

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт
«Экономика и менеджмент»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Т.Б. Коняхина
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01 Экономика
код – наименование направления

Возможности улучшения финансового состояния электросетевого
предприятия путем совершенствования тарифоприменения
(на примере МУП «Абаканские электрические сети»)

Руководитель

_____ к.э.н., доцент
подпись, дата должность, ученая степень

Г.И. Никитина
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Ю.В. Бородина
инициалы, фамилия

Абакан 2019

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	2
1. Теоретическая часть. Теоретические аспекты тарифного регулирования в электроэнергетике	6
1.1 Основы тарифного регулирования в электроэнергетике	6
1.2 Роль тарифного регулирования в деятельности электросетевых компаний	11
1.3 Проблемы электросетевых предприятий и возможные пути их решения	19
<u>2. Аналитическая часть. Анализ финансово - хозяйственной деятельности МУП "Абаканские электрические сети"</u>	<u>23</u>
2.1 Характеристика организации	23
2.2 Анализ капитала	25
2.3 Анализ финансового состояния	32
2.4 Управленческий анализ МУП «Абаканские электрические сети»	38
<u>3. Проектная часть. Предложения по совершенствованию системы тарифоприменения МУП "Абаканские электрические сети"</u>	<u>45</u>
3.1 Обоснование предложений по совершенствованию системы тарифоприменения	45
3.2 Эффективность предложенных мероприятий	56
Заключение	60
Список используемых источников	62
Приложения А-Г	66

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является в особой степени социально значимой сферой деятельности. От нормального функционирования предприятий энергетической отрасли зависит существование и бесперебойная работа

производств различных отраслей, а также жизнь любого современного человека. Экономика в сфере электроэнергетики на современном этапе играет ведущую роль, так как от грамотного планирования основных энергетических и экономических показателей деятельности энергопредприятий, зависит не только их финансовое состояние, но и качество их работы, т.е. энергоснабжение. Тарифное регулирование в сфере электроэнергетики играет важную роль как для экономики страны в целом, так и для экономики отдельных энергетических предприятий. Оно позволяет обеспечить открытость информации о ценах на социально значимые услуги, а также баланс интересов потребителей и энергопредприятий. Однако, с другой стороны, оказывает огромное влияние на деятельность энергетических компаний.

Важную роль в энергоснабжении играют электросетевые компании, которые передают электроэнергию от поставщиков до конечных потребителей. Их деятельность, являясь полностью регулируемой, т.е. регулирующим органом устанавливается объем передачи электроэнергии, выручка, которую предприятие может получить, а также расходы, необходимые для осуществления своей деятельности, также зависит от точных решений регулятора. В данной работе исследованы проблемы электросетевого предприятия, связанные с тарифным регулированием, которое являясь очень трудоемким процессом, должно учитывать многие факторы. От грамотного и точного планирования регулирующих органов зависит не только эффективная деятельность электросетевых компаний, но и в целом энергоснабжение, чем и подтверждается актуальность выбранной темы.

Объектом исследования данной дипломной работы является Муниципальное унитарное предприятие «Абаканские электрические сети». Предметом исследования является финансовое состояние исследуемого предприятия.

Целью дипломной работы является предложить систему мер для улучшения финансового состояния электросетевой компании путем совершенствования тарифоприменения.

Исходя из поставленной цели, можно выделить основные задачи исследования:

- 1) изучить теоретические аспекты тарифного регулирования в электроэнергетике;
- 2) изучить особенности влияния тарифного регулирования на финансовое состояние исследуемого предприятия;
- 3) проанализировать финансово – хозяйственную деятельность МУП «Абаканские электрические сети»;
- 4) выявить проблемы тарифоприменения на исследуемом предприятии и предложить возможные пути решения.

В научной деятельности тема тарифообразования и тарифоприменения в электроэнергетике изучена достаточно поверхностно, в качестве информационной базы при решении возникающих проблем используются методологические основы в виде законодательных документов. Однако в последние годы проблема многочисленных несоответствий при принятии тарифно – балансовых решений регулирующими органами становится все острее и актуальнее на уровне регионов, что требует оспаривания и принятия решений для сохранения системы энергоснабжения и ее бесперебойной работы.

Научная новизна дипломной работы состоит в постановке проблемы некорректного планирования объемов передачи электроэнергии при установлении тарифов. Научная гипотеза заключается предположении о возможном увеличении выручки и улучшении финансового состояния электросетевой компании электросетевых за счет возможных корректировок тарифного регулирования.

Практическая значимость работы состоит в разработке предложений по улучшению финансового состояния предприятия.

Информационной базой исследования, как было сказано выше, выступили законодательные документы в области тарифного регулирования электроэнергетики, финансовая отчетность МУП «Абаканские электрические сети», учебная литература по экономике энергетики, научные статьи, а также интернет – ресурсы по исследуемой теме.

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ТАРИФНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

1.1 Основы тарифного регулирования в электроэнергетике

Электроэнергетика является ключевой отраслью экономики и включает в себя производство, передачу и сбыт электроэнергии, которая является одним из основных товаров в современном обществе. Электроэнергетика относится к базовым отраслям и имеет важнейшее межотраслевое значение, так как уровень и качество энергоснабжения определяют условия производственной деятельности и бытового обслуживания населения.

Среди основных функций электроэнергетики как отрасли выделяют:

- производство электроэнергии с использованием возобновляемых и не возобновляемых ресурсов;
- передача и распределение электроэнергии по сетям и доведение ее до конечных потребителей;
- сбыт электроэнергии по приемлемым для всех категорий потребителей тарифам [1].

Специфика продукта – электроэнергии, в том, что она является одинаковой с точки зрения качества, не может стать лучше и совершенней, а может лишь поддерживаться в технически установленных определенных границах. Несмотря на проведение реформ отрасли в период с 2001 вплоть до 2017 года, появление конкурентного оптового рынка (генерация и сбыт), электроэнергетика как отрасль сохраняет свои монополистические черты и по-прежнему остается сложным объектом для реформирования. Поэтому важной составляющей оценки качества данного продукта является его цена, т.е. установленные тарифы. Сам термин «тариф» впервые появился во Франции не позднее XV века и означал плату за услуги, определяемую коллективным органом управления, например, за перевозку людей и грузов на судах. Позднее, практически во всех странах практика и технология тарифной деятельности отработывалась на установлении таможенных

тарифов. В России впервые протекционистский тариф был введен в 1765 году для защиты производителей внутреннего рынка.

Целью подобного государственного регулирования цен является установление их разумного, экономически обоснованного и необходимого для развития экономики уровня.

Несмотря на сложности современного тарифного регулирования, в условиях естественной монополии невозможно избежать государственного регулирования цен на электроэнергию и услуги энергетических компаний. Основными задачами регулирования цен на услуги энергетической отрасли выступают:

- 1) Обеспечение баланса интересов потребителей и регулируемых предприятий;
- 2) Стимулирование предприятий к максимально эффективному использованию имеющихся ресурсов, улучшению качества обслуживания, сокращению издержек и т.д.;
- 3) Равномерное распределение ценовой нагрузки на различные типы потребителей;
- 4) Обеспечение открытости и доступности информации о ценах на регулируемые виды деятельности, которые являются основой жизнеобеспечения и производства [1].

Специалисты считают проблемой существенную разницу в определении тарифов развитых и развивающихся стран. В странах с развитой рыночной экономикой основной неизменной задачей является снижение тарифов с целью уменьшить издержки производства. Развивающиеся же государства, наоборот, сталкиваются с проблемой повышения тарифов, чтобы полностью покрыть затраты на доставку электроэнергии до потребителей, но при этом обеспечить ее полную и своевременную оплату. Кроме того, на современном этапе наблюдаются значительные различия в стоимости электроэнергии в разных странах. Так, наиболее дорого электроэнергия обходится островным государствам, таким как Ямайка,

Соломоновы острова и другие, а также странам Евросоюза – Дании, Германии, Великобритании, Испании и другим, где стоимость 1 киловатт – часа может достигать 20 рублей. Такая высокая цена на электроэнергию объясняется большой долей налогов в стоимости электроэнергии, а также высоким уровнем жизни в данных странах. В России по данным на 2018 год средняя стоимость электроэнергии составляет около 5 руб. за кВтч. [2].

Развитие электроэнергетической отрасли, независимо от уровня развития экономики страны в целом, помимо продолжительного времени, требует огромных финансовых вложений, поэтому большое внимание стало уделяться вопросам ограничения потребления электроэнергии. Самым распространенным способом является установление различных тарифов для различных уровней потребления.

Кроме того, важнейшей социально-политической причиной сохранения естественных монополий в электроэнергетике выступает тот факт, что электроэнергетика остается базовой отраслью, от состояния дел в которой зависят экономическая стабильность и безопасность государства и общества. Через контроль государства за естественными монополиями гарантируется защита интересов общества в устойчивом функционировании электроэнергетики. На рисунке 1.1 представлены сегменты современного рынка российской электроэнергетики.

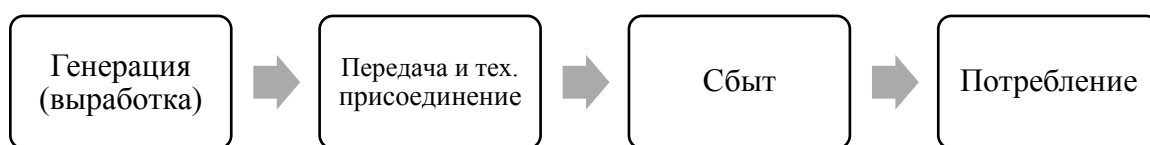


Рисунок 1.1 – Сегменты российского рынка электроэнергетики

1) Генерация (выработка) электроэнергии осуществляется генерирующими компаниями, которые поставляют выработанную электроэнергию в сеть или напрямую крупным промышленным предприятиям;

2) Передача электроэнергии и технологическое присоединение новых потребителей является задачей сетевых компаний, деятельность которых регулируется государством, что подразумевает установление тарифов на передачу электроэнергии, и предоставление потребителям равноправного, недискриминационного доступа к услугам электрических сетей;

3) Сбытовые компании приобретают электроэнергию у генерирующих компаний и осуществляют ее реализацию конечным потребителям, в том числе населению. Отдельной категорией сбытовых компаний являются гарантирующие поставщики, которые обязаны заключить договор предоставления электроэнергии с любым обратившимся к ней физическим или юридическим лицом, находящимся в зоне ее деятельности, что служит гарантией того, что конечный потребитель не окажется в ситуации, когда с ним отказались заключать договор все сбытовые организации.

Рынок электроэнергии и мощности в России представляет собой двухуровневую систему, участники которой представлены в таблице 1.1 [1,2].

Таблица 1.1 – Двухуровневая система рынка электроэнергии России

	Оптовый рынок	Розничный рынок
Продавцы	Генерирующие компании	Сбытовые компании, гарантирующие поставщики, компании малой генерации и ВИЭ
Покупатели	Сбытовые компании, гарантирующие поставщики, крупные промышленные предприятия	Население и приравненные к нему категории потребителей, электросетевые компании, небольшие предприятия

Ценообразование на розничных рынках электроэнергии зависит от тарифной группы потребителя:

- 1) Население и приравненные к нему группы потребителей (приобретают электроэнергию по регулируемым государством тарифам);
- 2) Прочие потребители;

- На территориях неценовых зон (Дальний Восток, Калининградская область, Архангельская область, Республика Коми) продажа осуществляется по регулируемым тарифам;
- На территории субъектов РФ ценовых зон (Западная часть, Сибирь) продажа осуществляется по нерегулируемым ценам для шести ценовых категорий: 1 категория - используется большинством потребителей, расчеты осуществляются для объемов потребления за месяц. Потребители 2-4 категории могут скорректировать график потребления в зависимости от времени суток. Потребители 5-6 ценовой категории могут повлиять на конечную стоимость при грамотном планировании, однако отклонение от плановой величины ведет к увеличению цены [3].

Кроме того, в зависимости от способа оплаты электроэнергии потребителями тарифы делятся на одноставочные (единые), двухставочные и дифференцированные (зонные).

Одноставочные (единые) тарифы предполагают, что потребитель оплачивает фактически потребленную электроэнергию по определенной ставке. Так расплачиваются бытовые, сельскохозяйственные и не очень крупные промышленные потребители. Двухставочные тарифы включают в себя также оплату фактически потребленной мощности, т.е. предполагают оплату фактического максимума нагрузки (основная ставка) и плату за фактически потребленную электроэнергию по счетчику (дополнительная ставка). Используется крупными промышленными предприятиями. Кроме того, существует дифференцированный (зонный) тариф, в соответствии с которым стоимость электроэнергии различается по временам суток. Согласно этому тарифу, ночью электроэнергия стоит дешевле, чем по единому тарифу, однако если использовать ее днем, стоимость будет гораздо выше единого тарифа. Грамотное использование такого тарифа позволяет существенно экономить денежные средства на производствах, которые работают по ночам.

Тариф на электроэнергию для конечного потребителя формируется на основе следующих составляющих:

- цена покупки электроэнергии и мощности на оптовом рынке;
- цена передачи по сети с дифференциацией по уровню напряжения: тариф ФСК за передачу по магистральным сетям, тариф МРСК по сетям среднего напряжения и тариф ТСО по сетям низкого напряжения;
- инфраструктурные платежи: за услуги Системного оператора Единой энергетической системы (СО ЕЭС), Администратору торговой системы (АТС), а также Центру финансовых расчетов (ЦФР). Размер платы регулируется Федеральной антимонопольной службой (ФАС России);
- сбытовая надбавка - плата за услуги энергосбытовой компании.

1.2 Роль тарифного регулирования в деятельности электросетевых компаний

Связующим звеном на рынке электроэнергии выступают сетевые компании, которые занимаются собственно передачей электроэнергии и технологическим присоединением новых потребителей.

Тарифы на передачу электроэнергии сетевыми компаниями регулируются государством (региональными энергетическими комиссиями). Расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии осуществляется в соответствии с принципами и методами, определенными Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178.

Для установления тарифов используют следующие долгосрочные методы тарифного регулирования:

- 1) Метод доходности инвестированного капитала

Формирование тарифа основывается на принципе возврата вложенных инвестиций, то есть получения дохода на инвестированный капитал и покрытия расходов сетевых компаний. Тариф устанавливается на долгосрочный период (на три или пять лет). Согласно данному методу

сетевые компании получают гарантированный возврат инвестиций и доход на инвестиции, достаточный для обслуживания кредитов и получения прибыли. Использование данного метода является стимулом к снижению издержек, так как сэкономленные средства остаются в компании. Метод доходности инвестированного капитала является наиболее выгодным для сетевых компаний, так как позволяет привлекать инвестиции при умеренном росте тарифов на передачу энергии и в большей степени стимулирует к снижению издержек.

2) Метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки (НВВ)

Тарифы устанавливаются также сроком на пять лет (для первого долгосрочного периода регулирования – от трех лет). В рамках данного метода тарифы на услуги по передаче электроэнергии определяются на основе необходимой валовой выручки — экономически обоснованного объема финансовых средств, необходимых организации для осуществления своей деятельности. Объем выручки ограничивается предварительно заданным ростом тарифа для конечных потребителей, утвержденным Федеральной антимонопольной службой. Основным недостатком метода индексации НВВ является отсутствие стимулов к экономии неподконтрольных затрат, так как возможная экономия вычитается при расчете НВВ на следующий период, в результате чего снижается тариф [5].

По обоим методам в законодательстве предусмотрена ежегодная корректировка тарифов в соответствии с влиянием макроэкономических факторов в случае существенного отклонения от прогнозируемых значений. Кроме того, на данный момент в отдельных регионах внедряется практика использования нового подхода к тарифообразованию – метода эталонных затрат, в соответствии с которым тариф состоит из двух частей: постоянной, которая включает расходы, определенные через унифицированную величину для всех сетевых компаний (эталон), и второй, которая связана с

инвестиционной составляющей. Потенциально данный тариф должен повысить эффективность отрасли.

С 2008 года тарифы в отдельном регионе подлежат расчету котловым методом. В каждом субъекте РФ регулирующий орган устанавливает единый котловой тариф на услуги по передаче электрической энергии, в соответствии с которым потребители рассчитываются с той сетевой организацией, к которой они присоединены.

Согласно модели котла, который используется на территории республики Хакасия, в регионе установлена схема «котел сверху». Держателем котла в республике является ПАО «МРСК Сибири», с которым заключают договоры сбытовые организации и нижестоящие сетевые организации. Потребители оплачивают услуги сетевых компаний в составе конечного тарифа гарантирующему поставщику (энергосбытовой организации) или напрямую «котлодержателю», по единому котловому тарифу, при этом нижестоящие сетевые организации получают оплату за свои услуги от «котлодержателя» [25].

Котловой метод тарифообразования позволяет учесть основной принцип ценообразования на транспорт электроэнергии – это компенсация необходимой валовой выручки, так как призван учесть затраты всех сетевых организаций на передачу электроэнергии. Для расчета единых (котловых) тарифов на территории субъекта РФ на каждом уровне напряжения суммируются НВВ всех сетевых организаций. Для взаиморасчетов пары сетевых организаций в отношении услуг оказанных друг другу, установлены индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии.

Особенность получения выручки электросетевой организацией заключается в ее зависимости от потенциального потребления электроэнергии покупателями. Среди особенностей формирования себестоимости электроэнергии выделяют:

- себестоимость электроэнергии включает не только затраты на ее производство, но и на передачу и распределение;

- на себестоимость влияют расходы на содержание резерва мощности в электросетях и на электростанциях;

Таким образом, предприятия должны обеспечить определенный необходимый объем выручки, достаточный для покрытия всех соответствующих расходов, финансирования потерь при передаче по сетям, формирования фондов для капитальных вложений, прибыли и т.д. Основными видами деятельности электросетевых компаний, оказывающих влияние на формирование тарифа являются передача электроэнергии и технологическое присоединение.

Технологическое присоединение представляет собой процедуру присоединения энергопринимающих устройств, впервые вводимых в эксплуатацию, а также ранее присоединенных устройств, в отношении которых изменились категории надежности, точки присоединения либо виды производственной деятельности, изменяющие схему внешнего электроснабжения. Технологическое присоединение осуществляется на основании договора между сетевой организацией и юридическим или физическим лицом. Плата за технологическое присоединение устанавливается в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 N 1178 (ред. от 29.03.2019) "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике"[3].

Финансовое положение электросетевой организации напрямую зависит от того, будет ли в полной мере компенсирована необходимая валовая выручка (НВВ) - экономически обоснованный объем финансовых средств, необходимый организации для осуществления регулируемой деятельности, а также для покрытия всех затрат на передачу электроэнергии.

Необходимая валовая выручка организаций определяется регулирующими органами в соответствии с методическими указаниями, утвержденными Приказом Федеральной службы по тарифам РФ №98-э от 17.02.2012г. «Об утверждении методических указаний по расчету тарифов на

услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки» [7].

Рассчитывают необходимую валовую выручку на каждый год очередного долгосрочного периода регулирования, который может составлять не менее 5 лет (не менее 3-х лет – в первом долгосрочном периоде регулирования). Перед началом долгосрочного периода определяются и в течение него не пересматриваются следующие долгосрочные параметры регулирования:

- 1) базовый уровень подконтрольных расходов;
- 2) индекс эффективности подконтрольных расходов - показатель, характеризующий динамику изменения уровня расходов, связанных с основной деятельностью предприятия;
- 3) коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов;
- 4) максимальная возможная корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая с учетом достижения установленного уровня надежности и качества услуг;
- 5) величина технологического расхода (потерь) электрической энергии;
- 6) уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг).

Перед началом каждого года долгосрочного периода регулирования определяются планируемые значения параметров расчета тарифов:

- 1) индекс потребительских цен – показатель среднего уровня цен;
- 2) размер активов;
- 3) величина неподконтрольных расходов (плата за аренду имущества, амортизация основных средств, налоги, отчисления на социальные нужды, расходы на оплату услуг, расходы на обслуживание заемных средств, расходы по сомнительным долгам);

- 4) величина мощности, в пределах которой сетевая организация принимает на себя обязательства обеспечить передачу электрической энергии потребителям услуг;
- 5) величина полезного отпуска электрической энергии потребителям услуг территориальной сетевой организации;
- 6) цена (тариф) покупки потерь электрической энергии.

Необходимая валовая выручка на базовый (первый) и i -й год долгосрочного периода регулирования (тыс. руб.) определяется по формуле 1.1.

$$HVB = PP_1 + NP_1 + B_1, \quad (1.1)$$

где PP_1 – подконтрольные расходы; NP_1 – неподконтрольные расходы, определяемые методом экономически обоснованных расходов; B_1 – результаты деятельности организации до перехода к регулированию тарифов, учитываемые в базовом году долгосрочного периода регулирования [7].

В таблице 1.2 представлены статьи расходов, которые включаются в необходимую валовую выручку.

Таблица 1.2 – Статьи затрат, включаемые в HVB

Подконтрольные расходы	Неподконтрольные расходы
1	2
1. Материальные затраты, в том числе: 1.1. Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо; 1.2. Работы и услуги производственного характера; 2. Расходы на оплату труда; 3. Оплата работ и услуг сторонних организаций, в том числе: 3.1. Услуги связи; 3.2. Услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства; 3.3. Юридические и информационные услуги; 3.4. Аудиторские и консультационные услуги; 3.5. Транспортные услуги; 3.6. Прочие услуги сторонних	1. Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС» 2. Теплоэнергия 3. Плата за аренду имущества и лизинг 4. Налоги, в том числе: 4.1. Плата за землю 4.2. Налог на имущество 4.3. Прочие налоги 5. Отчисления на социальные нужды 6. Налог на прибыль 7. Выпадающие доходы 8. Амортизация основных средств 9. Проценты за кредит; 10. Прибыль на развитие.

организаций; 4. Ремонт основных фондов; 5. Расходы на командировки и представительские; 6. Расходы на подготовку кадров	
--	--

Окончание таблицы 1.2

1	2
7. Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности; 8. Расходы на страхование; 9. Электроэнергия на хозяйственные нужды; 10. Подконтрольные расходы из прибыли	

Представленные в таблице 1.2 затраты включаются в производственную программу предприятия по технико – экономическим показателям.

Помимо производственной программы, часть запланированных организацией расходов включаются в инвестиционную программу, которая представляет собой совокупность всех намечаемых к реализации и (или) реализуемых субъектом электроэнергетики инвестиционных проектов в период, на который данная инвестиционная программа разрабатывается. Инвестиционные программы сетевых организаций формируются на основании целевых показателей уровня надежности и качества услуг, устанавливаемых Федеральной антимонопольной службой и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) в порядке, утвержденном приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 № 1256 «Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций». Утверждает инвестиционную программу Министерство энергетики РФ с учетом результатов осуществления контроля за реализацией инвестиционных программ в предыдущих периодах, при наличии соответствующих

согласований и отсутствии предложений по доработке проекта инвестиционной программы.

В инвестиционную программу электросетевой организации включаются следующие статьи:

1. Капитальный ремонт, в том числе:
 - основного оборудования;
 - трансформаторов;
 - трансформаторных подстанций;
 - производственных зданий;
 - строительной части объектов;
2. Реконструкция кабельных линий, энергетических установок;
3. Прочие расходы, в том числе:
 - приобретение автотранспорта;
 - приобретение информационно - вычислительной техники;
 - телемеханика, развитие радиосвязи;
 - замена трансформаторов.

В случае если инвестиционные проекты, предусмотренные инвестиционной программой, не были реализованы, из необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, устанавливаемой на очередной период регулирования, исключаются расходы на реализацию этих проектов в части, финансируемой за счет выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам). При пересмотре указанной инвестиционной программы необходимая валовая выручка организации, осуществляющей регулируемую деятельность, на очередной период регулирования корректируется с учетом изменения объемов финансирования инвестиционной программы за счет выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам) [5].

Основной задачей электросетевого предприятия является получение достаточной выручки для покрытия всех запланированных расходов, т.е. реализации своей производственной и инвестиционной программ.

В течение долгосрочного периода ежегодно производится корректировка необходимой валовой выручки с учетом отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от планировавшихся значений, а также изменения плановых показателей на следующие периоды, что регламентируется Приказом Федеральной службы по тарифам от 17 февраля 2012 г. N 98-э "Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки"[7]. Иными словами, если предприятие по каким - либо причинам не несет в текущем году запланированных затрат, которые были включены в НВВ, то в следующем периоде, регулирующими органами производится корректировка НВВ в сторону уменьшения на предполагаемую сумму затрат.

Корректировка НВВ с учетом отклонения фактических значений параметров расчета тарифов производится исходя из 4х показателей и рассчитывается по формуле 1.2.

$$\begin{aligned}
 НВВ_i &= \Delta ПР_i + \Delta НР_i + ПО_i + V_i && \text{корр.и.п.,} \\
 (1.2)
 \end{aligned}$$

где $\Delta ПР_i$ - корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов; $\Delta НР_i$ - корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра; $ПО_i$ - корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию; $V_{\text{корр.и.п}}$ - корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы.

1.3 Проблемы электросетевых предприятий и возможные пути их решения

Деятельность электросетевых компаний по передаче и распределению электроэнергии является естественно - монопольным видом деятельности,

вследствие чего ее эффективность напрямую зависит как от внутренних, так и от внешних факторов, среди которых главную роль играет государственное регулирование.

Среди проблем электросетевого комплекса, которые влияют на финансовое состояние электросетевых компаний можно выделить следующие.

Одной из важных проблем электросетевых компаний являются высокие потери электроэнергии при передаче по сетям. Потери представляют собой разницу между объемом отпущенной потребителям электроэнергии и фактически к ним поступившей. Среди причин возникновения потерь большую роль играет технологический фактор (связаны с силой тока), особенности климатических условий (обледенение проводов), хищения (несанкционированные подключения, вмешательства в работу приборов учета), что составляет около 60% всех потерь электроэнергии. Решением данной проблемы выступает в первую очередь оптимизация технической составляющей, которая включает в себя выравнивание нагрузки за счет строительства новых линий, а также ввод в эксплуатацию энергосберегающего оборудования. Организационными мероприятиями снижения потерь является сокращение сроков ремонта оборудования, а также оптимизация схем электросетей. Для уменьшения коммерческих затрат необходимо повышение уровня контроля за несанкционированными подключениями, т.е. проведение рейдов по выявлению неучтенной электроэнергии, а также обеспечение нормальных условий работы приборов учета [4].

Еще одной ведущей проблемой является снижение технического состояния оборудования и сетей, что объясняется высоким уровнем физического и морального износа основных фондов, а также недостаточными темпами выбытия и обновления электросетевого оборудования. Решением данной проблемы выступает лишь увеличение инвестиционных вложений в модернизацию и ремонт оборудования. Однако, из-за высокой

капиталоемкости и ремонтоемкости объектов подобные инвестиции имеют достаточно длительный срок окупаемости, а также необходимость технико – экономического обоснования любых мероприятий в течении срока службы.

Не менее важной проблемой, по мнению многих экспертов, является недостаточное развитие систем интеллектуального учета электрической энергии. Несмотря на высокую оснащенность потребителей приборами учета (более 97%), лишь 9% приборов отвечают современным требованиям к интеллектуальному учету электроэнергии, что не позволяет в полной мере достоверно определять объемы взаимных обязательств между участниками рынка.

Одной из проблем, оказывающих влияние на экономическое развитие предприятий, является несовершенство методики оплаты за технологическое присоединение новых потребителей. Установленная государством «льготная» цена несоизмерима с реальными затратами электросетевых предприятий на технологическое подключение новых потребителей, что практически сводит к нулю инвестиционные программы многих сетевых предприятий. В результате разница между затраченными и полученными денежными средствами – выпадающие доходы предприятия, влияют на формирование тарифов.

Еще одной проблемой является реальное несоответствие плановых и фактических показателей потребления электроэнергии в разрезе групп потребителей, применяемых для установления тарифов по передаче электроэнергии. Данная проблема заключается в том, что при определении тарифа регулирующие органы устанавливают прогнозные объемы покупки электроэнергии и мощности для населения в разрезе групп потребителей. Однако на деле наблюдается несоответствие плановых и фактических показателей, что объясняется изменением демографической ситуации (прирост населения, расширение частного сектора и т.д.).

Финансовое состояние электросетевых предприятий напрямую зависит от перечисленных выше проблем, которые оказывают влияние на получение

предприятием достаточного количества денежных средств для осуществления своей нормальной деятельности. Уменьшение НВВ предприятия также ведет к возникновению следующих негативных последствий:

- сокращение выполнения производственных программ по реконструкции и ремонту электросетевых объектов;
- снижение расходов на текущее содержание и эксплуатацию сетей и электрооборудования;
- снижение фонда оплаты труда, что ведет к сокращению численности рабочих мест;
- снижение качества и надежности оказываемых услуг потребителям, то ведет к негативным социальным последствиям.

Электросетевое предприятие не имеет достаточной возможности повлиять ни на объем оказываемых услуг (определяет производитель электроэнергии), ни на своевременное поступление денежных средств за оказанные услуги (определяет сбытовое предприятие), ни на цену за оказываемые услуги (определяет государство).

Таким образом, результат финансово-хозяйственной деятельности компании практически полностью определяется третьими лицами. Кроме того, передача и распределение электроэнергии по электрическим сетям имеет социальный характер деятельности, вследствие чего коммерческие интересы электросетевых компаний могут быть реализованы только в русле общественных целей и приоритетов.

АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО – ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ МУП «АБАКАНСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»

2.1 Характеристика организации

Муниципальное унитарное предприятие «Абаканские электрические сети» было образовано в 1973 году по решению Абаканской регистрационной палаты. Учредителем предприятия является Комитет по управлению имуществом г. Абакана.

Основными направлениями деятельности предприятия являются передача электроэнергии по распределительным сетям 0,4 - 110 кВ, развитие электросетевой инфраструктуры города Абакана и подключение потребителей к электрическим сетям предприятия.

Юридический и фактический адрес: 655017, Россия, Республика Хакасия, г. Абакан, ул. Советская, 25.

Миссией предприятия является создание условий для эффективной деятельности предприятий и организаций, комфортной и безопасной жизнедеятельности населения в целях динамичного социально-экономического развития города, его становления в качестве крупнейшего торгового, научного, промышленного и культурного центра.

Партнерами МУП «АЭС» выступают ООО «Абаканэнергосбыт», Администрация г. Абакана, Министерство экономического развития РХ, Департамент градостроительства, архитектуры и землеустройства и другие.

В состав МУП «АЭС» согласно организационной структуры входит отдел экономики, производственно – технический отдел, отдел перспективного развития и технологического присоединения, проектно – сметный отдел, отдел информационных технологий, юридический, организационно – технический, отдел транспорта элетроэнергии, отдел управления персоналом, а также 8 структурных подразделений, именуемых

участками, каждый из которых отвечает за определенное направление деятельности.

В число приоритетных направлений деятельности компании входят:

- увеличение пропускной способности сетей;
- модернизация линий электропередачи;
- расширение электрической сети г. Абакана;
- повышение надежности электроснабжения потребителей за счет строительства новых подстанций, воздушных и кабельных линий.

Для финансового анализа предприятия была использована бухгалтерская отчетность за 2016 – 2018 годы (Приложения А - Г). В полной мере оценить качество составленной отчетности, а также в общих чертах ознакомиться с финансовым состоянием МУП «Абаканские электрические сети», позволяет проведение предварительного анализа финансовой отчетности предприятия. В таблице 2.1 данные бухгалтерского баланса представлены в виде агрегированных показателей.

Таблица 2.1 - Агрегированный аналитический баланс за 2018 г.

Актив	Сумма, тыс. руб.	%	Пассив	Сумма, тыс. руб.	%
Внеоборотные активы					
Оборотные активы					
Баланс					

Проанализировав агрегированный аналитический баланс МУП «Абаканские электрические сети» за 2018 год, представленный в таблице 2.1 можно сделать выводы о том, что по масштабу деятельности МУП «АЭС» является средним предприятием, что подтверждают финансовые показатели (валюта баланса больше 2000 МРОТ) и среднесписочная численность работников (168 человек согласно штатному расписанию). Коэффициент деловой активности средний (0.5), по сравнению с прошлым 2017 годом значительных изменений не наблюдается.

Значительную долю активного капитала составляют внеоборотные активы (93,7%), значительных изменений по сравнению с 2017 годом не наблюдается. Большую часть пассивного капитала занимают собственные

средства (89,1 %). Коэффициент реальной стоимости имущества за отчетный период равен 0,9, что говорит о низком производственном потенциале предприятия.

2.2 Анализ капитала

Чтобы оценить потенциал экономического роста предприятия, необходимо проанализировать особенности его активного капитала, изучить его структуру по составу и размещению, а также отследить изменения отдельных видов активов во времени, что представлено в таблице 2.2

Таблица 2.2. - Показатели структуры и динамики активов

№	Показатели	2016 г.		2017 г.		2018 г.		Отклонения (2017-2016)		Отклонения (2018-2017)	
		Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%
1.	Всего активов	1726498	100								
	в том числе										
1.1	Внеоборотные	1624572	94								
	из них										
	Финансовые	46229	2,8								
1.2	Оборотные	101926	6								
	из них										
	Материальные	33251	2								
	Финансовые	68675	4								

Из таблицы 2.2 видно, что величина активного капитала на конец отчетного периода составила 1697328 руб., что на 1,9% меньше прошлого года. В составе валюты баланса наибольшую долю занимают внеоборотные активы (93,7% на сумму 1590935 руб. в 2018 году). Значение органического строения капитала в отчетном году равно 14,9, что говорит о том, что капитал преимущественно расположен в имобильной сфере.

В структуре внеоборотных активов финансовые вложения занимают незначительную долю (4,2% в 2018 году, однако наблюдается их увеличение на 21,8%), что говорит о низкой инвестиционной активности организации. В структуре оборотного капитала наибольшую долю занимают финансовые вложения (66,7% в 2018 году), однако по сравнению с прошлым периодом наблюдается уменьшение показателя на 10%. Коэффициент реальной

стоимости имущества в отчетном году равен 0.92, что говорит о низком производственном потенциале предприятия.

Анализ внеоборотных активов (Анализ основных средств)

Анализ состояния основных средств необходим для более полной оценки внеоборотных активов. В таблице 2.3 представлена структура и динамика изменения основных средств.

Таблица 2.3 – Показатели структуры и динамики основных средств

Показатели	2016 год		2017 год		2018 год		Отклонения (2017-2016)		Отклонения (2018-2017)	
	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%
Основные средства, всего:	2714277	100								
в том числе:										
Здания и сооружения	1862243	68,6								
Машины и оборудование	802654	29,6								
Транспорт	36189	1,3								
Инвентарь	13191	0,5								
Справочно:										
Активная часть	838843	30,9								

Согласно таблице 2.3, общая сумма основных средств в отчетном году составляет 2890533 руб., что больше показателя прошлого года на 2,3%. Наибольшую долю в каждом анализируемом периоде занимают здания и сооружения (69,1 % в 2018 году), а также машины и оборудование (29,3%). Активная часть ОС занимает в отчетном году 30,5% на сумму 881036., что больше прошлого года на 2,1%.

Анализ текущих (оборотных) активов

Оборотные активы - это денежные средства, вложенные в оборотные фонды предприятия, без которых предприятию невозможно осуществлять свою деятельность. В таблице 2.4 представлена оценка состояния оборотных

активов, их структура, а также динамика изменений, что необходимо для наиболее полного анализа финансово – хозяйственной деятельности предприятия.

Таблица 2.4 – Показатели структуры и динамики оборотных активов

№	Показатели	2016 год		2017 год		2018 год		Отклонения (2017-2016)		Отклонения (2018 – 2017)	
		Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%
1.	Оборотные активы, всего	101926	100								
	в том числе:										
1.1	Запасы	33251	32,6								
1.2	ДЗ	56867	55,8								
1.3	Денежные средства	4944	4,9								
1.4	Прочие оборотные активы	6864	6,7								

Согласно таблице 2.4 в отчетном 2018 году величина оборотных активов составила 106393 руб., что составляет всего 6,3 % всего активного капитала предприятия. По сравнению с 2017 годом произошло уменьшение оборотного капитала на 4,1%. В составе оборотных средств представлены не все статьи баланса, отражающие стадии кругооборота: отсутствуют затраты в незавершенном производстве, а также готовая продукция. Наибольшую долю из имеющихся стадий кругооборота в составе оборотных активов занимает дебиторская задолженность (62,2% в 2018 году, произошло уменьшение по сравнению с 2017 годом на 10%), а также производственные запасы (33.2%, что больше показателя 2017 года на 10%). Кроме того, в структуре оборотных средств наблюдается перераспределение имущества по статьям, их образующим: денежные средства увеличились на 47%, прочие оборотные активы снизились на 4,7%. В таблице 2.5 представлены коэффициенты оборачиваемости оборотных средств.

Таблица 2.5 – Показатели оборачиваемости оборотных средств.

№	Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	Отклонения (2017-2016)	Отклонения (2018-2017)
1.	Выручка от продаж, тыс. руб.	724273				
2.	Средние остатки оборотных	101926				

	средств, тыс. руб.					
3.	Коэффициент оборачиваемости оборотных средств	7,1				
4.	Длительность одного оборота, дней	50,6				

Из таблицы 2.5 можно сделать следующие выводы: коэффициент оборачиваемости оборотных активов в отчетном году равен 8.1, что говорит о высоком уровне оборачиваемости капитала. Рассчитав частные коэффициенты оборачиваемости для отдельных стадий кругооборота текущих активов, можно сказать, что ускорение оборачиваемости происходит на стадии дебиторской задолженности ($K_{об} = 13$), а также производственных запасов ($K_{об} = 24,3$).

Анализ дебиторской задолженности

Для полного анализа финансовой деятельности МУП «Абаканские электрические сети» необходимо оценить объем капитала, отвлекаемого в дебиторскую задолженность, а также сгруппировать ее по категориям дебиторов и срокам погашения и образования, что представлено в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Группировка ДЗ по категориям дебиторов

№	Показатели	2016 год		2017 год		2018 год		Отклонения (2017-2016)		Отклонения (2018-2017)	
		Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%
1	ДЗ	56867	100								
	в том числе:										
1.1	Долгосрочная	-	-								
1.2	Краткосрочная	56867	100								
	Покупатели и заказчики	54641	96,1								
	Авансы выданные	759	1,3								
	Прочие дебиторы	1467	2,6								

Проанализировав дебиторскую задолженность МУП «Абаканские электрические сети» в таблице 2.6 можно сделать следующие выводы:

В отчетном 2018 году дебиторская задолженность составляет 66063 руб., что меньше показателя прошлого года на 10,5%. ДЗ представлена капиталом, отвлеченным только на краткосрочный период. На конец 2018

года наибольшая часть дебиторского капитала оказалась привлечённой группой «покупатели и заказчики» - 64 431 тыс. руб. Основную долю задолженности по расчетам с покупателями и заказчиками составляют:

- ООО «Абаканэнергосбыт» – 58 900 тыс. руб. (91,41 %);
- ОАО «Черногорскпромстрой» - 2 105 тыс. руб. (3,27 %);
- АО «Оборонэнергосбыт» - 1 949 тыс. руб. (3,02 %).

Анализ денежных средств

В таблице 2.7 представлен анализ денежных средств предприятия, структура поступивших и направленных денежных потоков по видам деятельности, а также показатели их движения.

Таблица 2.7 – Показатели движения денежных средств за 2018 год

Показатели	Общая сумма, тыс. руб.	Текущая деятельность		Инвестиционная деятельность		Финансовая деятельность	
		Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%
Остаток ДС на начало года	183	X	X	X	X	X	X
Поступило ДС	892994	723314	81	-	-	169680	19
Направлено ДС	(892908)	(720028)	80,6	-	-	172880	19,4
Остаток ДС на конец года	269	X	X	X	X	X	X

Из таблицы 2.7 видно, что остаток ДС на конец 2018 года равен 269 тыс. рублей, что больше прошлого года на 47%. Наибольшую долю поступивших в течение года денежных средств занимают поступления от текущей деятельности (81%), в основном это поступления от продажи продукции, товаров, работ и услуг. Направлено денежных средств также больше на текущую деятельность (80,6%), которая представлена в большей мере платежами поставщикам (подрядчикам) за сырье и материалы, работы и услуги. В общем количестве суммы притока и оттока денежных средств за анализируемый период находятся в примерном равновесии. Выручка от реализации за 2018 год составляет 858305 руб., что находится в примерном равновесии с суммой поступлений от текущей деятельности (723314 руб.), это позволяет говорить о синхронности движения товарного и денежного потоков.

Анализ пассивов

В таблице 2.8 представлен анализ пассивного капитала, его структура, динамика его движения, а также источники формирования собственного и заемного капитала.

Таблица 2.8 – Показатели структуры и динамики пассивов

№	Показатели	2016 год		2017 год		2018 год		Отклонения (2017-2016)		Отклонения (2018-2017)	
		Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%
1.	Всего источников	1726498	100					2916	0,2	-32086	-1,9
	в том числе:										
1.1	Собственные	1508711	87,4					25356	1,7	-20977	-1,4
1.2	Заемные	217787	12,6					-22440	-10,3	-11109	-5,7
	из них:										
	Долгосрочные	54508	3,2					4947	9,1	3543	6
	Краткосрочные	163279	9,4					-27387	-16,8	-14652	-10,9

Из таблицы 2.8 можно сделать вывод, что большую часть пассивного капитала за отчетный год составляют собственные источники – 1513090 руб. (89,1%), что меньше прошлого 2017 года на 1,4%. Большую часть собственного капитала занимают его устойчивые составляющие – уставный и добавочный капитал (69% в отчетном периоде). В структуре заемных средств преобладают краткосрочные обязательства (7,2% в 2018 году и 7,9% в 2017 году). Незначительные изменения по сравнению с прошлым периодом произошли в структуре заемных средств (-5,7%), а также в структуре краткосрочных обязательств, которые уменьшились на 10,9%. В таблице 2.9 представлена группировка обязательств по категориям.

Таблица 2.9 – Группировка обязательств по категориям

№	Показатели	2016 год		2017 год		2018 год		Отклонения (2017-2016)		Отклонения (2018-2017)	
		Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%
1.	Обязательства всего	217787	100					-22440	-10,3	-11109	-5,7
	в том числе:										
1.1	Кредиты и займы	-	-					5007	-	-3204	-64
1.2	Отложенные	54508	25					4947	9,1	3543	6

	налоговые обязательства										
1.3	Кредиторская задолженность всего:	163279	75								
	в том числе:										
	Поставщики и подрядчики	102167	46,9								
	Перед персоналом предприятия	3260	1,5								
	По социальному страхованию и обеспечению	2474	1,1								
	По налогам и сборам	9901	4,5								
	Авансы полученные	44606	20,5								
	Прочие кредиторы	871	0,4								
1.4	Прочие обязательства	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Анализ краткосрочных обязательств по категориям кредиторов, представленный в таблице 2.9 позволил установить, что за отчетный период предприятие в своей деятельности в качестве дополнительных источников формирования оборотных средств использовало кредиторскую задолженность – при этом её размер уменьшился на 11 448 тыс. руб. (-8,7 %). Основными кредиторами предприятия за 2018 год выступают: - поставщики и подрядчики — 36,1 %; - предприятия и организации по авансам, полученным – 15,7 %; - задолженность по налогам и сборам — 7 %. В структуре заёмных средств наблюдаются следующие изменения показателей по группам кредиторов: - задолженность перед поставщиками и подрядчиками за рассматриваемый период снизилась на 18 070 тыс. руб. (- 21 %); - задолженность по налогам и сборам по сравнению с показателем на начало 2018 года увеличилась на 5 992 тыс. руб. (+88 %); - задолженность по страховым взносам увеличилась на 314 тыс. руб. (+10 %); - задолженность перед работниками предприятия увеличилась на 2 848 тыс. руб. (+86 %), - задолженность перед прочими кредиторами увеличилась на 0,7%, - задолженность перед кредиторами (предприятиями и организациями) по авансам полученным за рассматриваемый период уменьшилась на 2 838 тыс.

руб. (-9 %). «Горячая» кредиторская задолженность в 2018 году занимает 13,7 % в, «спокойная» - 86,3%. Оставшуюся часть обязательств предприятия составляют отложенные налоговые обязательства на сумму 62998 руб. в 2018 году, по сравнению с прошлым годом этот показатель увеличился на 6%.

2.3 Анализ финансового состояния

Для полного анализа финансовой устойчивости и ликвидности предприятия необходимо провести анализ обеспеченности материальных активов источниками их финансирования, что представлено в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Показатели обеспеченности материальных активов источниками финансирования

№	Показатели	2016 год	2017 год	2018 год
1.	Собственный капитал	1508711		
2.	Внеоборотные активы	1624572		
3.	Собственные оборотные средства (СОС)	-115861		
4.	Долгосрочные пассивы	54508		
5.	Собственные и долгосрочные источники	-61353		
6.	Краткосрочные заемные средства	-		
7.	Общая величина основных источников	-61353		
8.	Общая величина запасов и затрат	33251		
9.	Излишек или недостаток СОС	-149112		
10.	Излишек или недостаток собственных и долгосрочных источников	-94604		
11.	Излишек или недостаток общей величины основных источников	-94604		

Проанализировав обеспеченность материальных активов источниками финансирования в таблице 2.10 можно сделать вывод о катастрофическом финансовом состоянии предприятия, так как собственные оборотные средства за анализируемые отчетные периоды имеют отрицательные значения. При отрицательных значениях показателя собственных оборотных средств рассчитывать коэффициенты финансовой устойчивости нецелесообразно. Величина чистых активов на конец 2018 года составляет 1513090 тыс. руб., что больше величины уставного капитала.

Анализ платежеспособности и ликвидности

Для оценки ликвидности предприятия необходимо перегруппировать данные бухгалтерского баланса по степени срочности обязательств и обеспечению их активами. Оценка ликвидности баланса предприятия, представленная в таблице 2.11 необходима для выявления возможности погашения обязательств имуществом соответствующей ликвидности.

Таблица 2.11 – Группировка статей баланса для анализа его ликвидности

Актив	2016 год	2017 год	2018 год	Пассив	2016 год	2017 год	2018 год
Наиболее ликвидные А _{н.л.}	4944	183	269	Наиболее срочные П _{н.с.}	163279	130885	119437
Быстро реализуемые А _{б.р.}	63731	78724	70744	Краткосрочные П _{к.с.}	-	5007	1803
Медленно реализуемые А _{м.р.}	33251	32136	35380	Долгосрочные П _{д.с.}	54508	59455	62998
Трудно реализуемые А _{т.р.}	1624572	1618371	1590935	Постоянные П _{п.}	1508711	1534067	1513090
Итого:	1726498	1729414	1697328	Итого:	1726498	1729414	1697328

Проанализировав статьи баланса в таблице 2.11 для оценки его ликвидности можно сделать вывод, о том, что, основываясь на внешних признаках нельзя признать МУП «Абаканские электрические сети» платежеспособным, так как отсутствует достаточное количество денежных средств, т.е. наиболее ликвидных активов недостаточно для погашения наиболее срочных обязательств. Кроме того, кредиторская задолженность значительно превышает дебиторскую, что также говорит о неидеальной картине ликвидности предприятия. В таблице 2.12 представлены коэффициенты ликвидности предприятия, а также их нормативные значения.

Таблица 2.12 – Расчет коэффициентов ликвидности

Наименование коэффициента	2016 год	2017 год	2018 год	Нормативные значения	
				Отечественные нормативы	Зарубежные нормативы
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,03	0,001	0,002	≥ 0,1	≥0,2
Коэффициент критической ликвидности	0,4	0,6	0,6	≥0,7-0,8	≥1,5
Коэффициент текущей ликвидности	0,6	0,8	0,9	≥1,2-1,5	≥2,0

Коэффициентный анализ ликвидности, представленный в таблице 2.12 также говорит о том, что баланс предприятия нельзя признать абсолютно ликвидным, ни один из коэффициентов ликвидности не соответствует нормативным значениям. Динамика коэффициентов показывает, что в 2018 году ликвидность предприятия незначительно выросла в сравнении с показателями прошлых лет, что проявляется в увеличении всех коэффициентов ликвидности.

Оценка эффективности деятельности предприятия

Эффективность и развитие предприятия отражают показатели выручки, прибыли, рентабельности и деловой активности. В целом оценить успешность деятельности предприятия позволяют абсолютные показатели выручки и прибыли, а также тенденции их изменений, которые представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Анализ финансовых результатов МУП «АЭС»

№	Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	Отклонения (2017-2016)		Отклонения (2018-2017гг.)	
		Сумма, тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Выручка от продажи	724273						
2.	Себестоимость продаж	(627854)						
3.	Валовая прибыль (убыток)	96419						
4.	Коммерческие расходы	-	-	-	-	-	-	-

Окончание таблицы 2.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5.	Управленческие расходы	-	-	-	-	-	-	-
6.	Прибыль (убыток) от продаж	96419	18907	-16308	-77512	-80,4	-35215	-186,3
7.	Доходы от участия в других организациях	99	-	-	-99	-100	-	-
8.	Проценты к получению	-	-	-	-	-	-	-
9.	Проценты к уплате	(4727)	(417)	(791)	-4310	-91,2	374	89,6
10.	Прочие доходы	195386	13004	4504	-182328	-93,3	-8500	-65,4
11.	Прочие расходы	(221000)	(26891)	(31089)	194109	-87,8	4198	15,6
12.	Прибыль (убыток) до налогообложения	66177	4603	-43684	-61575	-93	-48287	-1049
13.	Текущий налог на прибыль	19534	4955	0	-14579	-74,6	-4955	-100
14.	Чистая прибыль (убыток)	52576	1037	-35251	-51539	-98	-36288	3499,3

Проанализировав финансовые результаты МУП «Абаканские электрические сети», представленные в таблице 2.13 можно сделать следующие выводы:

Общий финансовый результат предприятия за прошедшие 2016 - 2017 года представляли собой прибыль, которая значительно уменьшилась в 2017 году (-98%), однако в отчетном 2018 году предприятием достигнут отрицательный финансовый результат – убыток до налогообложения составила 43 684 тыс. руб., чистый убыток составил 35 251 тыс. руб.

Уменьшение валовой прибыли (-186%), а вследствие прибыли от продаж обусловлено увеличением себестоимости продаж в сравнении с 2017 годом (+5,4%). В составе эксплуатационных расходов, составляющих себестоимость продаж на их увеличение повлиял рост расходов на амортизацию основных средств, которые превысили утверждённые плановые амортизационные отчисления на 8,16%. Причиной данного отклонения является корректировка расчетной плановой суммы амортизационных отчислений при установлении тарифов на 2018 год регулятором Республики Хакасия, в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011г. № 1178. Кроме того, на увеличение суммы эксплуатационных расходов повлиял рост расходов на компенсацию потерь электроэнергии. Помимо этого, отрицательный финансовый результат обусловлен значительным сокращением прочих доходов (-65,4%): от возможной реализации ОС, от возможных компенсаций за нарушения или расторжения договоров, от недополученных штрафов и неустоек, от не возмещения судебных расходов. А также увеличением прочих расходов (+15,6%): увеличение суммы налога на имущество, рост убытков от списания ОС и материалов, а также от безвозмездной их передачи, списанной на убыток ДЗ. В таблице 2.14 представлены показатели деловой активности МУП «АЭС».

Таблица 2.14 – Показатели деловой активности

№	Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	Отклонения (2017-2016)	Отклонения (2018-2017)
1.	Коэффициент деловой активности	0,4	0,5	0,5	0,1	-
2.	Фондоотдача основных средств	0,27	0,3	0,3	0,03	-
3.	Коэффициент оборачиваемости оборотных активов	7,1	7,6	8,1	0,5	0,5
4.	Коэффициент оборачиваемости собственного капитала	0,48	0,55	0,57	0,07	0,02
5.	Коэффициент оборачиваемости заемных средств	3,3	4,3	4,6	1	0,3

Согласно таблице 2.14, в отчетном 2018 году МУП «АЭС» характеризуется средним коэффициентом деловой активности (0,5), в сравнении с прошлым периодом изменений не наблюдается. Оборотный капитал предприятия за анализируемые периоды характеризуется высоким уровнем оборачиваемости (8,1 в 2018 году). Коэффициенты оборачиваемости собственных и заемных средств предприятия также характеризуются положительной динамикой изменений в сравнении с прошлыми периодами.

Основными показателями, характеризующими эффективность деятельности предприятия, являются показатели рентабельности, анализ которых представлен в таблице 2.15

Таблица 2.15– Показатели рентабельности МУП «АЭС», %

№	Наименование показателя	2016 год	2017 год	2018 год	Отклонения (2017-2016)	Отклонения (2018-2017)
1.	Рентабельность продаж	13	2	-1,9	-11	-3,9
2.	Рентабельность текущей (основной) деятельности	15	2	-1,9	-13	-3,9
3.	Рентабельность активов	4	0,2	-2,6	-3,8	-2,8
4.	Рентабельность собственного капитала	3	0,07	-2,3	-2,93	-2,37

Из таблицы 2.15 можно сделать вывод, что отчетный 2018 год характеризуется снижением всех представленных в таблице коэффициентов рентабельности. Особенно сильно снизились показатели рентабельности основной деятельности и рентабельности продаж (-195%), что можно объяснить высокой себестоимостью продаж. Низкая рентабельность активов (-2,6) также обусловлена высокими затратами на производство. Исходя из низкого значения рентабельности собственного капитала (-2,4), предприятие трудно назвать привлекательным для инвестиций.

Заключительная оценка финансового состояния предприятия

Комплексный анализ финансово – хозяйственной деятельности МУП «Абаканские электрические сети» позволяет сделать следующие заключительные выводы:

МУП «Абаканские электрические сети» является средним предприятием со средним коэффициентом деловой активности и низким производственным потенциалом. Большую долю активного капитала занимают внеоборотные активы (93,7% в 2018 году). Значение органического строения капитала в отчетном году равно 14,9, что говорит о том, что капитал расположен в имобильной сфере. Большую часть внеоборотных активов занимают основные средства (89,3%), финансовые вложения составляют 4,2%, что говорит о низкой инвестиционной активности организации. В составе оборотных средств, которые занимают лишь 6,3% активного капитала наибольшую долю занимает ДЗ и производственные запасы. Кроме того, представлены не все статьи, отражающие стадии кругооборота: отсутствуют затраты в незавершенном производстве, а также готовая продукция. Наибольшую долю поступивших, а также направленных денежных средств занимают ДС, связанные с текущей деятельностью. В общем количестве суммы притока и оттока денежных средств за анализируемый период находятся в примерном равновесии.

Большую часть пассивного капитала составляют собственные источники (89,1%), которые представлены в основном уставным и добавочным капиталом (69%). В структуре заемных средств преобладают краткосрочные обязательства, которые представлены кредиторской задолженностью, большая часть которой является «спокойной», однако сумма КЗ значительно превышает ДЗ, что создает дополнительные финансовые риски для предприятия.

Проанализировав обеспеченность материальных активов источниками финансирования можно сделать вывод о катастрофическом финансовом состоянии предприятия, так как собственные оборотные средства за

анализируемые отчетные периоды имеют отрицательные значения. Основываясь на внешних признаках платежеспособности нельзя признать МУП «Абаканские электрические сети» платежеспособным, так как денежных средств недостаточно для погашения наиболее срочных обязательств. Коэффициентный анализ ликвидности также говорит о том, что баланс предприятия нельзя признать абсолютно ликвидным, ни один из коэффициентов ликвидности не соответствует нормативным значениям.

Общим финансовым результатом в отчетном году является убыток в сумме 35251 тыс. руб. В отчетном году предприятие характеризуется снижением всех основных коэффициентов рентабельности, которые все характеризуются отрицательными значениями. Исходя из низкого значения рентабельности собственного капитала (-2,3%), предприятие трудно назвать привлекательным для инвестиций. По итогам отчетного периода желаемое соотношение темпов роста прибыли, выручки и валюты баланса не выполняется.

$$T_{\text{пр}} (-3499\%) < T_{\text{вр}} (1,1\%) > T_{\text{б}} (-1,8\%)$$

Темпы роста выручки превышают темпы роста валюты баланса, однако значительный отрицательный финансовый результат позволяет сделать вывод об отрицательной динамике экономического развития предприятия.

2.4 Управленческий анализ МУП «Абаканские электрические сети»

Основными видами деятельности МУП «АЭС» является передача электроэнергии и технологическое присоединение новых потребителей к электросетям в границах г. Абакана.

Ведущими технико – экономическими показателями деятельности предприятия является полезный отпуск электроэнергии, т.е. количество электроэнергии, фактически полученной потребителем, а также объем потерь электроэнергии в сетях. Показателем эффективности и результативности деятельности электросетевой компании является рост полезного отпуска электроэнергии, при снижении потерь электроэнергии. В таблице 2.16

представлена динамика основных технико – экономических показателей предприятия за период 2016 – 2018 годов.

Таблица 2.16 - Выполнение плана по основным технико – экономическим показателям МУП «АЭС» за 2017-2018 годы.

Показатель	2017 год			2018 год			Отклонение (факт)
	План	Факт	Отклонение	План	Факт	Отклонение	
1. Получено э/э со стороны	575,91	573,72	-2,2 (-0,38%)				23,38 (+4%)
2. Полезный отпуск, в том числе:	512,19	507,96	-4,23 (-0,83%)				12,9 (+3%)
2.1 Населению	272,60	274,46	1,86 (+0,68)				9,64 (+3,5%)
2.2 Прочим потребителям	239,59	233,51	-6,08 (-2,54%)				2,89 (+1,2%)
3. Потери	61,9	62,07	0,17 (+0,27)				7,93 (+12%)
То же в %	10,75	10,82	0,07				0,88 (+8%)

Из таблицы 2.16 видно, что в отчетном 2018 году наблюдается фактическое увеличение всех показателей, однако с увеличением полезного отпуска электроэнергии на 3%, также значительно увеличились потери (+12%), что негативно сказывается на финансовом положении предприятия. Кроме того, в течение двух лет наблюдается несоответствие между плановыми и фактическими объемами потребления в разрезе групп потребителей (население по факту потребляет больше, чем запланировано, а прочие потребители, наоборот, меньше. Учитывая, что тарифы устанавливаются на основе плановых показателей, а также значительную разницу в стоимости электроэнергии для данных групп, такое несоответствие негативно сказывается на финансовом положении предприятия.

Помимо основных видов деятельности МУП «АЭС» оказывает дополнительные коммерческие услуги (прочие) в целях получения дополнительной прибыли:

- Техническое и сервисное обслуживание электрооборудования;
- Выполнение строительно-монтажных работ;

- Проведение работ по согласованию выбора места под строительство объектов;
- Программирование приборов учета;
- Переоформление актов раздела границ;
- Транспортные услуги;
- Электродиагностика;
- Проектно-сметные работы и т.д.

Для анализа эффективности деятельности предприятия необходимо оценить структуру и динамику доходов и расходов предприятия от всех видов деятельности, что представлено в таблице 2.17.

Таблица 2.17 - Динамика доходов и расходов МУП «АЭС» от всех видов деятельности млн.руб.

№	Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	Отклонения (2017-2016)	(Отклонения) (2018-2017)
1.	Доходы всего, в том числе:	724,3				
1.1	От передачи э/э	649,1				
1.2	От тех.присоединения	70,6				
1.3	Прочие	4,5				
2.	Расходы всего, в том числе:	627,9				
2.1	На передачу э/э	617,1				
2.2	На тех. присоединение	5,7				
2.3	Прочие расходы	5,2				

Из таблицы 2.17 видно, что в отчетном 2018 году значительного увеличения доходов от всех видов деятельности не наблюдается (+1%). Наибольшую долю в структуре доходов занимают доходы от передачи электроэнергии (97%). Кроме того, в их структуре в 2018 году произошли изменения – доходы от технологического присоединения значительно уменьшились (-55%), а доходы от прочих услуг увеличились на 59%. Расходы в 2018 году незначительно превышают доходы, наблюдается их увеличение на 5,4%. Расходы на тех. присоединение уменьшились (-28%), однако значительно увеличилась статья «прочие расходы» (+97%), что негативно сказывается на финансовом состоянии предприятия. В составе данных «прочих расходов» учитывается списание остаточной стоимости основных средств, расходы, связанные с реализацией основных средств и прочего имущества, расходы при реализации права требования долга, недостачи имущества, выявленные при инвентаризации, а также штрафы, пени, неустойки.

Осуществление нормальной деятельности МУП «АЭС» зависит от величины необходимой валовой выручки (НВВ), поэтому необходимо провести калькуляцию затрат предприятия. Текущий 2019 год является последним в долгосрочном периоде регулирования, поэтому необходимо проанализировать выполнение плана за базовый 2017 год.

В 2017 году НВВ МУП «Абаканские электрические сети» была заявлена в размере 424,5 млн. руб. НВВ складывается из расходов на содержание и эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих организации, в размере 307,5 млн. руб., а также расходов на оплату потерь электрической энергии в сетях организации в размере 117,1 млн. руб. В таблице 2.18 представлены затраты, включенные в НВВ в 2017 году.

Таблица 2.18 - Калькуляция затрат МУП «АЭС» за 2017 год млн.руб.

№	Наименование показателя	План	Факт	Отклонение
1.	Подконтрольные расходы, в том числе:	148,6	132,7	-15,9
1.1	Материальные затраты	12,9	9,6	-3,3
1.2	Затраты на оплату труда	91,7	91,2	-0,5
1.3	Ремонт основных фондов	25,1	17,5	-7,6
1.4	Оплата работ и услуг сторонних организаций	10,2	9,3	-0,8
1.5	Расходы на командировки, обучения, страхование, обеспечение техники безопасности	3,1	2,6	-0,5
2.1	Теплоэнергия	0,8	0,9	0,1
2.2	Плата за аренду и лизинг	0,6	0,7	0,1
2.3	Оплата услуг ФСК	0,0	0,2	0,2
2.4	Налоги	22,0	12,8	-9,2
2.5	Отчисления на соц. Нужды	26,3	26,7	0,4
2.6	Амортизация ОС	122,9	133,1	10,2
2.7	Прочие неподконтрольные расходы	0,2	0,0	-0,2
3.	Итого сумма затрат предприятия:	321,6	307,3	-14,3
4.	Снятие из НВВ (экономически необоснованные расходы)	18,2	0,0	-18,2
5.	Корректировка НВВ с учетом показателей надежности и качества	4,1	0,0	-4,1
6.	Затраты на содержание сетей, всего:	307,5	277,1	-30,4

7.	Покупка потерь	117,1	130,1	13,0
8.	НВВ с учетом покупки потерь	424,5	407,2	-17,3

Из таблицы 2.18 можно сделать следующие выводы: в 2017 году затраты предприятия были запланированы на сумму 321,6 млн. руб., однако по результатам деятельности прошлых лет, регулирующий орган исключил из данной суммы (снятие из НВВ) суммы затрат, по факту не понесенные предприятием за 2014 и 2015 года — 18,2 млн. руб. В соответствии с МУ 1 была произведена корректировка НВВ на 2017 год с учётом достижения показателей надежности и качества на сумму 4,1 млн. руб. Таким образом, НВВ была установлена в сумме 307,5 млн. рублей.

Из таблицы 2.18 видно, что по итогам 2017 года предприятие не понесло всей суммы затрат, и фактически на содержание сетей было потрачено на 30,4 млн. рублей меньше, так как финансовый результат в 2017 году был неудовлетворительным (снижение чистой прибыли по сравнению с 2016 годом на 96%) т.е. предприятие не смогло собрать достаточной выручки для покрытия данных расходов. Это объясняется снижением выручки от основного вида деятельности – снижения полезного отпуска электроэнергии, а также увеличением расходов на передачу электроэнергии (+33%). Данная сумма, включая суммы за прошлые годы, которые разбиваются на весь период регулирования в целях сглаживания негативных последствий была исключена из суммы НВВ на текущий 2019 год.

Таким образом, на 2019 год Министерством экономического развития РФ для МУП «АЭС» была установлена необходимая валовая выручка в размере 241,7 млн. рублей, что на 65,8 млн. руб. меньше базового 2017 года. Снижение суммы НВВ ежегодно негативно сказывается на финансовом положении предприятия.

Для полноты управленческого анализа необходимо рассмотреть кадровые вопросы МУП «АЭС». Средняя численность персонала за 2018 год составила 168 человек. Численность специалистов – 90 человек, рабочих – 78. Общий фонд заработной платы работников списочного состава за

отчётный период составил 93,6 млн. руб. В таблице 2.19 представлены показатели использования рабочего времени.

Таблица 2.19 - Использование рабочего времени

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	Отклонение, % (2017-2016)	Отклонение, % (2018-2017)
1. Численность персонала (списочный состав), чел.	168	168	168	-	-
2. Отработано человеко-дней	35 852	35 600	35 778	-0,7	0,50
3. Неявки на работу всего, человеко-дней	9 714	25 772	26 846	+165	4,17
- по болезни	1 186	1 120	1 096	-5,5	-2,14
- отпуска с разрешения администрации	42	33	69	-21,4	109,09
- прочие неявки, разрешенные законом	8 486	24 604	25 681	+189	4,38
- прогулы		15	0	+100	-100,00
4. Число лиц совершивших прогулы, чел.		1	0	+100	-100,00
5. Коэффициент использования рабочего времени	1,25	0,794	0,768	-36,5	-3,31

Из таблицы 2.19 видно, что в течение трех лет списочный состав персонала не изменяется. Наблюдается значительное снижение коэффициента использования рабочего времени по сравнению с 2016 годом, что можно объяснить увеличением количества отпусков (+109%).

Вопросы экологии

Основными отрицательными последствиями влияния электросетевых объектов на окружающую среду являются возможные изменения состояния животного и растительного мира, атмосферного воздуха, гидросферы, почвенного покрова и грунтов и, как следствие, воздействие на здоровье человека.

Экологическая безопасность электросетевых объектов может быть обеспечена при выполнении законодательных и нормативно-технических документов в области охраны окружающей среды.

Основными мероприятиями, направленными на обеспечение требований экологической безопасности в МУП «АЭС» являются:

- 1) восстановление и рекультивация земель, нарушенных в процессе строительства, реконструкции, технического перевооружения и эксплуатации электросетевых объектов;

- 2) обеспечение учета негативного воздействия на окружающую среду деятельности МУП «АЭС», совершенствование системы производственного экологического контроля и применение предупредительных мер по снижению негативного воздействия на окружающую среду;
- 3) поэтапный вывод из эксплуатации оборудования, содержащего полихлорированные бифенилы (ПХБ) с заменой на экологически более безопасное в срок до 2025 года;
- 4) передача отходов, содержащих ПХБ, специализированным организациям, имеющим соответствующую лицензию;
- 5) применение защищенных проводов ВЛ в местах массовой сезонной миграции птиц, предотвращающих их гибель от поражения электрическим током;
- 6) выполнение на электросетевых объектах мероприятий по защите животного мира (оснащение опор ВЛ специальными устройствами, препятствующими гнездованию птиц на конструктивных элементах опор);
- 7) обеспечение надлежащего технического состояния автопарка в целях соблюдения технических нормативов выбросов, а также загрязнения почвы автомобильными маслами и технологическими жидкостями;
- 8) обеспечение своевременного проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и их источников.

ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ 3 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СИСТЕМЫ ТАРИФОПРИМЕНЕНИЯ МУП «АБАКАНСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»

3.1 Обоснование предложений по совершенствованию системы тарифоприменения

МУП «Абаканские электрические сети» как муниципальное унитарное предприятие имеет перед собой основную цель - удовлетворение текущих и планируемых нужд города Абакана в энергоресурсах, а не получение прибыли, а потому основной задачей выступает обеспечение достаточного объема доходов для осуществления нормальной деятельности и получения возможностей для дальнейшего развития в целях повышения качества и надежности обслуживания. Деятельность МУП «АЭС» является полностью регулируемой, так как регулирующими органами устанавливается объем переданной электроэнергии, полученные доходы, а также затраты необходимые предприятию для осуществления своей деятельности. Все это регулируется посредством установления экономически обоснованного уровня тарифов.

Проведя анализ финансовых показателей было выявлено, что в течение последних двух лет предприятие не получает достаточного количества выручки для покрытия своих расходов, в результате чего ежегодно производится уменьшение НВВ предприятия, что препятствует развитию и улучшению финансового состояния. Поэтому основной задачей дипломной работы выступает предложить возможные мероприятия для увеличения выручки МУП «АЭС».

Так как финансовое положение исследуемого предприятия полностью зависит от тарифного регулирования, в качестве возможных предложений для увеличения доходов выступает совершенствование тарифоприменения на предприятии.

В целях разработки предложений по улучшению финансового состояния предприятия был проведен сравнительный анализ объемов

передаваемой электроэнергии и мощности и выручки от их передачи за 2017 - 2019 год.

Были проанализированы плановые показатели объемов передачи и выручки, учтенные регулирующим органом при установлении тарифов, плановые показатели из тарифной заявки предприятия, а также фактические показатели по объемам передачи электроэнергии и мощности и выручки от передачи. В таблице 3.1 представлены итоги тарифного регулирования в 2017 году.

Таблица 3.1 – Итоги тарифного регулирования 2017 года

	Объемы передачи, млн. кВт ч.			Выручка от передачи, млн. руб. (без НДС)		
	План по тарифно-балансовому у решению	План по заявке МУП «АЭС»	Факт	План по тарифно-балансовому у решению	План по заявке МУП «АЭС»	Факт
юридические лица (двухставочный тариф)						
юридические лица (одноставочный тариф)						
население без понижающего коэффициента						
Население с понижающим коэффициентом						
Итого						

Из таблицы 3.1 видно, что плановые объемы передачи электроэнергии по тарифно – балансовому решению не соответствуют фактическим объемам в разрезе групп потребителей: фактические объемы по группе «прочие» (одноставочный тариф) ниже плановых, а по группе «население» с понижающим коэффициентом, наоборот выше плановых [8]. Аналогично проанализируем итоги тарифного регулирования за 2018 год, что представлено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Итоги тарифного регулирования 2018 года

	Объемы передачи, млн. кВт ч.	Выручка от передачи, млн. руб. (без
--	------------------------------	-------------------------------------

				НДС)		
	План по тарифно-балансовому решению	План по заявке МУП «АЭС»	Факт	План по тарифно-балансовому решению	План по заявке МУП «АЭС»	Факт
юридические лица (двухставочный тариф)						
юридические лица (одноставочный тариф)						
население без понижающего коэффициента						
Население с понижающим коэффициентом						
Итого						

Данные таблицы 3.2 подтверждают, что в 2018 году также наблюдается несоответствие плановых и фактических объемов потребления по данным группам потребителей [9]. Для полноты анализа приведем плановые показатели на текущий 2019 год, которые также подтверждают, что регулирующий орган при установлении плановых объемов передачи не берет во внимание планы по заявке самого предприятия, которые более приближены к фактическим значениям. Плановые показатели на 2019 год представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Плановые показатели на 2019 год

	Объемы передачи, млн. кВт. ч.		Выручка, млн. руб. (без НДС)	
	План по тарифно-балансовому решению	План по заявке МУП «АЭС»	План по тарифно-балансовому решению	План по заявке МУП «АЭС»
юридические лица (двухставочный тариф)				
юридические лица (одноставочный тариф)				
население без понижающего коэффициента				
Население с понижающим коэффициентом				
Итого				

Из таблицы 3.3 видно, что на 2019 год регулирующим органом объемы передачи по группе «прочие» (одноставочный тариф) завышаются в сравнении с плановой заявкой предприятия, а по группе «население» с понижающим коэффициентом, наоборот, занижаются [10].

В таблице 3.4 представлены средние величины тарифов по годам.

Таблица 3.4 – Средний фактический тариф на передачу электроэнергии
руб/кВт.ч.

Тарифная группа	2017	2018
Группа «прочие» юридические лица одноставочный тариф		
Группа «население и приравненные к населению» с применением понижающего коэффициента		

Средний тариф, представленный в таблице 3.4, определяется путем деления выручки на объем передачи электроэнергии. Устанавливаемые тарифы также зависят от планового объема передачи, утвержденного в Сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии и плановой выручки от передачи электроэнергии (мощности) [8,9].

Эти величины могут перераспределяться регулятором в разрезе тарифных групп. Таким образом, в целях сдерживания роста тарифов регулятор относит завышенный объем передачи на группу «прочие» которые имеют самые высокие тарифы и снижает объем по группе «население», где тарифы в 3,5 раза меньше, что подтверждают данные таблицы 3.4. Из представленных выше таблиц можно сделать вывод, что фактические объемы передачи приближены к плановым, но получение запланированной выручки для предприятия изначально невозможно.

Таким образом, одной из проблем финансового состояния МУП «АЭС» является «неоптимальное» распределение объемов передачи электроэнергии по тарифным группам, используемых для установления тарифов, что препятствует получению предприятием максимально возможной выручки. В расчетной части представлен предлагаемый расчет тарифов при распределении объемов по тарифным группам исходя из фактических данных. Предлагаемые расчеты по увеличению выручки от передачи электроэнергии проводились по следующему алгоритму:

1. Плановые объемы передачи, используемые при тарифообразовании были перераспределены между двумя исследуемыми группами «прочие» и

«население и приравненные к населению» так, чтобы максимально приблизить их к фактическим значениям, с условием, что общий объем передачи и общая плановая выручка остались неизменными. Данное перераспределение объемов представлено в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Перераспределение плановых объемов передачи в разрезе групп потребителей
млн.кВт.ч

Тарифные группы	2017			2018			2019	
	План по ТБР	План после перераспределения	Факт	План по ТБР	План после перераспределения	Факт	План по ТБР	План после перераспределения
юридические лица (двухставочный тариф)								
юридические лица (одноставочный тариф)								
население без понижающего коэффициента								
население с понижающим коэффициентом								
Итого								

2. После перераспределения объемов по тарифным группам, которое представлено в таблице 3.5, можно произвести перерасчет тарифов на услуги по передаче в составе конечной стоимости электроэнергии для потребителей. Тариф на услуги по передаче электроэнергии для группы «население и приравненные к населению» не подлежит корректировке в большую сторону, так как тарифы для населения ограничиваются предельными уровнями тарифов, утверждаемыми на каждый период регулирования Приказами ФАС РФ [11]. Корректировке подлежат тарифы на услуги по передаче электроэнергии для группы «прочие» юридические лица (одноставочный тариф) по каждому уровню напряжения.

Определить плановый объем выручки по группе «прочие» для пересчета тарифа, можно путем вычитания из общего планового объема выручки плановой выручки по другим трем группам потребителей, с учетом нового планового объема по группе «население» с понижающим коэффициентом по формуле 3.1.

$$V_{рп} \text{ «прочие1»} = V_{рп} \text{ общ.} - V_{рп} \text{ «нас.бпк»} - V_{рп} \text{ «нас.спк»} - V_{рп} \text{ «прочие2»} \quad (3.1)$$

$$V_{рп} \text{ «нас.спк»} = V_{нов} \text{ «нас.спк»} * T_{уст} \quad (3.2)$$

где $V_{рп} \text{ «нас.бпк»}$ - плановая выручка «население без понижающего коэффициента»; $V_{рп} \text{ «нас.спк»}$ - плановая выручка «население с понижающим коэффициентом»; $V_{нов} \text{ «нас.спк»}$ - объем новый по «населению с понижающим коэффициентом»; $T_{уст}$ - тариф установленный.

Проведем предложенные расчеты на примере 2018 года:

Рассчитаем плановую выручку по «населению с понижающим коэффициентом» с учетом новых объемов по формуле 3.2:

$$V_{рп} \text{ «нас.спк»} = 204,2 * 0,706 = 144,2 \text{ млн. руб.}, \quad (3.3)$$

Затем по формуле 3.1 рассчитаем плановую выручку по группе «прочие» (одноставочный тариф):

$$V_{рп} \text{ «прочие1»} = 867,5 - 91,3 - 144,2 - 12,1 = 619,9 \text{ млн. руб.} \quad (3.4)$$

Рассчитанная аналогично выручка по годам представлена в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Расчетная плановая выручка по годам для расчета тарифов
млн.руб

тарифные группы потребителей	2017			2018			2019	
	по ТБР	после перераспределения объемов	факт	по ТБР	после перераспределения объемов	Факт	по ТБР	после перераспределения объемов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
юридические лица (двухставочный тариф)								

Окончание таблицы 3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
юридические лица (одноставочный тариф)								
Население без пониж. коэф.								
население с пониж. коэф.								
Итого	829,9	829,9	804,3	867,5	867,5	832,8	831,2	831,2

Исходя из плановых показателей выручки, которые представлены в таблице 3.6 и объемов потребления электроэнергии можно рассчитать новые тарифы для группы «прочие юридические лица» (одноставочный тариф).

Тарифы для данной группы устанавливаются в разрезе уровней напряжения на котором подключены электроустановки конечных потребителей:

- высокое напряжение 110-220 кВ (ВН);
- среднее первое напряжение 35 кВ (СН1);
- среднее второе напряжение 10-6 кВ (СН2);
- низкое напряжение 0,4 кВ (НН).

Чем выше уровень напряжения, на котором подключены электроустановки потребителя, тем ниже тариф на услугу по передаче электроэнергии, так как меньше затраты сетевой организации на передачу электроэнергии. В таблице 3.7 представлены плановые объемы передачи и установленные тарифы в разрезе уровней напряжения на 2018 год.

Таблица 3.7 – Показатели по группе «прочие» в разрезе уровней напряжения

Уровень напряжения	План по ТБР			План скорректированный после перераспределения объемов и пересчета тарифов			Отклонения расчетного тарифа от утвержденного, %
	объем передачи, млн.кВт.ч.	Тариф средний, руб/кВт.ч.	Выручка, млн. руб.	Объем передачи, млн.кВт.ч.	Тариф средний, руб/кВт.ч.	Выручка, млн. руб.	
ВН							
СН1							
СН2							
НН							
Итого	245,8	2,531	622,1	237,9	2,606	619,9	3,16

По данным таблицы 3.7 можно сделать следующие выводы: исходя из плановых показателей, которые были установлены Министерством экономического развития РФ, объем потребления группой «прочие»

(одноставочный тариф) в 2018 году должен был составить 245,8 млн.кВт.ч., что с учетом установленных тарифов принесло бы выручку в размере 622, 1 млн. руб. По факту, как было показано выше, объем потребления, следовательно, и выручка была меньше. В результате перераспределения объемов, максимально приближенно к фактическим значениям, что представлено выше в таблице 3.5, а также пересчета плановой выручки с учетом новых объемов, было выявлено, что получить такие плановые показатели возможно только с условием увеличения тарифа, что представлено в таблице 3.7.

Объемы передачи по группе «прочие» (одноставочный тариф) были уменьшены за счет группы НН (низкое напряжение), однако тарифы были пересчитаны пропорционально по каждому уровню напряжения.

3. Далее рассчитаем выручку, которое предприятие могло бы получить при передаче фактических объемов электроэнергии с учетом расчетных тарифов по группе «прочие» (одноставочный тариф), что представлено в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Фактическая выручка с учетом расчетных тарифов

Уровень напряжения	Факт по утвержденным тарифам			Факт с учетом скорректированных тарифов		
	объем, млн.кВт.ч	тариф, руб/кВт.ч.	выручка, млн.руб.	объем, млн.кВт.ч.	тариф, руб/кВт.ч	выручка, млн.руб.
ВН						
СН1						
СН2						
НН						
Итого	233,8	2,508	584,9	233,8	2,613	610,9

Из таблицы 3.8 видно, что с учетом расчетных тарифов по фактическим объемам потребления выручка по группе «прочие» (одноставочный тариф) была бы выше, а также максимально приближена к планируемым значениям регулятора. Аналогичным образом были рассчитаны тарифы на 2017 и 2019 год, что представлено в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Сравнение средних утвержденных и расчетных тарифов
руб/кВт.ч.

тарифные группы потребителей	2017	2018	2019

	утвержденный	фактический	Расчетный	Прирост расчетного относ. но утвержденного	утвержденный	Фактический	Расчетный	Прирост расчетного относ. но утвержденного	утвержденный	Расчетный	Прирост расчетного относ. но утвержденного
юридические лица (двухставочный тариф)											
юридические лица (одноставочный тариф)											
население без пониж. коэфф.											
население с пониж. коэфф.											

Проанализировав итоги тарифного регулирования, можно сделать вывод, что наибольший рост тарифа для группы «прочие» пришелся на первое полугодие 2017 года и составил максимальные 22%. В последующих периодах рост не превышает 4%. Полученные расчетные тарифы превышают утвержденные по 2017 году на 1,6 %, по 2018 году на 2,8%, по 2019 году на 2,2 %. Резкий рост тарифа на услуги по передаче электроэнергии в 2017 году связан с отменой на территории РХ «последней мили». На территории РХ расположен Саяногорский алюминиевый завод, объем электропотребления которого составляет более 75% от электропотребления всего региона. До 01.07.2017 часть стоимости, потребляемой в РХ электроэнергии населением и юридическими лицами оплачивал Саяногорский алюминиевый завод, так называемое «перекрестное субсидирование». Перекрестное субсидирование в электроэнергетике – это метод социального, экономического и политического регулирования цен на электричество. Он подразумевает, что часть оплаты за потребленную электроэнергию с плеч населения и объектов социальной сферы перекладывается на промышленность и предприятия. Фактически происходит перераспределение тарифов под контролем государства [16,28].

С уходом «последней мили» тарифы должны были существенно вырасти не только для группы «прочие», но и для населения, однако резкого роста тарифа для населения не произошло, так как регулятор переложил ту

часть стоимости электроэнергии потребляемой населением, которую компенсировал САЗ на потребителей группы «прочие». При этом, в целях сдерживания тарифа для группы «прочие» регулятор перераспределил объемы между двумя основными тарифными группами, искусственно завысив выручку для сетевых организаций. Подобного ухудшения финансового состояния электросетевых компаний можно было бы избежать, при постепенном переходе до 2017 года на «перекрестку» группы «прочие», либо постепенно увеличивая тариф для группы «население и приравненные к населению» до средних тарифов по Сибирскому федеральному округу, в которых «последняя миля» также отменена.

В таблице 3.9 проанализируем выручку, которую предприятие могло бы получить при установлении регулирующим органом предлагаемых расчетных тарифов на основе фактических объемов потребления.

Таблица 3.9 – Изменение выручки с учетом предложенного мероприятия

Тарифные группы потребителей	2017			2018		
	План по ТБР	по расчетным тарифам по фактическим объемам потребления	Факт	План по ТБР	по расчетным тарифам по фактическим объемам	Факт
юридические лица (двухставочный тариф)						
юридические лица (одноставочный тариф)						
население без понижающего коэффициента						
население с понижающим коэффициентом						
Итого	829,9	817,3	804,4	867,6	857,3	832,8

Из таблицы 3.9 видно, что с учетом новых расчетных тарифов для группы «прочие» юридические лица (одноставочный тариф) по фактическим объемам потребления, МУП «АЭС» в 2017 году могло бы получить выручки на 12 969 681 рублей больше фактической выручки, в 2018 году на 24 529 303 рублей больше, чем сумма фактической выручки.

Утвержденные Федеральной антимонопольной службой сводные прогнозные балансы и применяемые регулятором на основе этих балансов объемные показатели в разрезе тарифных групп помимо расчета тарифов на услуги по передаче электроэнергии, применяются для расчета сбытовых надбавок Гарантирующих поставщиков электроэнергии, при определении ставок перекрестного субсидирования. Поэтому изменение объемных показателей в разрезе тарифных групп влечет за собой изменение всех тарифных составляющих и требует кардинального пересмотра тарифов на период регулирования.

Еще одной проблемой, препятствующей получению предприятием максимально возможной выручки от своей основной деятельности является неправомерное использование электроэнергии в коммерческих целях. На данный момент, согласно пункту 2 статьи 17 ЖК РФ допускается использование жилого помещения для осуществления профессиональной или индивидуальной предпринимательской деятельности проживающими в нем на законных основаниях гражданами, если это не нарушает права и законные интересы других граждан, а также требования, которым должно отвечать жилое помещение.

Ежегодно в ходе проверок энергетиками устанавливается большое количество фактов неправомерного использования гражданами-потребителями электроэнергии для коммерческих целей, которые оплачивают ее по тарифу для группы «население и приравненные к населению», который как было описано выше, ниже тарифа для коммерческих потребителей в 3,5 раза. Таким образом, предприятие также недополучает свою выручку от передачи электроэнергии.

В качестве примера можно привести результаты проверок, проведенных в 2018 году. За данный период было выявлено 19 фактов неправомерного использования электроэнергии в коммерческих целях. Потребителями было получено 78935,000 кВт.ч., которые были оплачены по тарифу на передачу электроэнергии для населения (0,706 руб./кВт.ч.) в

общей сумме 55728 рублей. По тарифу для группы «прочие» юридические лица (одноставочный тариф) – 3,411 руб. кВт.ч., эти потребители заплатили бы 269 247 руб. Оплачивая электроэнергию по тарифу для бытового потребления такие потребители увеличивают фактические объемы по группе «население» и тем самым приводят к росту тарифа для группы «прочие» (одноставочный тариф), на которых переложена часть перекрестного субсидирования после ухода «последней мили» в регионе.

Таким образом, недополученная выручка в 2018 году только по выявленным фактам неправомерного использования электроэнергии составила для предприятия 213 519 рублей. В качестве мероприятия, которое будет способствовать решению данной проблемы, можно предложить осуществление законодательных инициатив на федеральном уровне по решению проблемы неправомерного использования электроэнергии в коммерческих целях.

Помимо передачи электроэнергии и технологического присоединения, МУП «АЭС» оказывает прочие коммерческие услуги, которые составляют лишь 0,5 % всех доходов предприятия. Проанализировав деятельность предприятия, можно сделать вывод, что продвижению данных услуг с целью получения дополнительной прибыли уделяется недостаточно внимания. В качестве мероприятий для увеличения дополнительной выручки можно предложить проведение маркетинговых исследований для оценки спроса на различные виды услуг для разных категорий потребителей, а также развитие обратной связи с целью обеспечения более качественной и эффективной работы предприятия [24].

3.2 Эффективность предложенных мероприятий

Так как финансовое состояние исследуемого предприятия целиком и полностью зависит от тарифного регулирования, то в качестве мероприятий по улучшению финансового состояния нами были предложены мероприятия по совершенствованию системы тарифоприменения. С учетом первого

мероприятия по пересмотру объемов потребления в разрезе групп потребителей, предприятие гипотетически в 2018 году могло получить выручки в сумме 24,5 млн. рублей. В результате второго мероприятия, с учетом принятия предложенных рекомендаций, предприятие могло бы получить дополнительно 213, 5 тыс. руб. Для обоснования экономической эффективности проведенных расчетов можно проанализировать основные финансовые показатели деятельности предприятия с учетом суммы недополученной выручки.

Как было выявлено выше, в отчетном 2018 году МУП «Абаканские электрические сети» из-за выявленных выше проблем недополучило выручки в общей сложности на сумму 24 713 тыс. руб. В таблице 3.10 представлены основные финансовые показатели с учетом предложенных мероприятий.

Таблица 3.10 – Анализ финансовых результатов с учетом предложенных мероприятий, тыс.руб.

Показатель	Фактический результат	С учетом предложений
Выручка от продажи		
Себестоимость продаж		
Валовая прибыль (убыток)		
Прибыль (убыток) от продаж		
Прочие доходы		
Прочие расходы		
Прибыль (убыток) до налогообложения	-43684	-18180

По данным таблицы 3.10 можно сделать вывод об улучшении финансовых показателей с учетом предложенных мероприятий. По сравнению с фактическим убытком от продаж в 2018 году, с учетом предложений предприятие бы получило прибыль от продаж в размере 8 405 тыс.руб. На основе данных финансовых показателей можно рассчитать основные показатели рентабельности и сравнить их с показателями без учета мероприятий.

1. Рентабельность продаж

$$R_{np} = \frac{\text{Прибыль от продаж}}{\text{Выручка от продаж}} * 100\%,$$

(3.5)

$$R_{np} = \frac{8405}{883018} * 100\% = 0,95$$

2. Рентабельность основной деятельности

$$R_{осн} = \frac{\text{Прибыль от продаж}}{\text{Себестоимость продаж}} * 100\%, \quad (3.6)$$

$$R_{осн} = \frac{8405}{874613} * 100\% = 0,96$$

3. Рентабельность активов

$$R_{акт} = \frac{\text{Прибыль до налогообложения}}{\text{Итого активов}} * 100\%, \quad (3.7)$$

$$R_{акт} = \frac{-18180}{1697328} * 100\% = -1,1$$

В таблице 3.11 представлены показатели рентабельности предприятия с учетом предложенных мероприятий.

Таблица 3.11 – Показатели рентабельности МУП «АЭС»

Показатель	По факту 2018	С учетом предложений	Отклонение
Рентабельность основной деятельности	-1,9	0,95	2,85
Рентабельность продаж	-1,9	0,96	2,86
Рентабельность активов	-2,6	-1,1	1,5

По данным таблицы 3.11 можно сделать вывод, что с учетом предложенных мероприятий по увеличению выручки в 2018 году показатели рентабельности МУП «АЭС» были бы выше. Все данные расчеты подтверждают эффективность предложенных мероприятий для улучшения финансового состояния предприятия. Однако, с учетом социального фактора, следует отметить, что предложенные мероприятия направлены целиком и полностью на решение имеющихся проблем в интересах МУП «Абаканские

электрические сети» с целью возможного улучшения его финансового состояния, а не с целью ухудшения финансового состояния юридических лиц, работающих на территории Республики Хакасия. Тарифообразование и в целом тарифное регулирование является очень трудоемким процессом, где изменение одной составляющей влечет корректировку остальных, поэтому приведенный расчет является лишь примером для рассмотрения возможности совершенствования тарифного регулирования в интересах всех участников рынка.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Государственное регулирование деятельности энергетических предприятий посредством тарифообразования процесс очень трудоемкий, требующий учета огромного количества факторов: политических, экономических, экологических, и прежде всего социальных. Любое колебание уровня тарифов (снижение или увеличение) сказываются не только на уровне жизни населения и финансовом состоянии производств всех отраслей, но и, в первую очередь, на финансовом состоянии предприятий электроэнергетики.

В первой части работы были изучены теоретические основы тарифного регулирования электроэнергетики, выявлены составляющие стоимости электроэнергии для потребителей, виды тарифов и тарифных групп потребителей, а также методы тарифообразования. Кроме того, были изучены основные проблемы электросетевых компаний, роль тарифного регулирования для их деятельности, приведено понятие и сущность необходимой валовой выручки в экономике электросетевых компаний.

Во второй части был проведен анализ финансово – хозяйственной деятельности Муниципального унитарного предприятия «Абаканские электрические сети». На основе проведенного анализа основных финансовых показателей можно сделать выводы о высоком уровне убыточности предприятия в анализируемом 2018 году. Предприятие характеризуется низкой платежеспособностью, ликвидностью, а также показателями рентабельности. Все это объясняется недостаточным количеством выручки от основного вида деятельности – передачи электроэнергии.

Проанализировав итоги тарифного регулирования в 2018 году, была выявлена проблема неоптимального перераспределения объемов передачи электроэнергии в разрезе групп потребителей, что и препятствует получению предприятием достаточного количества выручки.

В третьей части работы были предложены мероприятия по улучшению финансового состояния МУП «АЭС» путем совершенствования

тарифоприменения. В качестве решения названной выше проблемы было предложено пересмотреть объемы передачи электроэнергии в разрезе групп потребителей, приблизив их к фактическим, с целью получить запланированную регулятором выручку. Было выявлено, что получить запланированную выручку предприятием возможно только с условием пересмотра уровня тарифов для группы «прочие» юридические лица (одноставочный тариф), увеличив его на 2,8%.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что корректное установление тарифов для субъектов рынка электроэнергии - это трудоемкий процесс, в котором изменение одного из параметров приводит к изменению тарифно-балансового решения в целом. Приведенный расчет является только небольшой частью данного процесса и не может быть использован для оспаривания предприятием утвержденных тарифов в судебных органах.

Еще одной выявленной проблемой является неправомерное использование некоторыми бытовыми потребителями электроэнергии в коммерческих целях, что ведет к недополучению предприятием своей выручки. Решением этой проблемы выступает только принятие законодательных инициатив на федеральном уровне, которые бы регулировали данные нарушения.

В результате некоторых возможных корректировок тарифного регулирования в виде пересмотра плановых объемов потребления электроэнергии, предприятие могло бы дополнительно получить выручки в сумме 24,5 млн. руб. Недополученная выручка от выявленной проблемы неправомерного использования электроэнергии в коммерческих целях составила 213, 5 тыс. руб. Рассчитав возможную выручку от предложенных мероприятий, в общей сумме 24,7 млн. руб. можно сделать выводы о возможном улучшении финансового состояния МУП «Абаканские электрические сети».

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ (ред. от 27.12.2018) "Об электроэнергетике" (с изм. от 01.01.2019);
2. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 02.03.2019) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии";
3. Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 N 1178 (ред. от 29.03.2019) "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике";
4. Постановление Правительства РФ от 06.05.2011 N 354 (ред. от 22.05.2019) "О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов";
5. Постановление Правительства РФ от 01.12.2009 N 977 (ред. от 15.05.2019) "Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики"
6. Приказ ФАС России от 13.12.2018 N 1764/18 "Об утверждении предельных минимальных и максимальных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъектам Российской Федерации на 2019 год»;
7. Приказ Федеральной службы по тарифам от 17 февраля 2012 г. N 98-э "Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки"
8. Приказ Государственного комитета по тарифам и энергетике РХ от 29.12.2016 №13-э "Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Хакасия на 2017 год";

9. Приказ Государственного комитета по тарифам и энергетике Республики Хакасия от 25.12.2017 № 5-э "Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Хакасия на 2018 год»;
10. Приказ Министерства экономического развития Республики Хакасия «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Хакасия на 2019 год»
11. Приказ Федеральной антимонопольной службы от 13 октября 2017 г. № 1354/17 «О предельных минимальных и максимальных уровнях тарифов на электрическую энергию (мощность) на 2018 год»
12. Вострецова, А.И. Мустафина А.И. Структура электроэнергетики России: материалы Международной (заочной) научно-практической конференции. - 2017. - С. 30-33.
13. Галаган, А.О. Уразова Н.Г. Анализ причин потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям//: Журнал Молодежный вестник ИРГТУ. - Иркутский национальный исследовательский технический университет, 2018, - 144 с.
14. Долматов, И.А. Эволюция системы регулирования тарифов в электроэнергетике: Статья//Электрические станции. 2015. № 1. С. 12-19.
15. Золотова, И.Ю. Минкова В.С. Регулирование естественных монополий: стимулирующие методы как механизм повышения эффективности электросетевых организаций//: Институт проблем ценообразования и регулирования естественных монополий НИУ ВШЭ. – Москва. 2017. – 20с
16. Золотова, И.Ю. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: Высшая школа экономики, Москва 2017
17. Коняхина, Т.Б. Выпускная квалификационная работа по направлению 38.03.01 «Экономика»: метод. указания/ сост. Т. Б. Коняхина, И. В. Панасенко, И. В. Капчегашева, Н. Л. Сигачева/; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан. 2017. – 27 с

18. Королев, В.Г. Основы государственного тарифного регулирования: учебник/ В.Г.Королев, под редакцией И.Ю. Артемьева. - Москва: РУСАЙНС, 2017. – 92с
19. Левченко, Т.А. Штана Т.С. Методический подход к оценке финансового состояния электросетевых организаций России//Экономика и управление. – Институт направленного образования: Тольятти, 2018, - №3. – С. 165-168.
20. Любимова, Н.Г. Петровский Е.С. Экономика и управление в энергетике: учебник для магистров /— М.: Издательство Юрайт, 2017. — 485 с.
21. Максимов, Б.К. Молодюк В.В. Организация работы электроэнергетических систем на рынке электроэнергетики: учебное пособие для студентов/ - М.: издательство МЭИ, 2016. - 56 с.
22. Островских, Т.И. Анализ финансово – хозяйственной деятельности предприятия. Курсовая работа: метод. указания/Т.И. Островских, М.А.Йоцене; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан, 2013. – 35 с.
23. Сорокин, М.А. Тарифообразование как метод ценового регулирования// Проблемы учета и финансов, 2012. № 4(8). – С. 56 - 59
24. Шевлякова, Т.В. Роль маркетинговых инструментов в формировании инвестиционной программы электросетевой компании//: Журнал Инновационная наука. – Белгородский государственный национальный исследовательский университет, 2015. – 196 с.
25. Котловой тариф: Холдинг Энергия [электронный ресурс] – Режим доступа: <https://holding-energy.ru/kotlovoj-tarif.html>
26. Обзор электроэнергетической отрасли России [электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-power-market-russia-2018/%24FILE/EY-power-market-russia-2018.pdf>
27. Официальный сайт МУП «Абаканские электрические сети» [электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.mpaes.ru/>
28. [Последняя миля в электроэнергетике: сетевая монополия теряет ограничения](#) [электронный ресурс] – Режим доступа:

<http://www.energovector.com/strategy-setevaya-monopoliya-teryayet-ogranicheniya.html>

29. Самая доступная электроэнергия в Европе: РИА Рейтинг [электронный ресурс] – Режим доступа: <https://1prime.ru/energy/20180626/828968182.html>

30. Структура электроэнергетики в России [электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.eg-arstem.ru/about_retail/struktura/structureenergo.htm

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Бухгалтерский баланс					
на 31 декабря 2018 г.					
					Коды
Форма по ОКУД					0710001
Дата (число, месяц, год)					
Организация	МУП "АЭС"			по ОКПО	05196686
Идентификационный номер налогоплательщика				ИНН	1901002975
Вид экономической деятельности	передача эл/энергии			по ОКВЭД	35.12.1
Организационно-правовая форма/форма собственности				по ОКФС/ОКОПФ	
муниципальное предприятие				по ОКФС/ОКОПФ	
Единица измерения: тыс. руб.				по ОКЕИ	384 (385)
Местонахождение (адрес 655017 г.Абакан ул.Советская 25)					
Пояснения	Наименование показателя	Код	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
	АКТИВ				
	I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
5100	Нематериальные активы	1110	2	2	3
	Результаты исследований и разработок	1120			
	Нематериальные поисковые активы	1130			
	Материальные поисковые активы	1140			
5200	Основные средства	1150	1 516 535	1 559 273	1 571 547
	Доходные вложения в материальные ценности	1160			
5300	Финансовые вложения	1170	203	203	203
	Отложенные налоговые активы	1180	66 775	54 803	46 026
	Прочие внеоборотные активы	1190	7 420	4 090	6 793
	Итого по разделу I	1100	1 590 935	1 618 371	1 624 572
	II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
5400	Запасы	1210	35 380	32 136	33 251
	Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220			
5500	Дебиторская задолженность	1230	66 063	73 808	56 867
	Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240			
	Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	269	183	4 944
	Прочие оборотные активы	1260	4 681	4 916	6 864
	Итого по разделу II	1200	106 393	111 043	101 926
	БАЛАНС	1600	1 697 328	1 729 414	1 726 498

Окончание приложения А

							Форма 0710001 с. 2		
Пояснения	Наименование показателя	Код	На 31 декабря			На 31 декабря			
			20	18	г.	20	17	г.	
			20	16	г.	20	16	г.	
	ПАССИВ								
	III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ								
	Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310		10 000		10 000		10 000	
	Собственные акции, выкупленные у акционеров	1320		(0)		(0)		(0)	
	Переоценка внеоборотных активов	1340		500 444		501 678		504 449	
	Добавочный капитал (без переоценки)	1350		1 035 163		1 017 827		937 275	
	Резервный капитал	1360		1 500		1 500		1 500	
	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370		-34 017		3 062		55 487	
	в т ч нераспределенная прибыль отчетного года	1371		-34 017		3062		55487	
	Итого по разделу III	1300		1 513 090		1 534 067		1 508 711	
	IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА								
	Заемные средства	1410							
	Отложенные налоговые обязательства	1420		62 998		59 455		54 508	
	Оценочные обязательства	1430							
	Прочие обязательства	1450							
	Итого по разделу IV	1400		62 998		59 455		54 508	
	V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА								
	Заемные средства	1510		1 803		5007		0	
	Кредиторская задолженность	1520		119 437		130 885		163 279	
	Доходы будущих периодов	1530							
	Оценочные обязательства	1540							
	Прочие обязательства	1550							
5550	Итого по разделу V	1500		121 240		135 892		163 279	
	БАЛАНС	1700		1 697 328		1 729 414		1 726 498	

Руководитель _____ Кочетков А А
(подпись) (расшифровка подписи)

« _____ » 20 19 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Утв. приказом Минфина РФ
от 2 июля 2010 г. № 66н
(в ред. от 6 апреля 2015 г.)

Отчет о финансовых результатах

за январь-декабрь 2018 г.

		Дата (число, месяц, год)	Форма по ОКУД	Коды	
			0710002		
Организация	МУП "АЭС"	по ОКПО	05196686		
Идентификационный номер налогоплательщика		ИНН	1901002975		
Вид экономической деятельности	передача эл/энергии	по ОКВЭД	35.12.1		
Организационно-правовая форма/форма собственности	муниципальная	по ОКОПФ/ОКФС			
Единица измерения: тыс. руб.		по ОКЕИ	384 (385)		

	Наименование показателя	Код	За 12 мес			За 12 мес		
			2018 г.	2017 г.	2018 г.	2017 г.		
	Выручка	2110	858 305		849 017			
	Себестоимость продаж	2120	(874 613)		(830 110)			
	Валовая прибыль (убыток)	2100	-16 308		18 907			
	Коммерческие расходы	2210	(0)		(0)			
	Управленческие расходы	2220	(0)		(0)			
	Прибыль (убыток) от продаж	2200	-16 308		18 907			
	Доходы от участия в других организациях	2310	0		0			
	Проценты к получению	2320	0		0			
	Проценты к уплате	2330	(791)		(417)			
	Прочие доходы	2340	4 504		13 004			
	Прочие расходы	2350	(31 089)		(26 891)			
	Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	-43 684		4 603			
	Текущий налог на прибыль	2410	(0)		(4 955)			
	в т. ч. постоянные налоговые обязательства (активы)	2421	308		205			
	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	(3 543)		(4 981)			
	Изменение отложенных налоговых активов	2450	11 972		8 810			
	Прочее	2460	(-4)		(2440)			
	Чистая прибыль (убыток)	2400	-35 251		1 037			
	Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) период	2510	0		0			
	Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2520	1 234		2025			
	Совокупный финансовый результат периода	2500	1 234		2 025			
	СПРАВОЧНО							
	Базовая прибыль (убыток) на акцию	2900						
	Разводненная прибыль (убыток) на акцию	2910						

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Утв. приказом Минфина РФ
от 2 июля 2010 г. № 66н
(в ред. от 6 апреля 2015 г.)

Отчет о движении денежных средств за январь-декабрь 2018 г.

		Коды
Форма по ОКУД		0710004
Дата (число, месяц, год)		
Организация	МУП "АЭС"	по ОКПО 05196686
Идентификационный номер налогоплательщика		ИНН 1901002975
Вид экономической деятельности	передача эл.энергии	по ОКВЭД 35.12.1
Организационно-правовая форма/форма собственности		муниципальная
		по ОКОПФ/ОКФС
Единица измерения: тыс. руб.		по ОКЕИ 384/385

Наименование показателя	Код	За 2018 г.	За 2017 г.
Денежные потоки от текущих операций			
Поступления — всего	4110	723 314	702 593
в том числе:			
от продажи продукции, товаров, работ и услуг	4111	717 056	696 250
арендных платежей, лицензионных платежей, роялти, комиссионных и иных аналогичных платежей	4112		
от перепродажи финансовых вложений	4113		
прочие поступления	4119	6 258	6 343
Платежи — всего	4120	(720 028)	(712 354)
в том числе:			
поставщикам (подрядчикам) за сырье, материалы, работы, услуги	4121	(559 132)	(539 932)
в связи с оплатой труда работников	4122	(87 267)	(88 709)
процентов по долговым обязательствам	4123	(795)	(410)
налога на прибыль организаций	4124	(1829)	(4849)
прочие платежи	4129	(71 005)	(78 454)
Сальдо денежных потоков от текущих операций	4100	3 286	-9 761

Продолжение приложения В

			Форма 0710004 с. 2		
Наименование показателя	Код	За		За	
		2018 г.	2017 г.		
Денежные потоки от инвестиционных операций					
Поступления — всего	4210	0	0	0	0
в том числе:					
от продажи внеоборотных активов (кроме финансовых вложений)	4211	0	0	0	0
от продажи акций других организаций (долей участия)	4212				
от возврата предоставленных займов, от продажи долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам)	4213				
дивидендов, процентов по долговым финансовым вложениям и аналогичных поступлений от долевого участия в других организациях	4214				
прочие поступления	4219				
Платежи — всего	4220	(0)	(0)	(0)	(0)
в том числе:					
в связи с приобретением, созданием, модернизацией, реконструкцией и подготовкой к использованию внеоборотных активов	4221	()	(0)	()	(0)
в связи с приобретением акций других организаций (долей участия)	4222	0	0	0	0
в связи с приобретением долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам), предоставление займов другим лицам	4223	0	0	0	0
процентов по долговым обязательствам, включаемым в стоимость инвестиционного актива	4224	0	0	0	0
прочие платежи	4229	0	0	0	0
Сальдо денежных потоков от инвестиционных операций	4200	0	0	0	0
Денежные потоки от финансовых операций					
Поступления — всего	4310	169 680	147 500	147 500	147 500
в том числе:					
получение кредитов и займов	4311	169 680	147 500	147 500	147 500
денежных вкладов собственников (участников)	4312				
от выпуска акций, увеличения долей участия	4313				
от выпуска облигаций, векселей и других долговых ценных бумаг и др.	4314				
прочие поступления	4319				

Окончание приложения В

Наименование показателя	Код	За 2018 г.			За 2017 г.		
Платежи — всего	4320	(172 880)	(142 500)
в том числе:							
собственникам (участникам) в связи с выкупом у них акций (долей участия) организации или их выходом из состава участников	4321	()	()
на уплату дивидендов и иных платежей по распределению прибыли в пользу собственников (участников)	4322	()	()
в связи с погашением (выкупом) векселей и других долговых ценных бумаг, возврат кредитов и займов	4323	(172 880)	(142 500)
прочие платежи	4329	()	()
Сальдо денежных потоков от финансовых операций	4300	(3 200)	(5 000)
Сальдо денежных потоков за отчетный период	4400		86		(4 761)
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на начало отчетного периода	4450		183			4 944	
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на конец отчетного периода	4500		269			183	
Величина влияния изменений курса иностранной валюты по отношению к рублю	4490						

Руководитель _____ Кочетков А А
 (подпись) (расшифровка подписи)

« _____ » 20 19 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Отчет об изменениях капитала за 20 18 г.

Организация	МУП "АЭС"	Дата (число, месяц, год)	Форма по ОКУД
Идентификационный номер налогоплательщика		по ОКПО	0710003
Вид экономической деятельности	передача эл.энергии	ИНН	05196686
Организационно-правовая форма/форма собственности	муниципальная	по ОКВЭД	1901002975
		по ОКФС/ОКФС	35.12.1
Единица измерения: тыс. руб.		по ОКЕИ	384 (385)

1. Движение капитала

Наименование показателя	Код	Уставный капитал	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Добавочный капитал	Резервный капитал	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	Итого
Величина капитала на 31 декабря 20 16 г.	3100	10 000	()	1 441 724	1 500	55 487	1 508 711
За 20 17 г.							
Увеличение капитала — всего:	3210			80 551		1 037	81 588
в том числе:							
чистая прибыль	3211	x	x	x	x	1 037	1 037
переоценка имущества	3212	x	x		x		0
доходы, относящиеся непосредственно на увеличение капитала	3213	x	x	80 551	x		80 551
дополнительный выпуск акций	3214				x	x	
увеличение номинальной стоимости акций	3215				x		x
реорганизация юридического лица	3216						
Уменьшение капитала — всего:	3220	()		2 770	()	53 462	56 232
в том числе:							
убыток	3221	x	x	x	x	()	(0)
переоценка имущества	3222	x	x	2 025	x	(2025)	0
расходы, относящиеся непосредственно на уменьшение капитала	3223	x	x	745	x	55 487	56 232
уменьшение номинальной стоимости акций	3224	()			x		(0)
уменьшение количества акций	3225	()			x		(0)
реорганизация юридического лица	3226						(0)
дивиденды	3227	x	x	x	x	()	(0)
Изменение добавочного капитала	3230	x	x	0		(0)	x
Изменение резервного капитала	3240	x	x	x			x
Величина капитала на 31 декабря 20 17 г.	3200	10 000	()	1 519 505	1 500	3 062	1 534 067
За 20 18 г.							
Увеличение капитала — всего:	3310			17 336		0	17 336
в том числе:							
чистая прибыль	3311	x	x	x	x		0
переоценка имущества	3312	x	x		x		
доходы, относящиеся непосредственно на увеличение капитала	3313	x	x	17 336	x		17 336
дополнительный выпуск акций	3314				x	x	
увеличение номинальной стоимости акций	3315				x		x
реорганизация юридического лица	3316						
Уменьшение капитала — всего:	3320	()		0	()	38 313	38 313
в том числе:							
убыток	3321	x	x	x	x	35 251	35 251
переоценка имущества	3322	x	x		x	(0)	0
расходы, относящиеся непосредственно на уменьшение капитала	3323	x	x	0	x	3 062	3 062
уменьшение номинальной стоимости акций	3324	()			x		0
уменьшение количества акций	3325	()			x		0
реорганизация юридического лица	3326						0
дивиденды	3327	x	x	x	x	()	0
Изменение добавочного капитала	3330	x	x	1 234		(1 234)	x
Изменение резервного капитала	3340	x	x	x			x
Величина капитала на 31 декабря 20 18 г.	3300	10 000	()	1 535 607	1 500	-34 017	1 513 090

3. Чистые активы

Форма 0710003 с. 4

Наименование показателя	Код	На 31 декабря 20 18 г.	На 31 декабря 20 17 г.	На 31 декабря 20 16 г.
Чистые активы	3600	1 513 090	1 534 067	1 508 711

Руководитель _____ **Кочетков А А**
(подпись) (расшифровка подписи)

« _____ » 20 19 г.

ПОСЛЕДНИЙ ЛИСТ
ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Квалификационная работа выполнена мной самостоятельно. Используемые в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в 1 экземпляре.

Список используемых источников 30 наименований.

Один экземпляр сдан на кафедру.

«___» _____ 2019 г.
дата

(подпись)

(Ф.И.О.)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт
«Экономика и менеджмент»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
зав. кафедрой ЭиМ
Т.Б. Коняхина
подпись инициалы, фамилия
«19» 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01 Экономика
код – наименование направления

Возможности улучшения финансового состояния электросетевого
предприятия путем совершенствования тарифоприменения
(на примере МУП «Абаканские электрические сети»)
тема

Руководитель

Н.И. 18.06.19 доцент, к.э.н.
подпись, дата должность, ученая степень

Г.И. Никитина
инициалы, фамилия

Выпускник

Ю.В. 18.06.19
подпись, дата

Ю.В. Бородина
инициалы, фамилия

Абакан 2019