4,33%, результате проверки установлено, что указанная доля расходов составила 0,87 % (0,068 млн.кВтч./ 1,567 млн. кВтч.)

В результате анализа представленных предприятием данных, РСТ РБ установлено, что количество активов за 2019 год составило 713,24 у.е., что на уровне предусмотренного тарифным решением.

#### Распределение условных единиц.

Наименование	План 2019 года				Всего	Факт 2019 года				Всего
	уровни напряжения					уровни напряжения				
	ВН	СН1	СН2	НН		ВН	СН1	СН2	НН	
ВЛ, КЛ	0,24	0,00	60,93	14,47	<b>75,64</b>	0,24	0,00	60,93	14,47	<b>75,64</b>
ПС	198,60	0,00	439,00	0,00	<b>637,60</b>	198,60	0,00	439,00	0,00	<b>637,60</b>
Кол-во активов	198,84	0,00	499,93	14,47	<b>713,24</b>	198,84	0,00	499,93	14,47	<b>713,24</b>

### ***Анализ основных технико-экономических показателей за 2020 год:***

При формировании тарифно-балансового решения на 2020 год было учтено поступление электроэнергии в сеть АО «ОЭЗ Байкальская гавань» в размере 1,58 млн. кВтч., которое складывается из потерь электроэнергии в сеть 0,070 млн. кВтч и полезного отпуска из сети в размере 1,51 млн. кВтч.

По данным, представленным предприятием, фактическое поступление электроэнергии в сеть в 2020 году составило 1,70 млн. кВтч, что выше предусмотренного тарифным решением на 0,12 млн.кВтч, полезный отпуск при этом увеличился на 0,15 млн.кВтч. и составил 1,66 млн. кВтч, объем технологических потерь составил 0,036 млн.кВтч.

По результатам проведенного анализа фактический объем электрической энергии, приобретаемой в целях компенсации потерь в сеть, за 2020 год сложился в объеме 0,006 млн. кВтч или 4,23%, против утвержденного 0,007 млн. кВтч (4,23%). Указанный фактический объем потерь подтверждается представленными предприятием с/ф., актами выполненных работ и протоколами разногласий за анализируемый период.

Фактическое поступление электроэнергии в сеть за 2020 год составило 1,67 млн.кВтч, рост объема поступления электрической энергии составил 5,43%. Соответственно общий полезный отпуск электроэнергии за 2020 год составил 1,66 млн.кВтч, что выше предусмотренного тарифным решением на 0,15 млн.кВтч. Полезный отпуск относимый на услуги по передаче электроэнергии составил 0,095 млн. кВтч, что выше предусмотренного тарифным решением на 0,05 млн.кВтч или на 5,23%.

Согласно представленным предприятием счет-фактурам и актам приема-передачи, выставленным АО «Читаэнергосбыт» за электрическую энергию, приобретаемую в целях компенсации потерь в сетях согласно договору от 01.12.2018 №324-00510 за 2020 год, и протоколам урегулирования разногласий за анализируемый период, расходы на оплату потерь за 220 год составили 10,37 тыс. руб., при объеме потерь электрической энергии в размере 0,006 млн. кВтч в разбивке по уровням напряжения, соответственно фактический процент потерь составил 4,23%, фактическая средняя цена сложилась в размере 1 874,92 руб./кВтч (без НДС).

В соответствии с учетной политикой предприятия доля расходов на услуги по передаче электроэнергии, относимая на сторонних потребителей определяется исходя соотношения объема полезного отпуска относимого на сторонних потребителей на общий объем полезного отпуска. По данным предприятия доля расходов на услуги по передаче электроэнергии, относимая на услуги по передаче электроэнергии в анализируемом периоде составила 5,69%, результате проверки установлено, что указанная доля расходов составила 5,70 % (0,095 млн.кВтч./ 1,670 млн. кВтч.)

### ***Анализ структуры полезного отпуска электрической энергии за 2021 год:***

Предприятие не представило в орган регулирования предложение по корректировке необходимой валовой выручки на 2023 год с обосновывающими материалами тарифной заявки и документами, подтверждающие результаты деятельности за 2021 год.

РСТ РБ рассматривает вопрос об установлении цен (тарифов) в отношении АО «ОЭЗ Байкальская гавань» на очередной период регулирования 2023 год, в соответствии с пунктом 24 Правил и пунктом 6 Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней № 834/18, исходя из имеющихся данных, в том числе с использованием опубликованной информации на официальном сайте сетевой организации.

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 21.01.2004 № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничного рынков электрической энергии» (далее – Стандарты раскрытия информации), субъекты рынков электрической энергии обязаны раскрывать информацию, указанную в пунктах 12, 15, 16, 19 Стандартов раскрытия информации на официальном сайте сетевой организации или ином официальном сайте в сети "Интернет", определяемом Правительством РФ. Согласно пункту 10 Стандартов раскрытия информации субъекты рынков электрической энергии несут ответственность за полноту и достоверность раскрываемой информации в соответствии с законодательством РФ.

На основании вышесказанного, для анализа технико-экономических показателей за 2021 год экспертами РСТ РБ использованы следующие материалы:

- Сведения о отпуске эл/энергии по форме 46-ЭЭ за 2021 год, размещенные в системе ЕИАС;

- Информация с официального сайта АО «ОЭЗ Байкальская гавань» <http://baikalharbor.com/>;
- Копии актов об оказании услуг по передаче эл/энергии за 2021 год от АО «ОЭЗ Байкальская гавань», представленные ПАО «МРСК Сибири» в тарифной заявке на 2023 год.

Показатели	Ед.изм.	План	Факт за период 2021 год		Отклонение	
		на 2021 год	по данным ТСО	по данным РСТ РБ	(+,-)	%
1		2	3	4	5=4-2	6=4/2
Количество активов	у.е.	571,93	571,93	571,93	0,00	0,00
Поступление электроэнергии	млн. кВтч	1,83	1,61	1,57	-0,25	-13,86
Полезный отпуск	млн. кВтч	1,75	1,57	1,57	-0,18	-10,17
Потребителям ГП, млн. кВтч	млн. кВтч	0,092	0,064	0,064	-0,03	-30,28
Технологические потери	млн. кВтч	0,076	0,036	0,003	-0,073	-96,43
Технологические потери	%	4,23	27,54	4,23	0,00	0,00
Средний тариф покупки потерь	руб./кВтч	1 414,05	1 900,32	1 900,32	486,28	34,39
Затраты на покупку потерь	тыс. руб.	9,09	67,50	5,16	-3,93	-43,25
НВВ	тыс. руб.	410,96	10 569,68	330,25	-80,71	-19,64
Численность	человек	7,71	7,00	7,71	0,00	0,01
Ср. зарплата	рублей	32 589,10	44 290,92	31 028,13	-1 560,97	-4,79

В результате анализа представленных предприятием данных, РСТ РБ установлено, что количество активов за 2021 год составило 620,59 у.е., что на 48,66 выше предусмотренного тарифным решением, что обусловлено включением дополнительных объектов электросетевого хозяйства в процесс передачи электроэнергии по сетям предприятия.

#### Распределение условных единиц.

Наименование	План 2021 года				Всего	Факт 2021 года				Всего
	уровни напряжения					уровни напряжения				
	ВН	СН1	СН2	НН		ВН	СН1	СН2	НН	
ВЛ, КЛ	0,29	-	54,18	10,37	<b>64,83</b>	0,285	0,000	55,839	10,368	<b>66,49</b>
ПС	198,60	-	308,50	-	<b>507,10</b>	198,600	0,000	355,500	0,000	<b>554,10</b>
Кол-во активов	198,89	0,00	362,68	10,37	<b>571,93</b>	198,89	0,00	411,34	10,37	<b>620,59</b>

При формировании тарифно-балансового решения на 2021 год было учтено поступление электроэнергии в сеть АО «ОЭЗ Байкальская гавань» в размере 1,83 млн. кВтч., которое складывается из потерь электроэнергии в сеть 0,076 млн. кВтч и полезного отпуска из сети в размере 1,75 млн. кВтч.

По результатам проведенного анализа фактический объем электрической энергии, приобретаемой в целях компенсации потерь в сеть, за 2021 год сложился в объеме 0,003 млн. кВтч или 4,23%, против утвержденного 0,076 млн. кВтч (4,23%). Указанный фактический объем потерь подтверждается с/ф., актами выполненных работ и протоколами разногласий за анализируемый период.

Фактическое поступление электроэнергии в сеть за 2021 год составило 1,57 млн.кВтч, снижение объема поступления электрической энергии составило 13,86%. Соответственно общий полезный отпуск электроэнергии за 2021 год составило 1,57 млн.кВтч, что ниже предусмотренного тарифным решением на 0,18 млн.кВтч. Полезный отпуск относимый на услуги по передаче электроэнергии составил 0,064 млн. кВтч, что ниже предусмотренного тарифным решением на 0,03 млн.кВтч или на 30,28%.

Согласно счет-фактурам и актам приема-передачи, выставленным АО «Читаэнергосбыт» за электрическую энергию, приобретаемую в целях компенсации потерь в сетях согласно договору от 01.12.2018 №324-00510 за 2021 год, и протоколам урегулирования разногласий за анализируемый период, расходы на оплату потерь за 2021 год составили 5,16 тыс. руб., при объеме потерь электрической энергии в размере 0,003 млн. кВтч в разбивке по уровням напряжения, соответственно фактический процент потерь составил 4,23%, фактическая средняя цена сложилась в размере 1 900,32 руб./кВтч (без НДС).

В соответствии с учетной политикой предприятия доля расходов на услуги по передаче электроэнергии, относимая на сторонних потребителей определяется исходя соотношения объема полезного отпуска относимого на сторонних потребителей на общий объем полезного отпуска. По данным предприятия доля расходов на услуги по передаче электроэнергии, относимая на услуги по

передаче электроэнергии в анализируемом периоде составила 4,08%, результате проверки установлено, что указанная доля расходов составила 4,08 % (0,064 млн.кВтч./ 1,570 млн. кВтч.)

**Анализ структуры полезного отпуска электрической энергии за 2022 год:**

1. Поступление электроэнергии в сеть 2,2895 млн. кВтч.  
 2. Полезный отпуск представлен предприятием и принят экспертами на 2022 год в размере 2,20 млн. кВтч. В том числе на передачу 0,0861 млн. кВтч. Структура полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей АО «ОЭЗ Байкальская гавань» для расчета тарифов на 2022 год выполнена на основании данных предприятия (Таблица №П1.6.).

3. Технологические потери приняты на уровне 4,23% кВтч от поступления в сеть, на уровне долгосрочных параметров регулирования деятельности, утвержденных приказом РСТ РБ от 25.12.2018 №1/44;

4. Объем условных единиц на 2020 год принят в соответствии с представленными предприятием свидетельствами о праве собственности и договорами аренды электросетевого хозяйства, в количестве 571,93 у.е.

Фактические данные за 2021 год предприятием не представлены, следовательно осуществить анализ технико-экономических показателей за 2022 год не представляется возможным.

**Анализ структуры полезного отпуска электрической энергии на расчетный период регулирования 2023 год:**

Анализ структуры полезного отпуска электрической энергии:

1. Поступление электроэнергии в сеть 1,86 млн. кВтч.  
 2. Полезный отпуск представлен предприятием и принят экспертами на 2023 год в размере 1,86 млн. кВтч. В том числе на передачу 0,0828 млн. кВтч. Структура полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей АО «ОЭЗ Байкальская гавань» для расчета тарифов на 2023 год выполнена на основании данных предприятия (Таблица №П1.6.).

3. Технологические потери приняты на уровне 0,003 млн. кВтч или 3,91 % от поступления в сеть, в соответствии с п.40(1) Основ ценообразования, исходя из минимального уровня между нормативами потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 26.09.2017 года №887.

4. Объем условных единиц на 2023 год принят в соответствии с представленными предприятием свидетельствами о праве собственности и договорами аренды электросетевого хозяйства, в количестве 671,248 у.е., что выше предусмотренного тарифным решением на 2022 год на 99,318 у.е., что обусловлено включением дополнительных объектов электросетевого хозяйства в процесс передачи электроэнергии по сетям предприятия.

**Распределение условных единиц.**

Наименование	2022 год				Всего	2023 год				Всего
	уровни напряжения					уровни напряжения				
	ВН	СН1	СН2	НН		ВН	СН1	СН2	НН	
ЛЭП	0,29	-	54,18	10,37	<b>64,83</b>	0,285	0,000	59,262	10,601	<b>70,15</b>
ТП	198,60	-	308,50	-	<b>507,10</b>	198,600	0,000	402,500	0,000	<b>601,10</b>
Итого	198,89	0,00	362,68	10,37	<b>571,93</b>	198,89	0,00	461,76	10,60	<b>671,248</b>

**4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям затрат:**

В связи с тем, что государственное регулирование деятельности АО «ОЭЗ Байкальская гавань» осуществляется с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, экспертиза экономического обоснования представленных материалов за 2021 год производится в соответствии с Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденными приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э.

Величина  $B_i$  - расходы 2021 (i-го) года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком "плюс") или полученного избытка (со знаком "минус"), выявленных по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций,

указанной в пункте 9, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний (тыс. руб.) и корректировка необходимой валовой выручки в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования.

$$B_i = (B_i^{\text{инд}} + B_i^{\text{коррИП}}) \cdot (1 + I_{i-1}) \cdot (1 + I_i) + B_i^{\text{распред}}, \quad (3)$$

где:

$$B_i^{\text{инд}} = \Delta ПР_i + \Delta НР_i + \Delta У_i + \Delta НВВ_i^{\text{код}} + ПО_i, \quad (4)$$

$\Delta ПР_i$  - величина корректировки подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов, рассчитывается в соответствии с формулой (5) Методических указаний.

$\Delta НР_i$  - величина корректировки неподконтрольных расходов рассчитывается в соответствии с формулой (7) Методических указаний, где фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов принимается в расчет за исключением расходов на финансирование капитальных вложений. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям затрат за предыдущий период регулирования 2021 год произведен в соответствии с пунктами 7, 16 – 32 «Основ ценообразования в отношении электрической энергии в Российской Федерации», утвержденных постановлением Правительства РФ № 1178 от 29.12.2011 г.

$\Delta У_i$  - корректировка фактических расходов, признанных регулирующим органом экономически обоснованными в году  $i-2$ , на выполнение, предусмотренных [пунктом 5 статьи 37](#) Федерального закона от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ «Об электроэнергетике»

$ПО_i$  - величина корректировки с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию рассчитывается в соответствии с формулой (8) Методических указаний.

$\Delta НВВ_i^{\text{код}}$  - корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности, рассчитывается в соответствии с формулой (7.1) Методических указаний.

#### 4.1. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям затрат за предыдущий период регулирования 2021 год

Предприятие не представило в орган регулирования предложение по корректировке необходимой валовой выручки на 2023 год с обосновывающими материалами тарифной заявки и документами, подтверждающими осуществление финансово-хозяйственной деятельности за истекшим 2021 год. В связи с чем, у РСТ РБ отсутствует возможность проведения анализа экономического обоснования расходов за 2021 год. Анализ осуществлен на основании информации размещенной на официальном сайте предприятия в сети интернет и других общедоступных источниках информации.

##### 4.1.1. Анализ себестоимости произведенных товаров (работ, услуг).

###### 4.1.1.1. Подконтрольные расходы:

В соответствии с Методическими указаниями, корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов рассчитывается в соответствии с формулой (5) Методических указаний.

Корректировка подконтрольных расходов за 2021 год в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов:

(тыс. руб.)

Показатели	Значения показателя	По результатам РСТ РБ
Подконтрольные расходы, установленные в $i-3$ (2020 г.)	$ПР_{i-3}^{\text{учм}}$	283,26
Индекс эффективности подконтрольных расходов 2021 г	$X_i$	3,00%
Фактическое значение индекса потребительских цен в году (2021 г.)	$ИПЦ_{i-2}^{\phi}$	6%
Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов	$K_{эл}$	0,75

Индекс изменения количества активов, установленных в процентах на 2021 год при расчете долгосрочных тарифов $ИКА_{i-2}^{\phi} = \frac{УЕ_{i-2}^{\phi} - УЕ_{i-3}^{\phi}}{УЕ_{i-3}^{\phi}}$	$ИКА_{i-2}^{\phi}$	-0,12990
Фактическое количество условных единиц, относящихся к регулируемой организации:	$УЕ^{\phi}$	
У.е. 2020 г.		713,240
У.е. 2021 г.		620,592
Подконтрольные расходы, установленные в i-2 (2021 г.)	$ПР_{i-2}^{уст}$	240,74
<b>Величина корректировки</b> $\Delta ПР_i = ПР_{i-3}^{уст} * (1 - X_i) * (1 + ИПЦ_{i-2}^{\phi}) * (1 + K_{эл} * ИКА_{i-2}^{\phi}) - ПР_{i-2}^{уст}$	$\Delta ПР_i$	<b>23,64</b>

В соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2021-2023 годы фактический индекс потребительских цен за 2021 год 1,067.

В рамках проведенного анализа величина корректировки подконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра составила (+23,64) тыс. руб., таким образом, подконтрольные расходы за 2021 год с учетом величины корректировки составили в сумме 264,37 тыс. руб. (240,74 тыс. руб.+ 23,64 тыс. руб.), что ниже подконтрольных расходов за 2021 год по данным предприятия в сумме 320,16 тыс. руб. Снижение относительно предложения предприятия составило 55,79 тыс. руб., данные расходы являются экономически необоснованными.

Результат проведенной корректировки подконтрольных расходов за 2021 год отражен в нижеследующей таблице.

тыс. руб.

Наименование показателей	2019 год		2020 год			2021 год			
	Утв. РСТ РБ	факт	Утв. РСТ РБ	Факт РСТ РБ	по анализу РСТ РБ (МУ 98-э)	Утв. РСТ РБ	по данным ТСО	Факт РСТ РБ	по анализу РСТ РБ (МУ 98-э)
Доля на передачу (%)	5,00	4,33	5,63	5,70	5,70	5,26	4,08	4,08	4,08
Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	25,54	0,00	25,52	0,00	52,04	21,71	25,39	0,00	49,91
Работы и услуги производственного характера	0,00	0,00	0,00	0,00	43,55	0,00	4,17	0,00	43,55
Расходы на оплату труда	177,67	164,77	177,51	142,42	142,89	151,00	196,14	117,13	117,13
Прочие расходы	80,05	139,29	79,98	0,00	45,57	68,03	32,53	0,00	53,79
Электроэнергия на хоз. нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	61,92	0,00	0,00
<b>ИТОГО подконтрольные расходы</b>	<b>283,26</b>	<b>304,06</b>	<b>283,01</b>	<b>142,42</b>	<b>284,04</b>	<b>240,74</b>	<b>320,16</b>	<b>117,13</b>	<b>264,37</b>

Учитывая изложенное, корректировка подконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра составила (+23,64) тыс. руб.

На основании изложенного при тарифном регулировании на 2023 год учесть расходы, связанные с изъятием полученного избытка (со знаком «минус»), выявленного по итогам за 2021 год за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки НВВ АО «ОЭЗ Байкальская гавань» на 2023 год в сумме (+23,64) тыс. руб.

Анализ себестоимости произведенных товаров (работ, услуг).

Анализ затрат по передаче электрической энергии базового периода по подконтрольным расходам за 2021 год представлен в нижеследующей таблице:

(тыс. руб.)

Показатели	Утв. на 2021 г.		Факт ТСО		Факт РСТ РБ		(+, -)
	всего	в т.ч. На передачу	всего	в т.ч. На передачу	всего	в т.ч. На передачу	
1	2	3	4	5	6	7	8=7-3
процент на передачу э/э %		5,26		4,08		4,08	-1,18
<b>Подконтрольные расходы</b>							
Материальные затраты							
Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	412,74	21,71	622,40	25,39	0,00	0,00	-21,71
Работы и услуги	0,00	0,00	102,30	4,17	0,00	0,00	0,00

производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)							
Расходы на оплату труда	2 870,72	151,00	4 807,40	196,14	2 870,72	117,13	-33,87
Прочие расходы	1 293,35	68,03	797,30	32,53	0,00	0,00	-68,03
Электроэнергия на хоз. нужды	0,00	0,00	1 517,60	61,92	0,00	0,00	0,00
<b>ИТОГО подконтрольные расходы</b>	<b>4 576,81</b>	<b>240,74</b>	<b>7 847,00</b>	<b>320,16</b>	<b>2 870,72</b>	<b>117,13</b>	<b>-123,61</b>

В соответствии с учетной политикой предприятия доля расходов на услуги по передаче электроэнергии, относимая на сторонних потребителей определяется исходя соотношения объема полезного отпуска относимого на сторонних потребителей на общий объем полезного отпуска. Так фактическая доля распределения расходов на услуги по передаче электроэнергии на сторонних потребителей за 2021 год по Республике Бурятия определена в 4,08 % (0,064 млн.кВтч./ 1,570 млн. кВтч.), что ниже предусмотренного тарифным решением на 1,18%.

Размер фактических подконтрольных расходов относимых на услуги по передаче электроэнергии по данным предприятия составил 320,16 тыс. руб., что выше утвержденного на 2021 год на 79,42 тыс. руб. Согласно произведенной экспертами корректировки подконтрольных расходов за 2021 год сумма затрат относимых на услуги по передаче электроэнергии 117,13 тыс. руб., что ниже предусмотренного тарифным решением на 123,61 тыс. руб.

Статья затрат «Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо».

*Согласно пункту 24 Основ ценообразования, расходы на сырье и материалы, используемые для производственных и хозяйственных нужд, рассчитываются на основании цен, определяемых в соответствии с пунктом 29 Основ ценообразования.*

По данным АО «ОЭЗ Байкальская гавань» затраты относимые на услуги по передаче электроэнергии составили 25,39 тыс.руб., что выше предусмотренного тарифным решением на 3,68 тыс.руб.

Предприятие не представило в орган регулирования предложение по корректировке необходимой валовой выручки на 2023 год с обосновывающими материалами тарифной заявки и документами, подтверждающими осуществление финансово-хозяйственной деятельности за истекший 2021 год. В связи с чем, у РСТ РБ отсутствует возможность проведения анализа экономического обоснования расходов за 2021 год.

На основании изложенного, в связи с отсутствием обосновывающих документов, экспертами РСТ РБ из расчета НВВ за 2021 год исключаются затраты по данной статье.

Статья затрат «Работы и услуги производственного характера».

*Согласно подпункту 1 пункта 28 Основ ценообразования, расходы на оплату работ (услуг) производственного характера, выполняемых (оказываемых) по договорам с организациями на проведение регламентных работ (определяются в соответствии с пунктом 30 Основ ценообразования.*

По данным АО «ОЭЗ Байкальская гавань» затраты относимые на услуги по передаче электроэнергии составили 4,17 тыс.руб., что выше предусмотренного тарифным решением на 4,17 тыс.руб.

Предприятие не представило в орган регулирования предложение по корректировке необходимой валовой выручки на 2023 год с обосновывающими материалами тарифной заявки и документами, подтверждающими осуществление финансово-хозяйственной деятельности за истекший 2021 год. В связи с чем, у РСТ РБ отсутствует возможность проведения анализа экономического обоснования расходов за 2021 год.

На основании изложенного, в связи с отсутствием обосновывающих документов, экспертами РСТ РБ из расчета НВВ за 2021 год исключаются затраты по данной статье.

Статья затрат «Расходы на оплату труда».

*Согласно подпункту 6 пункта 18 Основ ценообразования №1178 к расходам, связанным с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, относятся расходы на оплату труда и страховые взносы. В соответствии с пунктом 26 Основ ценообразования,*

*размер фонда оплаты труда определяется с учетом отраслевых тарифных соглашений, заключенных соответствующими организациями, и фактического объема фонда оплаты труда и фактической численности работников в последнем расчетном периоде регулирования, а также с учетом прогнозного индекса потребительских цен.*

По данным АО «ОЭЗ Байкальская гавань» затраты относимые на услуги по передаче электроэнергии составили 196,14 тыс.руб., что выше предусмотренного тарифным решением на 45,14 тыс.руб.

Предприятие не представило в орган регулирования предложение по корректировке необходимой валовой выручки на 2023 год с обосновывающими материалами тарифной заявки и документами, подтверждающими осуществление финансово-хозяйственной деятельности за истекший 2021 год. В связи с чем, у РСТ РБ отсутствует возможность проведения анализа экономического обоснования расходов за 2021 год.

В связи с тем, что в анализируемом периоде не изменился состав и количество объектов обслуживаемого электросетевого хозяйства участвующего в процессе осуществления услуги по передаче электроэнергии по сетям предприятия, РСТ РБ принимаются общие затраты на оплату труда персонала в объеме предусмотренном тарифным решением в размере 2 870,72 тыс.руб.

Таким образом, в расчет НВВ за 2021 год принимаются затраты относимые на услуги по передаче электроэнергии в размере 4,08 % об общих затрат или 117,13 тыс.руб., что ниже предусмотренного тарифным решением на 33,87 тыс.руб., что обусловлено корректировкой доли на передачу электроэнергии.

При этом экономически обоснованная фактически сложившаяся средняя заработная плата работников предприятия в 2021 году составила 31 028,13 руб./мес.

Необходимо отметить, что по данным о среднемесячной номинальной начисленной заработной плате работников организаций по видам экономической деятельности в Республике Бурятия, размещенным на официальном сайте территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Бурятия в сети интернет (<https://burstat.gks.ru/trud>), среднемесячная начисленная заработная плата по виду экономической деятельности «Обеспечение электрической энергией» в расчете на одного работника за 2021 год составила 50 654,60 руб., что выше экономически обоснованной фактически сложившейся заработной платы сотрудников АО «ОЭЗ Байкальская гавань» на 19 626,47 руб.

Значительно превышение средней по Республике Бурятия заработной платы над фактически сложившейся обусловлено тем, что АО «ОЭЗ Байкальская гавань» не является членом отраслевого тарифного соглашения в электроэнергетике, следовательно положения указанного соглашения не действует в отношении АО «ОЭЗ Байкальская гавань».

#### Статья затрат «Прочие расходы».

*При определении необходимой валовой выручки состав прочих расходов определяется согласно пункту 28 Основ ценообразования.*

По данным АО «ОЭЗ Байкальская гавань» затраты относимые на услуги по передаче электроэнергии составили 32,53 тыс.руб., что ниже предусмотренного тарифным решением на 35,55 тыс.руб.

Предприятие не представило в орган регулирования предложение по корректировке необходимой валовой выручки на 2023 год с обосновывающими материалами тарифной заявки и документами, подтверждающими осуществление финансово-хозяйственной деятельности за истекший 2021 год. В связи с чем, у РСТ РБ отсутствует возможность проведения анализа экономического обоснования расходов за 2021 год.

На основании изложенного, в связи с отсутствием обосновывающих документов, экспертами РСТ РБ из расчета НВВ за 2021 год исключаются затраты по данной статье.

#### Статья затрат «Электроэнергия на хоз. нужды».

По данным АО «ОЭЗ Байкальская гавань» затраты относимые на услуги по передаче электроэнергии составили 61,92 тыс.руб., что выше предусмотренного тарифным решением на 61,92 тыс.руб.

Предприятие не представило в орган регулирования предложение по корректировке необходимой валовой выручки на 2023 год с обосновывающими материалами тарифной заявки и документами, подтверждающими осуществление финансово-хозяйственной деятельности за истекший 2021 год. В связи с чем, у РСТ РБ отсутствует возможность проведения анализа экономического обоснования расходов за 2021 год.

На основании изложенного, в связи с отсутствием обосновывающих документов, экспертами РСТ РБ из расчета НВВ за 2021 год исключаются затраты по данной статье.

Итого в результате проведенного анализа установлено, что размер подконтрольных расходов за 2021 год 117,13 тыс. руб., что ниже предусмотренного тарифным решением на 123,61 тыс. руб.

**4.1.1.2. Анализ фактических неподконтрольных расходов за 2021 год** представлен в таблице ниже:

показатели	Утверждено РСТ РБ на 2021 г.		Факт по данным ТСО		Факт по РСТ РБ		(+, -)
	всего	в т.ч. На передачу	всего	в т.ч. На передачу	всего	в т.ч. На передачу	
1	2	3	4	5	6	7	8=7-3
процент %		5,26		4,08		4,08	-1,18
<b>Неподконтрольные расходы</b>							
Плата за аренду имущества и лизинг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные отчисления и платежи) , всего, в том числе:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
плата за землю	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
налог на имущество	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отчисления на страховые взносы	780,87	45,60	1 448,20	59,09	866,96	35,37	-10,23
Прочие неподконтрольные расходы (Амортизация и ИП)	4 256,43	223,77	22 347,60	911,79	4 356,56	177,75	-46,02
Выпадающие доходы по технологическому присоединению п.87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ИТОГО неподконтрольных расходов</b>	<b>5 037,30</b>	<b>269,37</b>	<b>23 795,80</b>	<b>970,88</b>	<b>5 223,52</b>	<b>213,12</b>	<b>-56,25</b>
<b>Величина неподконтрольных расходов за исключением расходов на финансирование капитальных вложений</b>	<b>5 037,30</b>	<b>269,37</b>	<b>23 795,80</b>	<b>970,88</b>	<b>5 223,52</b>	<b>213,12</b>	<b>-56,25</b>

В соответствии с учетной политикой предприятия доля расходов на услуги по передаче электроэнергии, относимая на сторонних потребителей определяется исходя соотношения объема полезного отпуска относимого на сторонних потребителей на общий объем полезного отпуска. Так фактическая доля распределения расходов на услуги по передаче электроэнергии на сторонних потребителей за 2020 год по Республике Бурятия определена в размере 4,08 % (0,064 млн.кВтч./ 1,570 млн. кВтч.), что ниже предусмотренного тарифным решением на 1,18%.

Размер фактических неподконтрольных расходов относимых на услуги по передаче электроэнергии по данным предприятия составил 970,88тыс. руб., что выше утвержденного на 2021 год на 701,51 тыс. руб. Согласно произведенной экспертами корректировки неподконтрольных расходов за 2021 год сумма затрат относимых на услуги по передаче электроэнергии составила 213,12 тыс. руб., что ниже предусмотренного тарифным решением на 56,25 тыс. руб.

#### Статья «Налоги»

*Расходы на налоги и сборы (налогов и других установленных законодательством Российской Федерации обязательных платежей), предусмотренные законодательством Российской Федерации о налогах и сборах определяются в соответствии с пунктами 20 и 28 Основ ценообразования.*

По данной статье затраты тарифным решением на 2021 год не предусмотрены, АО «ОЭЗ

Байкальская гавань» фактические затраты за 2021 год не представлены, РСТ РБ не анализировались.

Статья «Плата за аренду имущества и лизинг»

*В соответствии с п. 28 Основ ценообразования № 1178 в состав прочих расходов, которые учитываются при определении необходимой валовой выручки, включается плата за владение и (или) пользование имуществом, в том числе платежи в федеральный бюджет за пользование имуществом, находящимся в федеральной собственности, за исключением затрат, связанных с арендой объектов электросетевого хозяйства, не относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети, в случае, если собственник объектов электросетевого хозяйства является единственным потребителем услуг по передаче электрической энергии, оказываемых с использованием указанных объектов электросетевого хозяйства. Расходы на аренду определяются регулирующим органом исходя из величины амортизации и налога на имущество, относящихся к арендуемому имуществу.*

По данной статье затраты тарифным решением на 2021 год не предусмотрены, АО «ОЭЗ Байкальская гавань» фактические затраты за 2021 год не представлены, РСТ РБ не анализировались.

Статья «Отчисления на страховые взносы»

*Согласно подпункту 6 пункта 18 Основ ценообразования расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают в себя расходы на оплату труда и страховые взносы.*

По данным АО «ОЭЗ Байкальская гавань» затраты относимые на услуги по передаче электроэнергии составили 59,09 тыс.руб., что ниже предусмотренного тарифным решением на 13,49 тыс.руб.

Предприятие не представило в орган регулирования предложение по корректировке необходимой валовой выручки на 2023 год с обосновывающими материалами тарифной заявки и документами, подтверждающими осуществление финансово-хозяйственной деятельности за истекший 2021 год. В связи с чем, у РСТ РБ отсутствует возможность проведения анализа экономического обоснования расходов за 2021 год.

В связи с чем, РСТ РБ в расчет затрат по данной статье принимаются расходы в размере установленного страхового тарифа в размере 30,02% в сумме 35,37 тыс.руб.

Итого, по данной статье принимаются затраты в размере 35,37 тыс.руб., что ниже предусмотренного тарифным решением на 10,23 тыс.руб., что обуславливается корректировкой затрат на оплату труда.

Статья «Амортизация»

*В соответствии с п. 27 Основ ценообразования № 1178 расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов для расчета регулируемых цен (тарифов) определяются в соответствии с нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета. При расчете налога на прибыль организаций сумма амортизации основных средств определяется в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации.*

По данным АО «ОЭЗ Байкальская гавань» затраты относимые на услуги по передаче электроэнергии составили 911,79 тыс.руб., что выше предусмотренного тарифным решением на 688,02 тыс.руб.

Предприятие не представило в орган регулирования предложение по корректировке необходимой валовой выручки на 2023 год с обосновывающими материалами тарифной заявки и документами, подтверждающими осуществление финансово-хозяйственной деятельности за истекший 2021 год. В связи с чем, у РСТ РБ отсутствует возможность проведения анализа экономического обоснования расходов за 2021 год.

В связи с тем, что в анализируемом периоде изменился состав и количество объектов обслуживаемого электросетевого хозяйства участвующего в процессе осуществления услуги по передаче электроэнергии по сетям предприятия. В связи с подключением нового потребителя ООО «Грин Флоу» в процес осуществления регулируемого вида деятельности включены ТП-6 и КЛ-0,4 кВ.,

РСТ РБ принимаются общие затраты на амортизацию в объеме предусмотренном тарифным решением в размере 4 356,56 тыс.руб.

Таким образом, в расчет НВВ за 2021 год принимаются затраты относимые на услуги по передаче электроэнергии по сетям предприятия в размере 177,75 тыс.руб.

Статья «Выпадающие доходы (п.87 Основ ценообразования)» - «Экономически обоснованные расходы от технологического подключения льготной категории потребителей, фактически понесенные в 2021 году, но ранее не учтенные в тарифах»:

В соответствии с основами ценообразования, ТСО предоставляют расчет выпадающих доходов от осуществления технологического присоединения льготной категории заявителей, осуществленный согласно Методическим указаниям, утвержденным ФСТ от 11.09.2014 № 215-э/1 «Об утверждении методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям».

Указанный расчет АО «ОЭЗ Байкальская гавань» не предоставлен, затраты по данной статье предприятием не представлены и не анализировались.

### **Корректировка неподконтрольных расходов за 2021 год исходя из фактических значений указанного параметра:**

Величина корректировки неподконтрольных расходов  $\Delta HP_i$  рассчитывается в соответствии с формулой (7) Методических указаний, где фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов принимается в расчет за исключением расходов на финансирование капитальных вложений.

В соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования, расходы на инвестиции в расчетном периоде регулирования определяются на основе утвержденных в установленном порядке инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, включающих мероприятия по повышению энергоэффективности в рамках реализации законодательства Российской Федерации об энергосбережении, с учетом особенностей, предусмотренных [абзацами 2 - 10](#) настоящего пункта. Средства на финансирование капитальных вложений, направляемых на развитие производства, определяются с учетом амортизационных отчислений и сумм долгосрочных заемных средств, а также условий их возврата.

В связи с тем, что инвестиционная программа АО «ОЭЗ Байкальская гавань» на 2021 год, утвержденная Минтрансом Республики Бурятия в соответствии с действующим законодательством РФ отсутствует, амортизационные отчисления из плановой и фактической величин неподконтрольных расходов не исключаются.

(тыс. руб.)

показатели	2021 год			Отклонение (+,-)
	Утверждено РСТ РБ $HP_{i-2}^{расч.план}$	Факт по данным		
		ТСО	РСТ РБ $HP_{i-2}^{расч.факт}$	
Неподконтрольные расходы ВСЕГО	<b>269,37</b>	<b>970,88</b>	<b>213,12</b>	<b>-56,25</b>
Величина неподконтрольных расходов (за исключением расходов на финансирование капитальных вложений)			<b>213,12</b>	<b>-56,25</b>
Корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра $\Delta HP_i$				

Таким образом, корректировка неподконтрольных расходов, исходя из фактических значений указанного параметра, составила (-56,25) тыс. руб. и принята в расчет НВВ на 2023 год в полном размере.

#### 4.1.1.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска (ПО) и цен на электрическую энергию:

В соответствии с Методическими указаниями, величина корректировки с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию рассчитывается в соответствии с формулой (8) Методических указаний представлена в следующей таблице.

(тыс.руб.)

Показатели	Значения показателя	По результатам РСТ РБ
<b>Корректировка НВВ с учетом изменения ПО и цен на электрическую энергию</b> $ПО_i = \min \left\{ \Pi_{i-2}^{\Phi} \cdot N_{i-2} \cdot \Xi_{i-2}^{\text{отп.}\Phi} \right\} \cdot ЦП_{i-2}^{\Phi} - \Xi_{i-2}^{\text{отп.}\Phi} \cdot ЦП_{i-2} \cdot N_{i-2} \quad (8),$	По <sub>i</sub>	<b>62,71</b>
величина фактических потерь	$\Pi_{i-2}^{\Phi}$	0,0210
нормативный уровень потерь	$N_{i-2}$	0,0423
фактический объем отпуска э/э в сеть	$\Xi_{i-2}^{\text{отп.}\Phi}$	1,5720
прогнозная цена покупки э/э	$ЦП_{i-2}$	0,00
средневзвешенная фактическая цена покупки э/э	$ЦП_{i-2}^{\Phi}$	1 900,32

Таким образом, величина корректировки АО «ОЭЗ Байкальская гавань» с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию исходя из фактических значений указанного параметра составила (+62,71) тыс. руб. и принята в расчет НВВ на 2023 год в полном объеме.

#### 4.1.1.4. Корректировка в связи с изменением инвестиционной программы:

Величина корректировки в связи с изменением инвестиционной программы рассчитывается в соответствии с формулой (9) Методических указаний.

Инвестиционная программа на 2021 год, утвержденная Министерством по развитию транспорта, энергетики и дорожного хозяйства Республики Бурятия в соответствии с действующим законодательством РФ, отсутствует.

Учитывая изложенное, корректировка НВВ на 2023 год в связи с изменением инвестиционной программы не производится.

#### 4.1.1.5. Расчет суммы корректировки базового периода с учетом достижения установленного уровня надежности и качества (п.8 Основ ценообразования):

Предприятием не представлены отчетные данные показателей надежности и качества за 2021 год, в соответствии с постановлением Правительства РФ от 31.12.2009 № 1220.

Приказом РСТ РБ от 19.05.2022 №5/4 определены фактические значения показателей надежности и качества услуг по передаче электроэнергии по сетям сетевых организаций на территории Республики Бурятия за 2021 год.

Согласно заключению Минэнерго России, представленному письмом от 01.04.2022 №05-1949, сетевой организацией АО «Особая экономическая зона «Байкальская гавань» допущены существенные нарушения в соответствии с подпунктом «а» не представлена ф.8.1 за июль-декабрь 2021 года. Фактические показатели уровней надежности за 2021 год определены Минэнерго России по всем показателям надежности Psaidi, Psaiifi, Psaidi,рем и Psaiifi,рем в размере «0», группа ТСО определена по показателям Psaidi - 5, Psaiifi - 7.

В соответствии с подпунктом 1 пункта 6 Методических указаний № 254-э/1 в связи с непредставлением отчетных данных по всем показателям, коэффициент КНК<sub>i</sub> признается **понижающим и устанавливается равным (-3%)**.

тыс.руб.

Показатели	Значения показателя	Расчет РСТ РБ
<b>Корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг, тыс. руб.</b>	$B_i^{\text{корр}КНК_i}$	<b>-12,33</b>
- Понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий НВВ с учетом надежности и качества	КНК <sub>i</sub>	-3,00%
- НВВ на содержание в 2021 году, тыс. руб.	НВВ <sub>сод</sub>	410,96
- Обобщенный коэффициент надежности и качества за 2021 год	Коб.	0,65
- Максимальный процент корректировки, согласно Методическим указаниям	$\Pi_{\text{корр}2013г.}$	2%

Таким образом, величина корректировки НВВ АО «ОЭЗ Байкальская гавань» базового периода с учетом достижения установленного уровня надежности и качества составила (-12,33) тыс. руб. и принята в расчет НВВ на 2023 год в полном объеме.

#### 4.1.1.6. Расчет суммы корректировки необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности.

В соответствии с Методическими указаниями, величина корректировки необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности рассчитывается в соответствии с формулой (7.1) Методических указаний представлена в следующей таблице.

Тыс.руб.

№ пп	Показатель	В части расходов на оплату нормативного расхода потерь	В части содержания сетей	Всего
1	Необходимая валовая выручка установленная на 2021 год	11,55	410,96	422,51
2	Фактический объем выручки за услуги по передаче электроэнергии за 2021 год	8,12	410,67	418,79
2.1.	Фактическая выручка за услуги по передаче электрической энергии за 2021 год по единым (котловым) тарифам	0,00	0,00	0,00
2.2.	Фактическая выручка за услуги по передаче электрической энергии за 2021 год по индивидуальным тарифам	8,12	410,67	418,79
3.	Фактические затраты на оплату услуг смежных ТСО по индивидуальным тарифам	0,00	0,00	0,00
4	<b>Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности по формуле 7.1 Методических указаний №98-э (п.1-п.2-п.3)</b>	X	<b>0,29</b>	X

Необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установлена РСТ РБ на 2021 год в размере 41,096 тыс.руб. Фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии в части содержания электрических сетей без учета оплаты потерь за 2021 год, определен РСТ РБ исходя из следующих показателей:

- тарифная выручка предприятия в размере 418,79 тыс.руб.;
- затраты на оплату потерь в размере 8,12 тыс.руб.

Итого фактическое НВВ без учета оплаты потерь составила 410,67 тыс.руб. (418,79 тыс.руб. -8,12 тыс.руб.).

Таким образом, величина корректировки НВВ АО «ОЭЗ Байкальская гавань» по доходам от осуществления регулируемой деятельности составила (+0,29) тыс. руб. и принята в расчет НВВ на 2022 год в полном объеме.

#### 4.1.8. Расчет суммы корректировки необходимой валовой выручки от экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией.

Предприятием не представлены расчет суммы экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, а также документы обосновывающие сохранение экономии средств на оплату потерь электроэнергии при установлении тарифов, а также подтверждения достигнутого экономического эффекта, приведшего к снижению потерь.

#### 4.1.9. Расходы сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям

Затраты по статье «Расходы на обеспечение коммерческого учета электроэнергии» предприятием не представлены.

В соответствии с п.3 статьи 23.2 Федерального закона от 26.03.2003 №35 «Об электроэнергетике», расходы сетевой организации, понесенные ею для приобретения, установки и замены приборов учета электрической энергии, подлежат включению в состав тарифа на услуги по передаче электроэнергии и (или) платы за технологическое присоединение.

При этом затраты на капитальные вложения финансируются в рамках утвержденной в установленном порядке инвестпрограммы сетевой организации, затраты на установку приборов учета на вновь вводимых объектах электросетевого хозяйства финансируются за счет платы за технологическое присоединение.

Согласно п. 2 Постановления Правительства РФ от 18.04.2020 №554, используемые на 01.07.2020 приборы учета электрической энергии, не соответствующие требованиям, указанным в разделе X Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 г. № 442, могут быть использованы вплоть до истечения установленного для них межповерочного интервала, до истечения срока эксплуатации либо до момента выхода таких приборов учета из строя или их утраты.

Таким образом, отсутствует необходимость тотальной единовременной замены ранее установленных приборов учета электроэнергии.

В связи с тем, что предприятием не представлено предложение о включении затрат на обеспечение средствами коммерческого учета электроэнергии в НВВ на 2023 год, а также материалы по экономическому обоснованию затрат, в состав НВВ АО «ОЭЗ Байкальская гавань» на 2023 год не включаются.

## 4.2. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям затрат на регулируемый период 2023 год

### 4.2.1. Подконтрольные расходы:

Планируемые значения параметров расчета тарифов на 2023 год определены РСТ РБ в следующих размерах:

1) Индекс потребительских цен, определенный в соответствии с прогнозом социально-экономического развития РФ в размере 106,0%;

2) Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, в отношении регулируемой организации, осуществляющей передачу электроэнергии в размере 0,75, установленный приказом РСТ РБ от 24.12.2021 № 1/42;

3) Индекс эффективности подконтрольных расходов в размере 1 %, установленный приказом РСТ РБ от 24.12.2021 № 1/42;

4) Объем условных единиц на 2023 год принят в размере 671,25 у.е., что выше предусмотренного на 2022 год на 99,32 у.е., коэффициент изменения количества активов составляет 0,173653 (671,25– 571,93 / 571,93);

5) Индекс изменения количества активов на 2023 год составил 118,6073786%;

С учетом указанных данных коэффициент корректировки подконтрольных расходов равен  $118,6073786: 1,060 * (1+0,75*(0,173653)) * (1-1\%)$

АО «ОЭЗ Байкальская гавань» не представило в орган регулирования предложение по корректировке необходимой валовой выручки на 2023 год с обосновывающими материалами тарифной заявки.

РСТ РБ рассматривает вопрос об установлении цен (тарифов) в отношении АО «ОЭЗ Байкальская гавань» на очередной период регулирования 2023 год, в соответствии с пунктом 24 Правил и пунктом 6 Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней № 834/18, исходя из имеющихся данных, в том числе с использованием опубликованной информации на официальном сайте сетевой организации. На сайте АО «ОЭЗ Байкальская гавань» предложение о корректировке необходимой валовой выручки на 2023 год не размещалось.

тыс. руб.

Показатели	2021 год		2022 год		2023 год			(+, -)
	утв. РСТ РБ	факт	всего	в т.ч. На передачу	Предл. ЭСО	Предл. РСТ РБ	в т.ч. На передачу	
1	2	3	4	5	6		7	8=7-5
процент на передачу э/э %	5,26	4,08		5,26			4,46	-0,80
Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	21,71	0,00	46,59	2,45	<b>Нет данных</b>	65,21	2,91	0,46

Работы и услуги производственного характера	0,00	0,00	62,64	3,29	87,67	3,91	0,61
Расходы на оплату труда	151,00	117,13	1 817,48	95,60	1 057,25	113,38	17,79
Прочие расходы	68,03	0,00	6,85	0,36	9,58	0,43	0,07
Электроэнергия на хоз. нужды	0,00	0,00	0,00	6,66	0,00	7,90	0,00
<b>ИТОГО подконтрольные расходы</b>	<b>240,74</b>	<b>117,13</b>	<b>1 933,55</b>	<b>108,36</b>	<b>1 219,71</b>	<b>128,53</b>	<b>18,92</b>

В соответствии с учетной политикой предприятия доля расходов на услуги по передаче электроэнергии, относимая на сторонних потребителей определяется исходя соотношения объема полезного отпуска относимого на сторонних потребителей на общий объем полезного отпуска. На 2023 год предусмотрена доля распределения расходов на услуги по передаче электроэнергии на сторонних потребителей по Республике Бурятия в размере 4,46 % (0,083 млн.кВтч./ 1,86 млн. кВтч.), что ниже предусмотренного тарифным решением на 2022 год на 0,80%.

#### 4.2.2. Неподконтрольные расходы:

##### Статья «Отчисления на страховые взносы»

Согласно подпункту 6 пункта 18 Основ ценообразования расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают в себя расходы на оплату труда и страховые взносы.

Размер страховых взносов определяется регулирующим органом по установленным ставкам в соответствии с положениями Федерального закона от 24.07.2009 №212-ФЗ «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования» и Федерального закона от 24.07.1998 №125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний».

Предприятие не представило в орган регулирования предложение по корректировке необходимой валовой выручки на 2023 год с обосновывающими материалами.

РСТ РБ рассматривает вопрос об установлении цен (тарифов) в отношении АО «ОЭЗ Байкальская гавань» на очередной период регулирования 2023 год, в соответствии с пунктом 24 Правил и пунктом 6 Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней № 834/18, исходя из имеющихся данных, в том числе с использованием опубликованной информации на официальном сайте сетевой организации.

В материалах дела по определению НВВ на предыдущие периоды регулирования ТСО были представлены:

- уведомление о размере страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выданное ФСС по РБ, для подтверждения используемого в расчете размера страховых взносов в размере 0,2%.

На основании изложенного экспертами РСТ РБ, размер страхового тарифа принят экспертами по предложению предприятия – 30,2% от фонда оплаты труда.

Сумма затрат по данной статье скорректирована за счет изменения фонда оплаты труда и составляет 34,24 тыс. руб. что на 1,96 тыс. руб. выше установленного РСТ РБ на 2022 год, рост обусловлен корректировкой затрат по статье «Затраты на оплату труда».

тыс. руб.

№ пп	Наименование показателей	2 0 2 1 год		2 0 2 2 год		2 0 2 3 год			( +/- )
		утв. РСТ РБ	факт	утв. РСТ РБ	в т.ч. На передачу	Предл. ЭСО	Предл. РСТ РБ	в т.ч. На передачу	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10=9-6
1.	Отчисления на страховые взносы	45,60	35,37	737,70	28,87	Нет данных	768,19	34,24	1,96

##### Статья «Амортизационные отчисления»

Согласно пункту 27 Основ ценообразования, при расчете экономически обоснованного размера амортизации на плановый период регулирования срок полезного использования активов и отнесение этих активов к соответствующей амортизационной группе определяется

регулирующими органами в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 №1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

При расчете на плановый период регулирования экономически обоснованного размера амортизации основных средств, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, в составе необходимой валовой выручки учитывается амортизация только по основным средствам, фактически введенным в эксплуатацию за последний отчетный период, за который имеются отчетные данные.

Предприятие не представило в орган регулирования предложение по корректировке необходимой валовой выручки на 2023 год с обосновывающими материалами.

РСТ РБ рассматривает вопрос об установлении цен (тарифов) в отношении АО «ОЭЗ Байкальская гавань» на очередной период регулирования 2023 год, в соответствии с пунктом 24 Правил и пунктом 6 Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней № 834/18, исходя из имеющихся данных, в том числе с использованием опубликованной информации на официальном сайте сетевой организации.

В материалах дела по определению НВВ на предыдущие периоды регулирования, ТСО были представлены ведомость амортизации, инвентарные карточки учета основных средств по форме ОС-6. На момент принятия тарифного решения, информация о вводе в эксплуатацию, а также списании основных средств за период 2020-2022 годы в РСТ РБ отсутствует. Между тем, согласно информации размещенной на официальном сайте АО «ОЭЗ Байкальская гавань», в 2021 году осуществлено технологическое присоединение к сетям предприятия нового абонента (подтверждается актом о ТП и договором с ГП), таким образом у предприятия увеличился объем электросетевого хозяйства технологически участвующего в процессе передачи электроэнергии.

В соответствии с п. 27 Основ ценообразования, экспертами РСТ РБ в расчет НВВ принимается амортизация основных средств исходя из максимального срока полезного использования.

В результате проведенного анализа экспертами РСТ РБ установлено, что амортизационные отчисления в отношении основных средств предприятия технологически задействованных и участвующих в процессе передаче электроэнергии на 2023 год составят 4 457,83 тыс.руб. в т.ч. на передачу 198,71 тыс.руб.

Итого затраты на амортизацию принимаются экспертами в размере 4 457,83 тыс.руб. в т.ч. на передачу 198,71 тыс.руб. рост относительно установленного на 2022 год на 32,23 тыс.руб. корректировкой доли на передачу электроэнергии.

тыс. руб.

№ пп	Наименование показателей	2 0 2 1 г о д		2 0 2 2 г о д		2 0 2 3 г о д			( +/- )
		утв. РСТ РБ	факт	утв. РСТ РБ	в т.ч. На передачу	Предл. ЭСО	Предл. РСТ РБ	в т.ч. На передачу	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10=9-6
1.	Прочие неподконтрольные расходы (Амортизация и ИП)	223,77	177,75	4 256,43	166,58	Нет данных	4 457,83	198,71	32,23

#### **Статья «Выпадающие доходы (п.87 Основ ценообразования)»**

Предприятие не представило в орган регулирования предложение по корректировке необходимой валовой выручки на 2023 год с обосновывающими материалами.

РСТ РБ рассматривает вопрос об установлении цен (тарифов) в отношении АО «ОЭЗ Байкальская гавань» на очередной период регулирования 2023 год, в соответствии с пунктом 24 Правил и пунктом 6 Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней № 834/18, исходя из имеющихся данных, в том числе с использованием опубликованной информации на официальном сайте сетевой организации.

Также, Предприятием не представлен расчет фактических выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, определяемых в соответствии с Методическими указаниями по определению выпадающих доходов, связанных с

осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденными приказом ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1.

Учитывая изложенное, выпадающие доходы, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям АО «ОЭЗ Байкальская гавань», в НВВ на 2023 год не принимаются.

тыс.руб.

Наименование показателей	2 0 2 1 г о д		2 0 2 2 г о д	2 0 2 3 г о д	
	утв. РСТ РБ	факт	утв. РСТ РБ	Предл. ТСО	Предл. РСТ РБ
1	2	3	4	5	6
Выпадающие доходы/экономия средств (п.87 Основ ценообразования)»	0,00	0,00	0,00	Нет данных	0,00

### **Статья «Расходы на обеспечение коммерческого учета электроэнергии»:**

Предприятие не представило в орган регулирования предложение по корректировке необходимой валовой выручки на 2023 год с обосновывающими материалами.

РСТ РБ рассматривает вопрос об установлении цен (тарифов) в отношении АО «ОЭЗ Байкальская гавань» на очередной период регулирования 2023 год, в соответствии с пунктом 24 Правил и пунктом 6 Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней № 834/18, исходя из имеющихся данных, в том числе с использованием опубликованной информации на официальном сайте сетевой организации.

В соответствии с п.3 статьи 23.2 Федерального закона от 26.03.2003 №35 «Об электроэнергетике», расходы сетевой организации, понесенные ею для приобретения, установки и замены приборов учета электрической энергии, подлежат включению в состав тарифа на услуги по передаче электроэнергии и (или) платы за технологическое присоединение.

При этом затраты на капитальные вложения финансируются в рамках утвержденной в установленном порядке инвестпрограммы сетевой организации, затраты на установку приборов учета на вновь вводимых объектах электросетевого хозяйства финансируются за счет платы за технологическое присоединение.

Согласно п. 2 Постановления Правительства РФ от 18.04.2020 №554, используемые на 01.07.2020 приборы учета электрической энергии, не соответствующие требованиям, указанным в разделе X Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 г. № 442, могут быть использованы вплоть до истечения установленного для них межповерочного интервала, до истечения срока эксплуатации либо до момента выхода таких приборов учета из строя или их утраты.

Таким образом, отсутствует необходимость тотальной единовременной замены ранее установленных приборов учета электроэнергии.

В связи с тем, что предприятием не представлено предложение о включении затрат на обеспечение средствами коммерческого учета электроэнергии в НВВ на 2023 год, а также материалы по экономическому обоснованию затрат, в состав НВВ АО «ОЭЗ Байкальская гавань» на 2023 год не включаются.

### **Статья «Расчетная предпринимательская прибыль»**

*Согласно пункту 2 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, расчетная предпринимательская прибыль сетевой организации" - это величина, учитываемая при определении необходимой валовой выручки сетевой организации, используемая при расчете цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии, остающаяся в распоряжении сетевой организации и расходующаяся по ее усмотрению.*

*В соответствии с абзацем 17 пункта 38 Основ ценообразования, расчетная предпринимательская прибыль сетевой организации, включаемая в необходимую валовую выручку сетевой организации, определяется в размере 5 процентов необходимой валовой выручки сетевой организации на очередной период регулирования с учетом расходов на оплату потерь на*

очередной период регулирования за вычетом расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии, оказываемых прочими территориальными сетевыми организациями.

По заявлению сетевой организации расчетная предпринимательская прибыль сетевой организации может быть установлена на более низком уровне.

При установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии расчетная предпринимательская прибыль сетевой организации не учитывается в необходимой валовой выручке для территориальной сетевой организации в случае, если:

- необходимая валовая выручка организации с учетом расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых организаций за 3 последних периода регулирования не превысила 10 процентов суммарной необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций, учтенной при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии;

- организация является государственным или муниципальным унитарным предприятием.

РСТ РБ произведен необходимой валовой выручки ТСО за 3 последних периода регулирования, результаты которого представлены в нижеследующей таблице.

Наименование ТСО	Период	НВВ ТСО на содержание сетей	Расходы ТСО на оплату потерь электрической энергии	Расходы ТСО на оплату услуг других территориальных сетевых организаций	Необходимая валовая выручка ТСО, с учетом расходов на оплату потерь электроэнергии и услуг других территориальных сетевых организаций	Суммарная необходимая валовая выручка ТСО, с учетом расходов на оплату потерь электроэнергии и услуг других территориальных сетевых организаций за 3 последних периода регулирования	Доля выручки ТСО в общем объеме суммарной котловой валовой выручки ТСО за 3 периода регулирования
АО "Особая экономическая зона "Байкальская гавань"	2 020	572,62	9,51	0,00	582,13	1 453,81	0,01%
	2 021	435,76	11,55	0,00	447,31		
	2 022	395,43	28,94	0,00	424,37		
<b>Котловая выручка ТСО по Республике Бурятия</b>	<b>2 020</b>	<b>5 507 345,21</b>	<b>1 028 282,97</b>	<b>6 535 628,18</b>		<b>20 488 044,67</b>	

В результате проведенного анализа установлено, что необходимая валовая выручка АО «ОЭЗ Байкальская гавань» с учетом расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых организаций за последние 3 периода регулирования 0,01%, то есть не превысила 10% суммарной необходимой валовой выручки территориальных сетевых.

Соответственно, расчетная предпринимательская прибыль сетевой организации не учитывается в необходимой валовой выручке АО «ОЭЗ Байкальская гавань» на 2023 год.

#### **5.5.2. Расчет суммы корректировки необходимой валовой выручки от экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией.**

Предприятием не представлены расчет суммы экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, а также документы обосновывающие сохранение экономии средств на оплату потерь электроэнергии при установлении тарифов, а также подтверждения достигнутого экономического эффекта, приведшего к снижению потерь.

#### **5.5.3. Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка:**

Недополученный доход представленный Предприятием за 2021 год рассмотрен экспертами РСТ РБ в разделе 4.1 данного экспертного заключения.

В результате проведенного анализа расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») и (или) полученный избыток (со знаком «минус»), выявленные по итогам за 2021 год, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки НВВ АО «ОЭЗ Байкальская гавань» на 2023 год составили (+24,36) тыс. руб. (23,64 тыс.руб. -56,25 тыс.руб. +62,71 тыс.руб.+0,29 тыс.руб.) с учетом ИПЦ за 2022 и 2023 годы в размере 1,139 и 1,060 соответственно, также (-12,33) тыс.руб.

Показатели	Значения показателя	Расчет РСТ РБ на 2023 год
Корректировка подконтрольных расходов	$\Delta ПР_i$	23,64
Корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра	$\Delta НР_i$	-56,25
Корректировка НВВ с учетом изменения ПО и цен на электрическую энергию	$ПО_i$	62,71
Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы	$B_i^{коррИП}$	0,00
Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности	$\Delta НВВ_i^{cod}$	0,29
Корректировка в соответствии с п.81 Основ ценообразования		0,00
<b>Расходы i-го года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком "плюс") или полученного избытка (со знаком "минус")</b>	<b>В<sub>i</sub></b>	<b>30,39</b>
<i>ИПЦ 2022 год</i>	1,139	34,61
<i>ИПЦ 2023 год</i>	1,060	36,69
<b>Расходы i-го года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком "плюс") или полученного избытка (со знаком "минус") с учетом ИПЦ</b>	<b>В<sub>i</sub></b>	<b>36,69</b>
Корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг	$B_i^{коррКНКи}$	-12,33
Корректировка фактических расходов, признанных регулирующим органом экономически обоснованными в году i-2, на выполнение обеспечения коммерческого учета эл/энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям	$\Delta У_i$	0,00
Экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов	$\Delta ЭП_i$	
Корректировка по п. 7 Основ ценообразования		
<b>Итого расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка</b>		<b>24,36</b>

В соответствии с пунктами 7, 8, 38 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178, учесть при тарифном регулировании на 2022 год расходы 2020 года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком "плюс") или полученного избытка (со знаком "минус"), выявленных по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9 Основ ценообразования в сумме (+24,36) тыс. руб.

Необходимо отметить, что в соответствии с п.7 Основ ценообразования, исключение экономически необоснованных доходов и расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, выявленных в том числе по результатам проверки их хозяйственной деятельности, учет экономически обоснованных расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования по независящим от организации, осуществляющей регулируемую деятельность, причинам, в целях сглаживания изменения тарифов могут осуществляться в течение периода, в том числе относящегося к разным долгосрочным

периодам регулирования, который не может быть более 5 лет. В этом случае распределение исключаемых экономически необоснованных доходов и расходов, учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования, осуществляется при расчете необходимой валовой выручки соответствующего годового периода регулирования с учетом параметров прогноза социально-экономического развития РФ. Действие положений, установленных настоящим абзацем, не распространяется на территориальные сетевые организации, необходимая валовая выручка которых с учетом расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых организаций за 3 последних периода регулирования не превысила 10 процентов суммарной необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций, учтенной при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

В результате проведенного анализа, необходимая валовая выручка АО «ОЭЗ Байкальская гавань» с учетом расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых организаций за 3 последних периода регулирования (2020, 2021 и 2022 годы) не превысила 10 процентов суммарной необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций, учтенной при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

В связи с чем, расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов, выявленные по итогам за 2021 год, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки НВВ АО «ОЭЗ Байкальская гавань» на 2023 год в сумме (+24,36) тыс. руб. учесть в расчете НВВ на 2023 год в полном объеме.

#### **6. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования предприятия**

Для определения НВВ на 2023 год предприятием затраты на уплату налога на прибыль не представлены. Учитывая изложенное, затраты по статье прибыль в НВВ предприятия не включаются.

тыс.руб.

Наименование показателей	2 0 2 1 г о д		2 0 2 2 г о д	2 0 2 3 г о д	
	утв. РСТ РБ	факт	утв. РСТ РБ	Предл. ТСО	Предл. РСТ РБ
1	2	3	4	5	6
Прибыль	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

#### **7. Расходы на оплату электрической энергии в целях компенсации потерь сетевой организации АО «ОЭЗ Байкальская гавань» на 2023 год**

Расчет фактической цены потерь электрической энергии на 2023 год, приобретаемой территориальными сетевыми организациями на территории Республики Бурятия в целях компенсации в соответствии с пунктом 81 Основ ценообразования №1178, выполнен и отражен в экспертном заключении «О единых (котловых) тарифах на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Бурятия на 2023 год».

В настоящем Экспертном заключении отражены расходы на оплату электрической энергии в целях компенсации потерь на 2023 год в части АО «ОЭЗ Байкальская гавань».

Учитывая прогнозную стоимость покупки электроэнергии на ОРЭ, стоимость покупки электроэнергии на покупку потерь на розничном рынке у ГП-АО «Читаэнергосбыт» (ТП «Энергосбыт Бурятии») в 2023 году с учетом всех составляющих, для включения ее в расчет покупки электроэнергии на розничном рынке на компенсацию технологических потерь для ТСО, составит на 2023 год в разбивке по полугодиям:

№пп	Наименование показателя	Ед. изм.	1 полугодие	2 полугодие	2023 год
1	Покупка эл/энергии с ОРЭ	Руб/МВтч	1418,37	1660,14	1522,99
2	Инфраструктура ОРЭ, в том числе:	Руб/МВтч	5,201	5,201	5,201

2.1.	Размер услуги коммерческого оператора ОА «АТС»	Руб/МВтч	1,509	1,509	1,509
2.2.	Размер услуги АО СО ЕЭС	Руб/МВтч	3,359	3,359	3,359
2.3.	Размер платы за комплексную плату АО «ЦФР»	Руб/МВтч	0,333	0,333	0,333
3	Сбытовая надбавка ГП, утвержденная приказом РСТ РБ от 21.11.2022 №1/31	Руб/МВтч	768,150	768,150	768,150
4	ИТОГО, без НДС	Руб/МВтч	2191,72	2433,49	2296,34
5	Плановый объем потерь в соответствии со Сводным прогнозным балансом на 2023 год, утвержденным приказом ФАС России от 29.06.2022 №488/22-ДСП (в редакции приказа от 27.10.2022 №767/22-ДСП)	Млн.кВтч	371,1613	283,1241	654,2854
6	Расходы на оплату электрической энергии в целях компенсации потерь ТСО по Республике Бурятия на 2023 год	Тыс.руб.	813 481,98	688 978,78	1 502 460,76

Величина НВВ на компенсацию потерь электрической энергии в сетях регулируемой организации АО «ОЭЗ Байкальская гавань» определена в размере 8,33 тыс. рублей.

Наименование сетевой организации осуществляющей услуги по передаче электрической энергии в Республике Бурятия	1 полугодие		2 полугодие		2023 год	
	млн. кВт*ч	тыс. руб.	млн. кВт*ч.	тыс. руб.	млн. кВт*ч	тыс. руб.
АО «ОЭЗ Байкальская гавань»	0,00	3,95	0,00	4,38	0,00	8,33

Необходимо отметить, что цена покупки электроэнергии на розничном рынке у ГП –АО «Читаэнергосбыт» в целом по 2023 году, для включения ее в расчет покупки технологических потерь на розничном рынке у гарантирующего поставщика, в котловых тарифах на услуги по передаче электрической энергии ограничена размером ставок по оплате потерь, рост которых составляет 9% к утвержденной на 2 полугодие 2022 (актуальной до 30 ноября 2022 года) в составе предельного максимального уровня тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 14.11.2022 №2053 «Об особенностях индексации регулируемых цен (тарифов) с 1 декабря 2022 года по 31 декабря 2023 г. и внесении изменений в отдельные акты Правительства Российской Федерации».

Исходя из прогноза предельного максимального уровня ставок по оплате потерь в тарифах на услуги по передаче электроэнергии оказываемые потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, с учетом надбавок гарантирующего поставщика, инфраструктуры ОРЭ, а также параметров, указанных в СПБ для Республики Бурятия на 2023 год (Приказ ФАС России от 27.10.2022 №767/22-ДСП «О внесении изменений в сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на 2023 год, утвержденный приказом ФАС России от 29 июня 2022 №488/22-ДСП»):

- Объем потерь утвержденный на 2023 год в размере 654,2854 млн.кВтч, в том числе 1 п/г – 371,1613 млн.кВтч и 2 п/г – 283,1241 млн.кВтч;

- Объем потерь мощности на 2023 год в размере 76,97 МВт, в том числе 1п/г – 78,31 МВт и 2п/г – 75,62 МВт.

Планируемая стоимость покупки электроэнергии для компенсации потерь, рассчитанная исходя из расходов на компенсацию потерь по электрическим сетям ТСО Республики Бурятия, учтена РСТ РБ в котловом тарифе на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год, в рамках предельных максимальных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии, в части ставок по оплате потерь, утвержденных ФАС России на 2023 год, составит:

№пп	Наименование показателя	Ед. изм.	1 полугодие	2 полугодие	2023 год
1	Покупка эл/энергии с ОРЭ	Руб/МВтч	1248,303	1701,636	1444,47
2	Инфраструктура ОРЭ, в том числе:	Руб/МВтч	5,201	5,201	5,201
2.1.	Размер услуги коммерческого оператора ОА «АТС»	Руб/МВтч	1,509	1,509	1,509
2.2.	Размер услуги АО СО ЕЭС	Руб/МВтч	3,359	3,359	3,359
2.3.	Размер платы за комплексную плату АО «ЦФР»	Руб/МВтч	0,333	0,333	0,333
3	Сбытовая надбавка ГП, утвержденная приказом РСТ РБ от 21.11.2022 №1/31	Руб/МВтч	768,150	768,150	768,150
4	ИТОГО, без НДС	Руб/МВтч	2021,654	2474,987	2217,821
5	Плановый объем потерь в соответствии со Сводным прогнозным балансом на 2023 год, утвержденным приказом ФАС России от 29.06.2022 №488/22-ДСП (в редакции приказа от 27.10.2022 №767/22-ДСП)	Млн.кВтч	371,1613	283,1241	654,2854
6	Расходы на оплату электрической энергии в целях компенсации потерь ТСО по Республике Бурятия на 2023 год	Тыс.руб.	750 359,60	700 728,57	1 451 088,17

Учитывая изложенное, расходы на компенсацию потерь и величина потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям АО «ОЭЗ Байкальская гавань», учтенные в котловом тарифе на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год, составляют 8,09 тыс. руб.:

Наименование сетевой организации осуществляющей услуги по передаче электрической энергии в Республике Бурятия	1 полугодие		2 полугодие		2023 год	
	млн. кВт*ч	тыс. руб.	млн. кВт*ч.	тыс. руб.	млн. кВт*ч	тыс. руб.
АО «ОЭЗ Байкальская гавань»	0,0018	3,64	0,0018	4,45	0,0036	8,09

В связи с ростом плановых индикативных цен покупки электрической энергии с оптового рынка 18% (проект приказа ФАС России на 18.11.2022), а также ростом сбытовой надбавки гарантирующего поставщика АО «Читаэнергосбыт на 44,4% (2 полугодие 2022 года – 0,53199 руб./кВтч, с 1 декабря 2022 года – 0,76815 руб./кВтч) затраты на компенсацию потерь электрической энергии в котловом тарифе ниже на 51 372,58 тыс. руб.

Таким образом, плановый недополученный доход для регулируемой организации на 2023 год от покупки потерь составил:

$8,33 - 8,09 = 0,24$  тыс. руб. – разница полученная от цены покупки электроэнергии на оптовом рынке расчётной с учетом индикативных цен, утвержденных ФАС России и принятой РСТ РБ в рамках предельных уровней тарифов (в ставке по оплате потерь) на 2023 год.

Учитывая изложенное, компенсация затрат на приобретение нормативных потерь электроэнергии будет произведена с учетом плановой разницы от неучтенной индикативной цены потерь на 2023 год и фактически сложившейся среднегодовой цены на приобретение потерь за 2023 год.

## 8. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования

Экспертами произведена корректировка необходимой валовой выручки на 2023 год для оказания услуг по передаче электрической энергии АО «ОЭЗ Байкальская гавань», регулирование деятельности которого осуществляется с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки на долгосрочный период регулирования 2022 – 2026 гг., Размер скорректированной НВВ на содержание сетей (без учета затрат на покупку электроэнергии на технологические цели) отражен в нижеследующей таблице.

## Смета расходов

(тыс. руб.)

№ пп	Статья расходов	Период регулирования 2022 – 2026 годы			
		НВВ на 2022 год утвержденная РСТ РБ	2023 год		
			Утверждено РСТ РБ на 2023 год.	Предложение ТСО на 2022 год	Предложение РСТ РБ на 2022 год
1	2	3	4	5	6
	<i>инфляция</i>	1,043	1,040		1,060
	<i>индекс эффективности операционных расходов</i>	1,000	1,000	1,00	1,00
	<i>количество активов</i>	571,930	571,930	0,00	671,25
	<i>индекс изменения количества активов</i>	0,000	0,0017	0,00	0,173653
	<i>коэффициент эластичности затрат по росту активов</i>	0,750	0,750	0,75	0,75
	<i>итого коэффициент индексации</i>	0,000	1,030	0,00	0,00
<b>1.</b>	<b>Подконтрольные расходы</b>	<b>0,000</b>			
1.1.	Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	2,451	2,52	0,00	2,91
1.2.	Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	3,295	3,39	0,00	3,91
1.3.	Расходы на оплату труда	95,599	98,43	0,00	113,38
1.4.	Прочие расходы	0,360	0,37	0,00	0,43
1.5.	Электроэнергия на хоз. нужды	6,658	6,86	0,00	7,90
	<b>ИТОГО подконтрольные расходы</b>	<b>108,37</b>	<b>111,57</b>	<b>0,00</b>	<b>128,53</b>
<b>2.</b>	<b>Неподконтрольные расходы</b>				
2.1.	Налоги	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2.	Плата за аренду имущества и лизинг	0,00	0,00	0,00	0,00
2.3.	Отчисления на страховые взносы	28,87	30,03	0,00	34,24
2.4.	Прочие неподконтрольные расходы (Амортизация и ИП)	166,58	166,58	0,00	198,71
2.5.	Плата за аренду имущества и лизинг	0,00	0,00	0,00	0,00
2.6.	Выпадающие доходы по технологическому присоединению п.87	0,00	0,00	0,00	0,00
	<b>ИТОГО неподконтрольных расходов</b>	<b>195,45</b>	<b>196,61</b>	<b>0,00</b>	<b>232,95</b>
	Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка	91,62	0,00	0,00	24,36
	Расходы на обеспечение коммерческого учета электроэнергии	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>3.</b>	<b>ИТОГО НВВ на содержание сетей (без учета потерь)</b>	<b>395,43</b>	<b>308,18</b>	<b>0,00</b>	<b>385,84</b>

Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования:

№ пп	Статья расходов	Утверждено РСТ РБ на 2022 год	Предложение ТСО по корректировке НВВ на 2023 год	Темп роста в % к утвержденному на 2022 год	Предложение РСТ РБ по корректировке НВВ на 2023 год	Темп роста в % к утвержденном у на 2022 год
1	2	3	4	5=4/3	6	7=6/3
<b>1.</b>	<b>Подконтрольные расходы</b>					
1.1.	Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	2,45	0,00	0,00	2,91	118,61
1.2.	Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	3,30	0,00	0,00	3,91	0,00
1.3.	Расходы на оплату труда	95,60	0,00	0,00	113,38	118,61
1.4.	Прочие расходы	0,36	0,00	0,00	0,43	118,61
1.5.	Электроэнергия на хоз. нужды	6,66	0,00	0,00	7,90	0,00
	<b>ИТОГО подконтрольные расходы</b>	<b>108,37</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>128,53</b>	<b>118,61</b>

<b>2.</b>	<b>Неподконтрольные расходы</b>					
2.1.	Налоги	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2.	Плата за аренду имущества и лизинг	28,87	0,00	0,00	0,00	0,00
2.3.	Отчисления на страховые взносы	166,58	0,00	0,00	34,24	118,61
2.4.	Прочие неподконтрольные расходы (Амортизация и ИП)	0,00	0,00	0,00	198,71	119,29
2.5.	<b>ИТОГО неподконтрольных расходов</b>	<b>195,45</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>232,95</b>	<b>119,19</b>
	Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка	91,61	0,00	0,00	24,36	0,00
	Расходы на обеспечение коммерческого учета электроэнергии	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>3.</b>	<b>Итого НВВ</b>	<b>395,43</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>385,84</b>	<b>97,57</b>

## **9. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям**

При рассмотрении тарифной заявки на 2023 год Служба исходила из презумпции добросовестности деятельности организации, достоверности представляемой предприятием информации.

В соответствии с п. 23 Правил экспертами произведен анализ соответствия организации Критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям» (далее – Критерии).

Одними из критериев ТСО являются:

1. Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет:

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год, не менее 15 МВА;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2024 год, не менее 30 МВА;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и последующие расчетные периоды регулирования, не менее 150 МВА.

В отношении владельцев объектов электросетевого хозяйства - юридических лиц, права акционера которых осуществляет РФ в лице МО РФ и (или) подведомственные Министерству обороны РФ организации, и юридических лиц, права собственника имущества которых осуществляет РФ в лице МО РФ и (или) подведомственные Министерству обороны РФ организации, а также владельцев объектов электросетевого хозяйства, соответствующих критериям отнесения территориальных сетевых организаций к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя, в соответствии с [приложением N 3](#) к Основам ценообразования - владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта РФ, сумма номинальных мощностей которых составляет не менее 10 МВА.

2. Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта РФ, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в [пункте 1](#) настоящих критериев, не менее 2 проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше, 35 кВ, 1 - 20 кВ, ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи, сумма протяженностей которых по трассе составляет:

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год, не менее 20 км;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2024 год, не менее 50 км;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и последующие расчетные периоды регулирования, не менее 300 км.

В отношении владельцев объектов электросетевого хозяйства - юридических лиц, права акционера которых осуществляет РФ в лице МО РФ и (или) подведомственные МО РФ, и юридических лиц, права собственника имущества которых осуществляет РФ в лице МО РФ и (или) подведомственные МО РФ организации, а также владельцев объектов электросетевого хозяйства, соответствующих критериям отнесения территориальных сетевых организаций к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя, в соответствии с [приложением N 3](#) к Основам ценообразования - владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта РФ, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в [пункте 1](#) настоящих критериев, сумма протяженностей которых по трассе составляет не менее 15 км, не менее 2 из следующих проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше; 35 кВ; 1 - 20 кВ; ниже 1 кВ трехфазных участков линий электропередачи.

3. Отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 фактов применения органами исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для владельца объектов электросетевого хозяйства, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, а также корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, в случае представления владельцем объектов электросетевого хозяйства, для которого такие цены (тарифы) установлены, недостоверных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, или непредставления таких данных.

4. Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.

5. Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет".

6. Отсутствие во владении и (или) пользовании объектов электросетевого хозяйства, расположенных в административных границах субъекта РФ и используемых для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта РФ и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

При этом, при определении соответствия владельцев объектов электросетевого хозяйства [пунктам 1](#) и [2](#) критериев, утвержденных настоящим постановлением, не учитываются:

- объекты электросетевого хозяйства в случае, если собственник объектов электросетевого хозяйства является единственным потребителем услуг по передаче электрической энергии, оказываемых с использованием указанных объектов электросетевого хозяйства;

- объекты электросетевого хозяйства, которыми юридическое лицо владеет на основании договора аренды, договора финансовой аренды (лизинга), договора безвозмездного пользования, договора доверительного управления имуществом (за исключением случаев, если такие объекты электросетевого хозяйства переданы по указанным договорам юридическому лицу, права акционера которого или собственника имущества которого осуществляют РФ в лице Министерства обороны РФ и (или) подведомственные Министерству обороны РФ организации, а также если собственник объектов электросетевого хозяйства является основным или дочерним (зависимым) обществом по отношению к организации, оказывающей (планирующей оказывать) услуги по передаче электрической энергии с использованием указанных объектов электросетевого хозяйства, а также если собственник объектов электросетевого хозяйства и организация, оказывающая (планирующая оказывать) услуги по передаче электрической энергии с использованием указанных объектов электросетевого хозяйства, являются дочерними (зависимыми) обществами по отношению к одному и тому же основному обществу);

- линии электропередачи (воздушные и (или) кабельные) или их участки, соединяющие оборудование распределительных устройств и (или) связанное с ним вспомогательное оборудование одной трансформаторной или иной подстанции, указанной в пункте 1 критериев, утвержденных настоящим постановлением.

Пунктом 4 статьи 23 закона № 35-ФЗ определено, что государственное регулирование цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые сетевыми организациями, осуществляется на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности таких организаций или на основе заключаемых в порядке, установленном Правительством РФ, соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности. С 1 января 2023 года осуществляется переход к установлению цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии только в форме долгосрочных цен (тарифов) на такие услуги со сроком действия не менее чем пять лет.

Пунктом 2 Основ ценообразования, дано определение понятию «долгосрочный период регулирования», в соответствии с которым «долгосрочный период регулирования» – это период, сроком не менее 5 лет, на который рассчитываются долгосрочные параметры регулирования.

При оценке представленных на тарифное регулирование договоров аренды, купли-продажи электросетевого оборудования на предмет необходимости (отсутствия необходимости) в государственной регистрации таких договоров, регулирующий орган исходит из следующего.

В статье 3 закона № 35-ФЗ определено, что объекты электроэнергетики - это имущественные объекты, непосредственно используемые в процессе производства, передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сбыта электрической энергии, в том числе объекты электросетевого хозяйства; объекты электросетевого хозяйства - линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные пункты и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование.

В соответствии с пунктом 34 ГОСТ 19431-84 под линией электропередачи понимается электрическая линия, выходящая за пределы электростанции или подстанции и предназначенная для передачи электрической энергии на расстояние.

Согласно пункту 2.4.2 Правил устройства электроустановок, утвержденных приказом Министерства энергетики РФ от 20.05.2003 № 187 (ПЭУ), воздушная линия электропередачи напряжением до 1кВ представляет собой устройство для передачи и распределения электроэнергии по изолированным или неизолированным проводам, расположенном на открытом воздухе и прикрепленным линейной арматурой к опорам, изоляторам или кронштейнам, к стенам зданий и к инженерным сооружениям.

Воздушная линия электропередачи выше 1 кВ представляет собой устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе прикрепленным при помощи

изолирующих конструкций и арматуры опорам, несущим конструкциям, кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.п.) (п. 2.5.2ПУЭ).

В соответствии с Перечнем имущества, относящегося к железнодорожным путям общего пользования, федеральным автомобильным дорогам общего пользования, магистральным трубопроводам, линиям энергопередачи, а также сооружениям, являющимся неотъемлемой технологической частью указанных объектов, утвержденным постановлением Правительства РФ от 30.09.2004 № 504, к воздушным, линиям электропередачи относятся линии электропередачи воздушные напряжением от 0,4 до 1500 кВ включительно, переменного и постоянного тока на металлических опорах, на опорах из непропитанной древесины, на опорах из пропитанной древесины, на железобетонных опорах, в том числе опоры, фундаменты, провода, тросы, изолирующие подвески, охранные системы, системы заземления, системы защиты воздушных линий, устройства светоограждения, устройства защиты от перенапряжений, устройства отбора мощности, установленные непосредственно на линии электропередачи, высокочастотные заградители, если они размещены в границах зоны эксплуатации линии электропередачи, устройства плавки гололеда и элементы, входящие в состав линий электропередачи.

В соответствии с "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей", утвержденными приказом Министерства энергетики РФ от 13.01.2003 № 6, под трансформаторной подстанцией понимается электрическая подстанция, предназначенная для преобразования электрической энергии одного напряжения в электрическую энергию другого напряжения с помощью трансформаторов; под электрической подстанцией - электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электрической энергии; под электроустановкой - совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии.

Следовательно, оборудование и здание (отдельно стоящие) трансформаторной подстанции составляют в совокупности сложную, неделимую систему, используемую для преобразования напряжения в электрической сети и распределения электроэнергии. Поскольку трансформаторная подстанция имеет специальное (функциональное) назначение, направленное на обеспечение электроэнергией присоединенных к ней потребителей, и представляет собой единый имущественный комплекс, то ее деление на здание и оборудование в качестве их самостоятельного использования также невозможно.

Согласно ст. 133.1 ГК РФ недвижимой вещью, участвующей в обороте как единый объект, может являться единый недвижимый комплекс - совокупность объединенных единым назначением зданий, сооружений и иных вещей, неразрывно связанных физически или технологически, в том числе линейных объектов (железные дороги, линии электропередачи, трубопроводы и другие), либо расположенных на одном земельном участке, если в едином государственном реестре прав на недвижимое имущество зарегистрировано право собственности на совокупность указанных объектов в целом как на одну недвижимую вещь. К единым недвижимым комплексам применяются правила о неделимых вещах.

Из приведенных правовых норм следует, что составная часть единого недвижимого комплекса не является самостоятельным объектом недвижимости и не может иметь самостоятельную юридическую судьбу.

Согласно пункту 1 статьи 131 ГК РФ право собственности и другие вещные права на недвижимые вещи, ограничения этих прав, их возникновение, переход и прекращение подлежат государственной регистрации в Едином государственном реестре прав (далее - ЕГРП).

Согласно пунктам 1.1, 1.2 и 1.3 раздела III Перечня видов недвижимого и движимого имущества, входящего в состав электросетевых единых производственно-технологических комплексов, утвержденного приказом Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации от 01.08.2007 № 295, трансформаторные подстанции, воздушные линии электропередачи (питающая линия от генерирующего источника при наличии, отходящие линии

переменного и постоянного тока, распределительные электропередачи), кабельные линии электропередачи отнесены к объектам недвижимого имущества.

В силу пункта 2 статьи 651 ГК РФ договор аренды здания или сооружения, заключенный на срок не менее года, подлежит государственной регистрации и считается заключенным с момента такой регистрации.

Таким образом, договоры аренды, заключенные в отношении линий электропередачи и трансформаторных подстанций на срок не менее года, подлежат государственной регистрации.

Данная позиция также отражена в разъяснениях Федеральной антимонопольной службы, изложенных в письмах от 14.09.2015 № АГ/49225/15, 06.06.2017 № ВК/38133/17, разъяснением от 30.03.2018, опубликованным на официальном сайте ФАС России.

Согласно подпункту 13 пункта 17 Правил государственного регулирования организации предоставляют документы, подтверждающие осуществление (фактическое или планируемое) регулируемой деятельности, - документы, подтверждающие право собственности или иные законные основания владения в отношении объектов, используемых для осуществления деятельности, и договоры на осуществление регулируемой деятельности (при реорганизации юридического лица - передаточные акты).

Следовательно, если организация владеет на правах аренды (или иных законных основаниях) объектами электросетевого имущества, то срок действия договоров должен быть определен и составлять не менее долгосрочного периода регулирования. Указанное требование достаточно выполнить в отношении минимального объема объектов электросетевого хозяйства, который достаточен для определения соответствия критериям ТСО (позиция ФАС России отражена в письме от 03.07.2018 №ВК/50284/18).

Аналогичная позиция отражена в письме Минэнерго РФ от 30.05.2017 №09-2407, согласно которой требования пунктов 1 и 2 критериев ТСО о владении на праве собственности и (или) ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования, а также подпункта 16 пункта 17 Правил госрегулирования, распространяются только на минимальный объем оборудования, достаточный для определения соответствия организации пунктам 1 и 2 критериев ТСО.

Право владения объектами электросетевого хозяйства для целей отнесения их владельцев к территориальным сетевым организациям и возможности получения тарифа на услуги по передаче электроэнергии, подлежит государственной регистрации (постановление Седьмого Арбитражного апелляционного суда от 28.05.2020 №07АП-3563/20).

В соответствии с письмом ФАС России от 28.06.2017 №ВК/43825/17, договоры аренды и субаренды, заключенные на срок менее долгосрочного периода регулирования, не учитываются при определении соответствия организации критериям ТСО.

Согласно позиции ФАС России, отраженной в решении от 16.08.2019 №31/71404/19, в договорах аренды не допускается аренда трансформаторов без указания на аренду трансформаторной подстанции.

В результате проведенного анализа, на праве собственности и праве аренды (субаренды) подтверждено владение трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами мощностью 27,66 МВА и линиями электропередачи (воздушными и кабельными), непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в пункте 1 настоящих критериев, сумма протяженностей которых по трассе составляет 21,077 км по всем классам напряжения (110 кВ и выше, 35 кВ, до 10 кВ и ниже 1 кВ).

Анализ представленных АО «ОЭЗ Байкальская гавань» документов, подтверждающих владение электросетевым оборудованием, используемым для осуществления регулируемой деятельности в административных границах Республики Бурятия приведен в нижеследующей таблице.

Наименование собственника	Дата и № свидетельства права собственности и приказов о закреплении права владения на	Электросетевое имущество, представленное организацией для проведения анализа	Оценка по Критериям ТСО на 2023 год
---------------------------	---	--	-------------------------------------

1	2	хозяйственном ведении	ПС и ТП с установленными силовыми трансформаторами и	Линии электропередачи (воздушные и (или) кабельные)	ПС и ТП с установленными силовыми трансформаторами	Линии электропередачи (воздушные и (или) кабельные) (км)		
			МВА	км	МВА	110 кВ	6 (10) кВ	Ниже 1 кВ
1	2	3	6	7	8			9
1	Собственность ПС-110/10 "Берег" АО "Особая экономическая зона "Байкальская Гавань"	№03:16:330106:184-03/048/2018-2, №03:16:000000:7463-03/048/2018-4, №03:16:000000:7709-03/048/2018-4, №03:16:000000:8214-03/048/2018-4, №03:16:000000:8243-03/048/2018-4, №03:16:440101:373-03/048/2018-4, №03:16:000000:8228-03/048/2018-4, №03:16:000000:8177-03/048/2018-4, №03:16:440101:369-03/048/2018-4, №03:16:000000:394-03/048/2018-4, №03:16:000000:824903/048/2018-4, №03:16:000000:8245-03/048/2018-4	Всего 10,22 МВА (ПС-110/10 кВ "Берег", КТП-10/0,4 кВ)	Всего 19,47 км, в том числе км, ВЛ-110 кВ=0,15 км, КЛ-10 кВ=15,48 км, КЛ-0,4 кВ=3,84 км	27,66	0,15	16,932	3,995
2	<b>Итого</b>		<b>27,66</b>	<b>21,077</b>	<b>27,66</b>	<b>0,15</b>	<b>16,932</b>	<b>3,995</b>
							<b>21,077</b>	

Таким образом, установлено, что:

Критерий 1: АО «ОЭЗ Байкальская гавань» владеет на праве собственности или на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования силовыми трансформаторами, используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах Республики Бурятия, суммарная установленная мощность которых составляет не менее 15 МВА.

Критерий 2: АО «ОЭЗ Байкальская гавань» владеет на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), используемыми для осуществления регулируемой деятельности, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, сумма протяженностей которых по трассе составляет не менее 20 км.

Критерий 3: АО «ОЭЗ Байкальская гавань» осуществляет регулируемый вид деятельности с 20.08.2018 года, в связи с чем, понижающие (повышающие) коэффициенты в отношении АО «ОЭЗ Байкальская гавань» рассчитывались только за 2019 год, 2020 год и 2021 год. В отношении АО «ОЭЗ Байкальская гавань» в период 2019-2021 годы применялись следующие коэффициенты:

за 2019 год коэффициент равен -0,2% применен при корректировке НВВ на 2021 год;

за 2020 год коэффициент равен -3,0% применен при корректировке НВВ на 2022 год;

за 2021 год коэффициент равен -3,0% применен при корректировке НВВ на 2023 год;

Учитывая изложенное, РСТ РБ зафиксировано отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 фактов применения РСТ РБ понижающих коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов.

Критерий 4: Выделенный абонентский номер АО «ОЭЗ Байкальская гавань» для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению: 8924-555-00-91.

Критерий 5: Официальный сайт АО «ОЭЗ Байкальская гавань» в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет": [www.Baikalharbor.com](http://www.Baikalharbor.com)

Критерий 6: Во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах субъекта Российской Федерации и используемые для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), которые расположены в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которых осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии у АО «ОЭЗ Байкальская гавань» отсутствуют.

На основании вышеизложенного, АО «ОЭЗ Байкальская гавань» соответствует критериям, позволяющим отнести его к территориальным сетевым организациям.

В соответствии с пунктом 24 Правил, основанием для установления (пересмотра), а также продолжения действия установленной цены (тарифа) на услуги по передаче электрической энергии в отношении юридического лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства, является его соответствие критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Выводы о соответствии АО «ОЭЗ Байкальская гавань» критериям ТСО сделаны на основе анализа материалов, предоставленных самим Обществом в целях прохождения настоящей процедуры государственного регулирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

#### **10. Анализ соответствия расчета цен (тарифов) и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования цен (тарифов) и (или) их предельных уровней**

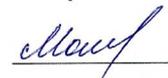
Экспертиза проводилась в период с 01.06.2022 г. по 16.11.2022 г.

Форма представленных предложений и расчет НВВ АО «ОЭЗ Байкальская гавань» соответствуют нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов и (или) их предельных уровней.

По итогам проведения экспертизы по корректировке определённой НВВ на 2023 год на электрическую энергию сделаны следующие выводы:

1. Необходимая информация отражена в представленных материалах не полностью;
2. Экспертная группа считает, что предложенная экспертами НВВ отвечает требованиям экономичности и эффективности работы организации на регулируемый период.

Эксперты:

 Цыдендамбаев Ц.Д.  
 Молчанова Н.А.  
 Пыкина И.Г.