

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет экономический

Кафедра финансов

Направление подготовки 38.04.01 – Экономика

Направленность (профиль) образовательной программы «Финансы, учет и налогообложение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Е.А. Самойлова

«__» _____ 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Оценка эффективности и перспектив инвестиционной стратегии развития распределительного электросетевого комплекса Амурской области

Исполнитель

студент группы 671 озм

Е.В. Романенко

Руководитель

доцент, к. э. н

М.О. Какаулина

Руководитель научного

содержания программы

магистратуры доцент, к. э. н

О.А. Цепелев

Нормоконтроль

ассистент

С.Ю. Колупаева

Рецензент

заместитель генерального

директора по экономике и

финансам

И.Н. Михальченко

Благовещенск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет экономический
Кафедра финансов

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

_____ И.О. Фамилия
_____ подпись
« _____ » _____ 201__ г.

З А Д А Н И Е

К магистерской диссертации студента Романенко Екатерины Владимировны

1. Тема магистерской диссертации Оценка эффективности и перспектив инвестиционной стратегии развития распределительного электросетевого комплекса Амурской области

(утверждено приказом от 26.09.2018 № 2294-Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к магистерской диссертации финансовая отчетность, положения федеральных законодательных актов, постановлений правительства РФ, иные нормативные документы

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих проработке вопросов):

1. Теоретические аспекты разработки и реализации инвестиционной стратегии развития распределительного электросетевого комплекса Российской Федерации. 2. Анализ и оценка эффективности инвестиционной политики развития филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети». 3. Проблемы и перспективы инвестиционной политики развития филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц графиков, схем, программных продуктов, иллюстрированного материала и т.п.) _____

Бухгалтерский баланс за 2015 год

Бухгалтерский баланс за 2016 год

Бухгалтерский баланс за 2017 год

Отчет о финансовых результатах за 2015 год

Отчет о финансовых результатах за 2016 год

Отчет о финансовых результатах за 2017 год

Справка о результатах проверки ВКР на наличие заимствований

6. Консультанты по магистерской диссертации (с указанием относящихся к ним разделов)
нет

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель магистерской диссертации _____

Какаулина М.О., доцент, к. э. н

Фамилия, Имя, Отчество, ученая степень, ученое

звание

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 88 с., 11 рисунков, 30 таблиц, 90 источников, 7 приложений.

ИНВЕСТИЦИИ, ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ, ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПРОЕКТ, ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ, РИСК, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Объект исследования – филиал АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

Целью магистерской диссертации является разработка положений в области инвестиционной политики с учетом специфики организационной деятельности в электроэнергетике, а также практических рекомендаций по повышению эффективности инвестиционной политики на базе использования новых интегрированных форматов производственной и сбытовой деятельности, которая обеспечивает рост отраслевой инвестиционной привлекательности.

В результате проведенного анализа были сделаны следующие выводы:

- инвестиции, направленные в основной капитал, финансируются в основном не за счет привлеченных средств, а за счет собственных;
- инвестиции по большей части направлены на ремонт и реконструкцию устаревшего оборудования;
- отсутствует возможность привлекать средства в достаточном размере, что отрицательно отражается на состоянии основных фондов электроэнергетики, приводя к ухудшению финансового состояния, что влияет на снижение конкурентоспособности продукции.

В работе были предложены рекомендации по привлечению потока инвестиций в электроэнергетику, предложенные в данном исследовании основывающиеся на концепции интеллектуального развития на платформе Smart Grid, широко применяемая в Америке и странах Западной Европы.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Теоретические аспекты разработки и реализации инвестиционной стратегии развития распределительного электросетевого комплекса Российской Федерации	9
1.1 Стратегические тенденции развития отрасли электроэнергетики РФ	9
1.2 Инвестиционная политика как инструмент стратегического развития электроэнергетики	18
1.3 Методики оценки эффективности отраслевой инвестиционной политики	28
2 Анализ и оценка эффективности инвестиционной политики развития филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»	34
2.1 Организационно-экономическая характеристика филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»	34
2.2 Анализ и оценка финансового состояния АО «ДРСК»	43
2.3 Анализ и оценка эффективности инвестиционной программы филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» с 2012 по 2017 гг.	51
3 Проблемы и перспективы инвестиционной политики развития филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»	61
3.1 Проблемы инвестиционной политики филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»	61
3.2 Рекомендации по повышению эффективности инвестиционной деятельности предприятия	69
Заключение	78
Библиографический список	80
Приложение А Бухгалтерский баланс за 2015 год	89
Приложение Б Бухгалтерский баланс за 2016 год	91

Приложение В Бухгалтерский баланс за 2017 год	93
Приложение Г Отчет о финансовых результатах за 2015 год	95
Приложение Д Отчет о финансовых результатах за 2016 год	97
Приложение Е Отчет о финансовых результатах за 2017 год	99
Приложение Ж Справка о результатах проверки ВКР на наличие заимствований	101

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертации определяется необходимостью повышения эффективности применения инвестиционной политики в электроэнергетике Российской Федерации в условиях реформирования данной структуры с учетом обеспечения и развития конкурентного характера и конкурентной активности на рынке электроэнергии. Реформа монополии РАО «ЕЭС России» не привела к привлечению в отрасль институциональных и частных инвесторов, а так же к повышению масштабов и темпов инвестиционной деятельности. Напротив, инвестиционный процесс утратил плановый характер, управляемость и системность в условиях снижения стабильности финансовых потоков среди звеньев электроэнергетической системы и разрушения отраслевых и хозяйственных связей.

Изменение структуры отрасли в 2007 – 2013 гг. во многом объяснило реальную инвестиционную привлекательность предприятий электроэнергетики, обеспечивающих работу отрасли на этапах генерации, локального и магистрального транспортировки энергосбыта и энергетической энергии, энергоремонта. Данная сфера генерации как основа функционирования отрасли потерпела значительные изменения, в пределах которых были приняты попытки внедрения принципа конкуренции в организационную деятельность генерирующих компаний, однако при этом электросетевой комплекс продолжает свою работу как естественная монополия, продолжая формировать тарифы на электроэнергию для потребителей и нейтрализует попытки генерирующих компаний повысить их конкурентоспособность за счет реализации и разработки масштабных инвестиционных проектов.

Основной задачей отраслевого развития в данных условиях служит формирование структурных комплексов, которые обеспечивают рост инвестиционной привлекательности электроэнергетики, реализация и поиск резервов по улучшению инвестиционной деятельности, развитие и формирование вертикальной интеграции, которая снижает инвестиционные риски и повышает прозрачность формирования показателей деятельности электроэнергетических

компаний, поэтому данное исследование приобретает свою актуальность.

Целью исследования является разработка положений в области инвестиционной политики с учетом специфики организационной деятельности в электроэнергетике, а также практических рекомендаций по повышению эффективности инвестиционной политики на базе использования новых интегрированных форматов производственной и сбытовой деятельности, которая обеспечивает рост отраслевой инвестиционной привлекательности.

Исходя из цели данного исследования, сформированы следующие задачи:

- обобщить и изучить теоретические основы реализации и разработки инвестиционной политики в электроэнергетике РФ;

- содержательно охарактеризовать теоретические особенности инвестиционного развития как базового элемента воспроизводительного процесса в электроэнергетике, уточнить возможности влияния отраслевой инвестиционной политики на его динамику и резервы;

- выявить проблемы инвестиционной политики электросетевого комплекса Амурской области

- исследовать эффективность инвестиционной политики в электроэнергетике;

- разработать механизмы повышения инвестиционной привлекательности и определить перспективы активизации инвестиционного процесса на предприятиях электроэнергетики.

Объект исследования – филиал АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

Предмет исследования – инвестиционная стратегия развития предприятий электроэнергетики.

Период исследования – с 2015 по 2017 гг.

Методы исследования – анализа денежных потоков и дисконтирования, методы статистического анализа.

Информационно-эмпирическая база исследования – фундаментальные работы в области инвестиционного анализа, труды российских и зарубежных

экономистов, научная литература и периодические издания, относящиеся к теме данного исследования, а так же послужили материалы, представленные в сети Интернет, данные Федеральной службы государственной статистики, законодательные акты и правительственные решения, сайт и внутренняя отчетность филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗРАБОТКИ И РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

1.1 Стратегические тенденции развития отрасли электроэнергетики РФ

Электроэнергетика в России относится к числу структурообразующих, базовых отраслей национальной экономики, обеспечивая реализацию электроэнергии и ее производство. В первую очередь инвестиционный процесс и процессы развития, идущие в отрасли, напрямую определяют конкурентоспособность и эффективность всех отраслей экономики, использующих электроэнергию в качестве основного фактора производства.

По данным Министерства энергетики РФ, современный электроэнергетический комплекс РФ включает около 610 электростанций мощностью свыше 5 МВт каждая. Установлена общая мощность электростанций РФ в размере 228 245,8 МВт¹.

В структуру комплекса включены гидравлические, тепловые, атомные электростанции, региональные и магистральные распределительные сети, компании энергоремонта и энергосбытовые компании.

Лидирующее положение, занимающее теплоэнергетикой, является экономически оправданной и исторически сложившейся закономерностью развития российской энергетики. Наибольшее распространение и развитие в Российской Федерации получили теплоэлектростанции общего пользования, которые работают на органическом топливе, преимущественно паротурбинные. Самая большая ТЭС на территории России - это Сургутская ГРЭС-2 (5700 МВт) крупнейшая на Евразийском континенте, работающая на природном газе.

Наибольшая установленная мощность из электростанций, работающих на угле - Рефтинская ГРЭС (3700 МВт). Костромская ГРЭС и Сургутская ГРЭС-1

¹ Основные виды производства электроэнергии на территории России [Электронный ресурс] // Министерство энергетики РФ : офиц. сайт. URL: http://minenergo.gov.ru/activity/powerindustry/powersector/structure/manufacture_principal_views/ (дата обращения : 15.11.2018).

также относятся к крупнейшим российским ТЭС, мощностью свыше 3,5 тыс. МВт каждая. Объединение в территориальные генерирующие компании (ТГК) и в оптовые генерирующие компании (ОГК) крупнейших тепловых электростанции России произошло в процессе реформы отрасли ².

Рассматриваемая отрасль характеризуется большой инвестиционной емкостью. Переход на экологически чистые и энергоэффективные технологии производства электроэнергии и модернизация производственного потенциала являются перспективным направлением инвестиционного процесса в теплоэнергетике.

Базовым сегментом национальной энергосистемы предприятия является гидроэнергетика, которая обеспечивает высокое качество системных услуг отрасли как мощность и частота тока. Системную надежность национальной энергетической системы обеспечивает гидроэлектроэнергетика, которая обладает важнейшим резервом мощности, наиболее удобным для регулирования. Гидроаккумуляционные станции – это особый вид гидроэнергетических станций, которые являются наиболее маневренными и способными гарантировать возврат пиков потребления в пределах всей национальной энергосети.

При увеличении использования гидроэнергетического потенциала, который создан природными условиями на территории страны, Российская Федерация не только в состоянии в полном объеме обеспечить себя экологически чистой и дешевой электроэнергией, но и создать возможности для ее экспорта в ближайшие индустриальные страны (например, Китай). К сожалению, на сегодняшний день текущий уровень использования данного потенциала равен 30 %, что объясняется не в последнюю очередь дисбалансом инвестиционного и производственного процесса в данной отрасли.

Следует отметить, что развитие гидроэнергетики обладает наибольшей инвестиционной привлекательностью в сравнении с другими частями отрасли, однако сдерживается прежде огромным масштабом необходимостью в инве-

² Основные виды производства электроэнергии на территории России [Электронный ресурс] // Министерство энергетики РФ : офиц. сайт. URL: http://minenergo.gov.ru/activity/powerindustry/powersector/structure/manufacture_principal_views/ (дата обращения : 15.11.2018).

стиционных ресурсах, которая является максимальным по отношению к другим частям отрасли.

На сегодняшний день на территории России работают 105 гидроэлектростанции мощностью, которых свыше 100 МВт. Единая установленная мощность гидроагрегатов на ГЭС в РФ составляет примерно 47 000 МВт (6 место в мире).

В 2017 году гидроэлектростанциями России выработано 157,6 млрд кВт/ч электроэнергии. В совместном объеме производства электроэнергии доля ГЭС в 2017 году составила 17,3 %³.

Самым инновационным сегментом электроэнергетики РФ является атомная энергетика. Российская Федерация владеет технологией ядерной электрической энергетике полного цикла от выработки электроэнергии до добычи урановых руд. В настоящее время в стране эксплуатируется 11 атомных электростанций (АЭС) – в общем около 33 энергоблоков установленной мощностью 26,3 ГВт, вырабатывающими 20 % всего производимого электричества. В стадии строительства находятся еще 4 АЭС. Атомная энергетика в европейской части России получила широкое развитие (35 %) и на Северо-Западе (40 % от всего объема выработки электроэнергии).

Атомными электростанциями за всю историю отрасли выработано рекордное количество электроэнергии в 2017 году, которое составило 185,6 млрд кВт/ч, что составило 1,8 % прироста в сравнении с 2016 годом.

В следующей логической последовательности рассмотрим динамику развития отрасли:

- структура предприятий по виду экономической деятельности «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды»;
- оборот организаций по виду экономической деятельности «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды»;
- основные показатели по виду экономической деятельности «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды»;

³ Основные виды производства электроэнергии на территории России [Электронный ресурс] // Министерство энергетики РФ : офиц. сайт. URL: http://minenergo.gov.ru/activity/powerindustry/powersector/structure/manufacture_principal_views/ (дата обращения : 15.11.2018).

- объем отгруженных товаров и структура предприятий по виду экономической деятельности «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды»;
- производство электроэнергии по областям Российской Федерации;
- производство электроэнергии по подвидам и видам электрических станций;
- энергобаланс РФ;
- мощность установленных на территории РФ электростанций.

Структура организаций по виду экономической деятельности «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды» по округам представлена в таблице 1⁴.

Таблица 1 – Структура организаций по виду экономической деятельности «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды» по округам РФ в 2017 г. (составлена автором)

Регион	Число организаций, всего	В том числе по виду экономической деятельности «Производство и реализация электроэнергии, газа и воды»	Доля организаций ВЭД в едином числе организаций, в процентах
Российская Федерация	4876520	31293	0,7
Центральный ФО	1943734	8813	0,6
Северо-Западный ФО	623287	3198	0,6
Южный ФО	311254	2483	0,9
Северо-Кавказский ФО	132417	1164	0,8
Приволжский ФО	737373	5891	0,9
Уральский ФО	415151	3018	0,8
Сибирский ФО	542957	4814	0,8
Дальневосточный ФО	186759	1861	1,1

В среднем по России число организаций по виду экономической деятельности «Производство электроэнергии, газа и воды» в 2017 г. составило 31293 ед. или 0,7 % от единого числа организаций, при этом данный показатель в разрезе округов охарактеризовал уровень экономического развития: Дальневосточный ФО как округ с наименьшим числом организаций по отношению к

⁴ Российский статистический ежегодник 2017. М., 2017. С. 360 – 363.

другим округам, который составил 1,1 %, в сравнении с округами – лидерами национального экономического развития: Северо-Западном и Центральном ФО – данный показатель был в два раза меньше и составил в 2017 г. 0,6 %.

Оборот предприятий по виду экономической деятельности «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды» показаны в таблице 2 ⁵.

Таблица 2 – Оборот предприятий по виду экономической деятельности «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды» в 2015 - 2017 гг. (составлено автором)

Показатель	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Прирост, 2017 / 2016	Доля в едином обороте, 2017 г., в процентах
Оборот предприятий – всего, млрд. руб.	67635	81296	98978	18772	100
в том числе по ВЭД:					
добыча полезных ископаемых	4784	6348	8277	2028	12
обрабатывающие производства	14524	18771	23640	5188	29
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	4646	5583	6524	950	6

По итогам 2017 г. предприятия по виду экономической деятельности «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды», составили 0,7 % от единого числа предприятий в экономике РФ, обеспечили 6 % от единого оборота организаций и предприятий.

Основные показатели по виду экономической деятельности «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды» показаны в таблице 3 ⁶.

Таблица 3 – Основные показатели деятельности предприятий по виду экономической деятельности «Производство и распределение электроэнергии газа и воды» в 2013 - 2017 гг. (составлено автором)

Показатель	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
1	2	3	4	5	6
Число действующих организаций (на конец года)	42769	39867	40484	40143	39887

⁵ Российский статистический ежегодник 2017. М., 2017. С. 364.

⁶ Российский статистический ежегодник 2017. М., 2017. С. 385.

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Объем отгруженной продукции, услуг работ (в фактических ценах), млрд. руб.	2583	3130	3675	4229	3896,2
Индекс производства					
в процентах к предыдущему году	100,5	97,1	103,1	101,1	95,7
в процентах к 2012 г.	100,5	97,7	100,5	100,6	94,4

Как видно из таблицы 3, вопреки росту показателя объема отгруженной продукции на 1746 млрд. руб. или 65,97 % в 2017 г. в сравнении с 2013 г., показатель реального роста промышленного производства по рассматриваемому виду экономической деятельности в 2017 г. по сравнению с 2012 г. составил 0,6 %, то есть значимого прироста не было достигнуто.

Объем отгруженных товаров, а так же структура организаций по виду экономической деятельности «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды» показан в таблице 4 ⁷.

В едином объеме производства и распределения электроэнергии, газа и воды в Российской Федерации в 2017 г. производство, распределение и передача электрической энергии обеспечили 66,6 %.

Наименьший уровень среди округов данный показатель показывает в Дальневосточном ФО, что является особенностями экономического развития данной территории, который в 2017 г. составил 57,2 %.

Таблица 4 – Объем отгруженных товаров по виду экономической деятельности «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды» в 2017 г. (составлено автором)

Регион	Производство и распределение электроэнергии, газа и воды - всего	В т. ч. производство, распределение и передача электрической энергии	
		млн. руб.	процент
1	2	3	4
Российская Федерация	4218137	2641929	66,6
Центральный ФО	1393745	894818	65,2
Северо-Западный ФО	458989	272544	58,2
Южный ФО	260636	175013	67,8

⁷ Российский статистический ежегодник 2017. М., 2017. С. 394 – 395.

1	2	3	4
Северо-Кавказский ФО	103148	74281	73,0
Приволжский ФО	788437	455861	58,7
Уральский ФО	519843	358676	68,2
Сибирский ФО	481890	295752	62,2
Дальневосточный ФО	214850	118184	57,2

Энергобаланс России описан в таблице 5 ⁸.

В 2017 г. потребление и производство электроэнергии в России пришло к историческому максимуму, при этом составив соответственно 1065,9 ГВт и 1053,3 ГВт. По оценкам ведущих специалистов Министерства энергетики.

В РФ около 74 % в структуре потребления электрической энергии составляют промышленные потребители, более 25 % - это бытовой сектор.

Таблица 5 – Энергобаланс Российской Федерации

Годы	Произведено электрической энергии РФ	Получено из-за пределов России	Потреблено электрической энергии всего	Отпущено за пределы России
2010	953,1	10,1	940,7	22,5
2011	995,8	5,1	980	20,9
2012	1015,3	5,7	1002,5	18,5
2013	1040,4	3,1	1022,8	20,7
2014	992	3,1	977,2	17,9
2015	1038	1,9	1020,6	19,3
2016	1054,8	10	1041,1	23,7
2017	1064,9	9,5	1052,3	22,1

Более 88 % производственного потенциала электрической энергетики Российской Федерации собрано в Единую энергетическую систему, которая занимает всю населенную территорию России от Дальнего Востока до западных границ и является одной из самых крупнейших в мире энергосистем управление, которыми является централизованным. Для изолированных энергосистем характерны ограничения системных связей с другими территориями, из которых возможны межрегиональные перетоки электроэнергии. Основу системообразующих сетей Единой энергетической системы России составляют линии

⁸ Российский статистический ежегодник 2017. М., 2017. С. 419.

электропередачи класса напряжения 220 кВ и выше.

На конец 2017 года в составе Единой энергетической системы Российской Федерации действовали семь Объединенных энергосистем: Урала, Центра, Северо-Запада, Средней Волги, Сибири, Юга и Востока ⁹.

Производство электрической энергии по округам Российской Федерации представлено в таблице 6¹⁰.

Таблица 6 – Производство электрической энергии по округам Российской Федерации (составлено автором)

Регион	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Прирост 2017/2016
Российская Федерация	982	1028	1065	17,1
Центральный ФО	229	239	242	3,2
Северо-Западный ФО	107	112	116	4,1
Южный ФО	45,6	50,5	54,5	4
Северо-Кавказский ФО	24	25,1	24,8	-0,3
Приволжский ФО	185	191	194	3
Уральский ФО	168	176	180	4
Сибирский ФО	204	211	208	-3
Дальневосточный ФО	42,9	45,3	47	0,8

Из данных таблицы видно, что в округах производство электрической энергии в 2016-2017 гг. оставалось стабильным, основные объемы производства приходятся на Сибирский (18,7 %) Центральный (21,9 %), Уральский (16,1 %) и Приволжский (17,4 %) федеральные округа. Главную роль в структуре производства электрической энергии в рамках страны составляли гидроресурсы, расположенные на территории в удаленных от центра регионах и областях Российской Федерации.

Установленная мощность электрических станций показана в таблице 7 ¹¹.

По итогам 2017 г. установленная мощность электростанций России достигла 243,3 ГВт, которая обеспечила прирост данного показателя по сравнению с 2013 г. на 21,5 ГВт (9,4 %), в сравнении с 2015 г. на 3,4 ГВт (1,3 %). В

⁹ Основные показатели электроэнергетики. [Электронный ресурс] // Министерство энергетики РФ : офиц. сайт. URL: http://minenergo.gov.ru/activity/powerindustry/basic_indicators (дата обращения : 17.11.2018).

¹⁰ Российский статистический ежегодник 2017. М., 2017. С. 420.

¹¹ Там же. С. 421.

2017 г. в основном 100 % прироста мощности обеспечено за счет модернизации производственной мощности и ввода в эксплуатацию тепловых электростанций.

Таблица 7 – Установленная мощность электрических станций в 2013 - 2017 гг.
(составлено автором)

В гигаваттах

Показатель	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Прирост установленной мощности, в процентах	
						2017/2015	2017/2016
Все электрические станции	214,8	327,1	251	264,3	334,3	10,7	2,5
в том числе:							
тепловые	157,8	166,4	169,1	172,4	172,4	10,8	0,2
гидроэлектростанции	47,3	47,3	49,4	49,7	49,5	7,6	0,5
атомные	24,7	25,3	26,3	20,6	25,8	13,1	0,3

Подводя итог, опишем основные тенденции в развитии электроэнергетики в России за последние годы:

В 2017 г. потребление и производство электрической энергии в России пришло к историческому максимуму, при этом составив соответственно 1065,9 ГВт и 1053,3 ГВт., и продолжит свой рост в среднесрочной и ближайшей перспективе;

- в округах производство электрической энергии в 2016 - 2017 гг. оставалось стабильным, основные объемы производства приходятся на Сибирский (18,7 %), Уральский (16,1 %), Центральный (21,9 %) и Приволжский (17,4 %) федеральные округа;

- по итогам 2017 года установленная мощность электростанций России достигла 243,3 ГВт, которая обеспечила прирост мощности за счет модернизации производственной мощности и за счет ввода в эксплуатацию тепловых электростанций;

- отрасль обладает достаточно значительным инвестиционным потенциалом, который обусловлен как экспортными возможностями, благодаря бли-

жайшим индустриальным странам (например, Китая) и приростом внутренних потребностей, так и излишком дешевой энергетики, прежде всего гидроэнергетике и атомной энергетике. К сожалению, развитие инвестиционной политики электроэнергетики на данном этапе социально-экономического развития России существенно ограничено.

1.2 Инвестиционная политика как инструмент стратегического развития электроэнергетики

Электроэнергетика занимает особое место в экономике страны:

- обеспечивает производство электроэнергии как для поддержки качества жизни населения, так и для ведения народного хозяйства;
- является одним из основных потребителей продукции строительного комплекса и машиностроения России;
- формирует поле для научно-технического прогресса, применения и использования новых технологий в процессах атомной, тепловой и гидрогенерации, передачи электроэнергии.

Эта важнейшая роль в большей степени определялась непрерывным и мощным инвестиционным процессом в данной отрасли. Инвестирование является главным видом деятельности в электрической энергетике, которое обеспечивает стратегическую устойчивость энергоснабжения, а именно эффективное и надежное снабжение потребителей за счет технического обновления и развития производственных мощностей в долгосрочной перспективе.

На сегодняшний день для разработки программ и инвестиционных проектов необходимо единство информационной и методологической базы, что облегчает мониторинг данных программ и проектов, а также позволяет привести в порядок подготовительный процесс. Это важно потому, что реформирование электроэнергетики предполагает развитие конкуренции и демонополизацию в сферах оказания услуг, производства и сбыта. Следовательно, инвестиционные проекты могут быть разработаны организациями даже при отсутствии единой информационной и методологической базы. Необходимо государственное регулирование инвестиционной программы действующими инструментами. В

развитых странах с рыночной экономикой в ходе регулирования инвестиционной деятельности государство принимает под свой контроль одновременно несколько функций:

1) регулирование единого объема капиталовложений индивидуального предпринимательства и частного бизнеса. Это одна из самых главных макроэкономических функций по управлению инвестиционными процессами в развитой рыночной экономике, которая осуществляется через налоговую, денежную и амортизационную политики, а так же политику ссудного процента;

2) выборочное увеличение капиталовложений в определенные организации, сферы деятельности и отрасли через налоговые и кредитные льготы (с помощью инвестиционного кредита);

3) административное вмешательство в определенный инвестиционный процесс с целью вывода или ввода производственных мощностей путем урегулирования действий и планов крупнейших корпораций.

В этом направлении и на уровне округов имеется особый резерв в управлении безопасностью энергоэнергетики.

Постоянный мониторинг необходим для выполнения инвестиционных программ направленных на развитие электроэнергетики, вне зависимости от видов объектов собственности электроэнергетики, с определением слабых областей и принятием мероприятий по корректировке. В рамках обеспечения энергобезопасности региональные органы власти обязаны проводить мониторинг условий развития электроэнергетики, эффективности организации рынков, развития электроэнергетики в округе. Главной целью анализа перспективных условий развития и текущего состояния электроэнергетики должно быть определение тенденций развития, оценка их со стороны соответствия инвестиционных программ, как к запросам потребителей электрической энергии, так и к требованиям эффективного и стабильного развития электроэнергетики.

Инвестиционная привлекательность электроэнергетики регионов зависит от уровня открытости информации в энергетических организациях, который определяется оперативностью, полнотой, достоверностью и объективностью

информации, доступностью информации для заинтересованных лиц.

Принцип деbüroкратизации инвестиционной деятельности необходимо соблюдать в электроэнергетике, вмешательство региональной администрации в деятельность организаций электроэнергетики необходимо уменьшить (это не означает полного отсутствия контроля над таким значимым для региона бизнесом), а также необходимо сформировать новый механизм контроля и регулирования в этом секторе, который будет адекватен к результатам и условиям либерализации в электроэнергетике.

Механизм получения кредитов для осуществления инвестиционных проектов должны упростить процессы деbüroкратизации.

На региональном уровне необходима деятельность по набору нового кадрового состава создаваемых электроэнергетических организаций, переподготовки руководителей, создание органов управления инвестициями и повышения квалификации персонала через создание учебных целевых программ, которые должны учитывать специфику электроэнергетики. Одним из важнейших неформальных критериев для оценки инвестиционной привлекательности организации при определении риска вложения в нее денежных средств инвесторами является оценка компетентности менеджмента.

Политика регионов должна обеспечить соблюдение важности вложений инвестиций в более актуальные для региона электроэнергетические объекты, наиболее важные для обеспечения энергобезопасности региона. Поэтому, региональная администрация должна создать систему экономических мер определить приоритеты, стимулирующие движение инвестиционных вложений в нужном направлении – например, с целью уменьшения стратегических рисков инвесторов предоставлять гарантийные обязательства.

Долевое финансирование, гарантированные закупки электроэнергии у строящихся электростанций, льготное кредитование могут быть вариантами таких обязательств.

Одной из главных функций является создание наиболее полного информационного обеспечения процесса привлечения инвестиций, необходимого как

инвестору, так и региону, включая:

- прогнозы спроса, цен и ресурсов на услуги энергетики;
- формирование региональных приоритетов для развития энергетических объектов в технологическом и территориальном разрезах;
- обеспечение прозрачных вариантов страхования рисков инвесторов;
- прозрачную систему налоговых льгот и налогообложения для вводимых в эксплуатацию энергетических объектов.

Создание инвестиционного фонда региона, целесообразно, по сравнению с общегосударственным фондом, его денежные средства будут использоваться на гарантийные обязательства инвесторам для привлечения финансов в энергетические объекты, а также на бездефицитное развитие электроэнергетики. Деятельность инвестиционного фонда регионов должна быть направлена на поддержание необходимых темпов развития сетевого хозяйства, генерирующих мощностей по следующим направлениям:

- финансирование работ информационного обеспечения процесса привлечения инвестиций;
- финансирование выбранных на этапе инвестиционного планирования проектов наиболее важных для региона или большой социальной значимости;
- совместное финансирование инвестиционных проектов, включенных в бизнес-планы энергетических организаций, в случаях возникновения у организаций недостатка собственных инвестиционных ресурсов, которые формируются за счет внешних инвестиций и прибыли, включая не прямое участие в денежной поддержке проектов, к примеру, через государственное субсидирование процентов по кредитам, которые были привлечены организациями под собственные инвестиционные проекты;
- хеджирование (страхование рыночных рисков) частных инвестиций, которые привлечены в коммерческие проекты организаций или в независимые проекты.

В качестве источников формирования инвестиционного фонда могут выступать:

- средства от продажи пакета акций имеющегося у энергетических организаций, которые находятся в совместной собственности или от продажи муниципального имущества;
- бюджетные средства (в рамках инвестиционных программ);
- дивиденды по акциям энергетических организаций, которые находятся в совместной собственности;
- собственные денежные средства в процессе деятельности инвестиционного фонда в виде прибыли от продажи на рынке пакета акций или готовых объектов, процента за льготные кредиты, арендного платежа при передаче в концессию и др.
- на начальном этапе инвестиционная надбавка в тариф.

В начале реформирования электроэнергетики средства инвестиционного фонда, могут использоваться в большинстве случаев на прямые инвестиции. Однако в результате основным назначением данного фонда должно быть страхование возможных рисков инвесторов.

Работа фонда как инвестора обязана строиться на рыночных принципах инвестирования и схемах проектного финансирования:

- подход к отбору проектов должен проходить на конкурсной основе, на оценке сравнительной результативности инвестиционных альтернатив, на основе общей системной оптимизации;
- на строгом контроле над использованием инвестиций и требовании финансовой прозрачности инвестиционных проектов;
- на предоставлении капитала на возвратной и платной основе и обеспечении прав собственности инвесторов в проекте.

Данный фонд должен выступать как заключительный инвестор в региональной энергетике, участие фонда будет способствовать увеличению активности энергетических организаций и внешних инвесторов в реализации данных проектов.

Усилия данного фонда как основного центра страхования рисков, связанных с инвестициями могут быть направлены на уменьшение неопределенности,

с которой могут столкнуться инвесторы в процессе реформирования. Данная ситуация, может возникнуть при возникновении новых субъектов рынка, кредитная история которых отсутствует.

Имеющаяся система страхования рисков инвесторов, которая создана на основе инвестиционного фонда, может решить данные задачи лучше, чем какая-либо другая система, за счет наглядных преимуществ:

- организация работы по системному планированию, позволяющая предоставить фирмам и инвесторам общее информационное обеспечение для стратегического за планирования бизнеса;

- использование системного подхода для прогнозирования, это позволит предоставить инвесторам проверенные гарантии на условия реализации инвестиционных проектов, в течение периода реформирования;

- использование средств данного фонда в качестве финансового обеспечения гарантий.

Так же задачей в процессе реформирования является поиск фирмы, способной осуществлять функции системного уровня управления и контролем развития электроэнергетики своего региона и управлять средствами фонда.

В рамках существующей системы ни один из региональных органов не обладает достаточным статусом и ресурсами для реализации такой задачи. Кроме того, прямое участие региональных структур управления в коммерческом управлении финансовыми средствами не согласуется с задачами функционирования органов власти и потребует серьезной организационной перестройки их аппарата.

Поэтому функции системного управления и функции управляющей компании инвестиционного фонда логично было бы передать бизнес-структуре, которая должна иметь ресурсы для осуществления системных функций и находиться под жестким контролем государства и региональных властей. В то же время деятельность управляющей компании инвестиционного фонда органично связана с задачами обеспечения надежности функционирования электроэнергетики, которые вытекают из государственных приоритетов в сфере

текущего управления и реализуются на региональном уровне гарантирующим поставщиком. В силу этого стратегически целесообразно обеспечить как можно более тесную интеграцию системного управления функционированием и развитием электроэнергетики в рамках единой корпоративной структуры.

Можно сформулировать следующие основные условия, которые, по нашему мнению, могут обеспечить устойчивое и эффективное инвестирование в региональной электроэнергетике в период реформ:

- реорганизация существующей системы управления развитием региональной энергетики (включая планирование, организацию и финансирование проектов, а также управление производственными активами) должна идти параллельно с реформированием отрасли, наряду с изменениями в условиях функционирования энергетических предприятий;

- новая система управления развитием должна предусматривать важную роль региональных органов власти как гаранта региональной энергетической безопасности;

- органы региональной власти должны иметь эффективные финансово-экономические механизмы влияния и поддержки инвестиционных решений компаний и частных инвесторов в виде инвестиционных фондов развития электроэнергетики;

- используя финансовые и информационные возможности, органы региональной власти должны стать организатором комплексной системы страхования рисков инвестиций и выступать как «замыкающий» инвестор в реализации проектов;

- деятельность органов власти по оценке инвестиционных проектов должна базироваться на научной основе.

Рассмотрим основные факторы, принимаемые во внимание инвестором при формировании инвестиционной политики: производственно-технологические, ресурсные, институциональные, нормативно-правовые, инфраструктурные, деловая репутация и т.д.

Производственно-технологические факторы связаны с возможностью

энергетических предприятий сегодня и в перспективе осуществлять производство, передачу и распределение электрической и тепловой энергии, отвечающей установленным требованиям. В их основе лежат производительность труда, уровень развития производства, используемых технологий, степень износа оборудования и т.д., которые находят свое воплощение, в конечном итоге, в системе обеспечения качества. Современные системы обеспечения качества в энергетике предусматривают поддержание на установленном уровне технологического качества вырабатываемой и поставляемой потребителю энергии, критериями которого для электрической энергии являются:

- надежность (бесперебойность);
- постоянство частоты;
- качество передаваемой потребителю электроэнергии;
- конкурентоспособная цена.

Реализация такого подхода осуществляется через национальные и международные стандарты, в том числе семейства ISO 9000:2000, регламентирующие комплекс всесторонних требований к организации обеспечения качества в процессе разработки и производства экспортной продукции. При этом оценка производственно-технологических факторов предприятий - конкретных исполнителей инвестиционных проектов, должна ориентироваться на наличие международного сертификата ISO серии 9001:2000, являющейся одной из самых полных на сегодняшний день международных систем качества. Эта система охватывает все процессы, которые прямо или косвенно могут влиять на качество продукции.

Ресурсные факторы характеризуют такие аспекты, как экономическое состояние предприятия (обеспеченность финансовыми ресурсами и т.д.), наличие комплекса ресурсов, необходимых для функционирования производства (сырье, энергия, интеллектуальная собственность и т.д.) и степень эффективности использования этих ресурсов (издержки производства, тарифы и т.д.). Основными видами ресурсов, которые определяют инвестиционную привлекательность того или иного предприятия являются финансовые ресурсы, доста-

точность которых свидетельствует о высоких возможностях по реализации инвестиционных проектов.

Кроме того, из ресурсных факторов, учитываемых при оценке инвестиционной привлекательности, особого внимания требуют трудовые и информационные ресурсы. Главное преимущество трудовых ресурсов в электроэнергетике заключается в достаточно высоком уровне квалификации специалистов. Однако не исключается тот факт, что в процессе реализации структурной перестройки при переходе к рыночным отношениям в электроэнергетике кадровый состав будет претерпевать существенные изменения, и в ряде случаев не в лучшую сторону. Так, уже известны факты выделения ремонтных подразделений из состава энергетических предприятий, что привело к негативным результатам.

Что касается информационных ресурсов, то с учетом того, что в настоящее время информация стала товаром, а также определяющим фактором повышения производительности труда, обеспеченность предприятия информацией, составляющей основу его функционирования, может рассматриваться как важнейшая характеристика инвестиционной привлекательности энергетических предприятий. В качестве одного из основных сегментов информационного ресурса необходимо рассматривать наличие товарных знаков, патентов, «ноу-хау» и других объектов интеллектуальной собственности.

При рассмотрении информационных ресурсов необходимо учитывать их принадлежность, поскольку важную роль играют вопросы обеспечения прав на интеллектуальную собственность – одного из важнейших компонентов создания перспективных образцов технического оборудования, способного в значительной мере улучшить целый ряд индикаторов энергетической безопасности. Кроме того, важно учитывать новизну и обновляемость информационных ресурсов на предприятии, характеризующих способность дальнейшего развития научно-технического задела. Данный аспект также будет работать не в пользу «разрозненных» энергетических предприятий.

Институциональные факторы во многом определяют эффективность применения рыночных механизмов повышения экономической отдачи от инвести-

ций (фактически уровень экономической самостоятельности предприятия), а также возможность оперативного создания необходимой кооперации соисполнителей с использованием рыночных инструментов (создание корпораций современного типа).

При исследовании институциональных факторов рекомендуется учитывать организационно-правовую форму, особенности функционирования и правового статуса энергетических предприятий различных организационно-правовых форм и специфику их органов управления. Это предопределяет возможность реального участия инвестора в деятельности предприятия и таким образом способствует повышению уровня реализуемости инвестиционного проекта.

Фактически речь должна идти, прежде всего, о реальном распределении капитала энергетического предприятия между его собственниками, а также о владении предприятием акциями других компаний. При исследовании распределения капитала между собственниками важным показателем является степень участия государства (региональных органов власти) и иностранного капитала в данном предприятии. С одной стороны, для инвестиционной деятельности в сфере энергетики важно, чтобы доля государства (региональных органов власти) была достаточной для обеспечения его реального участия.

Это обусловлено тем, что именно государство (региональные органы власти) является гарантом выполнения контрактов и напрямую заинтересовано в энергетической безопасности, а следовательно, в надежном функционировании предприятия. С другой стороны, высокая степень государственного участия, как показывает практика, зачастую негативно рассматривается другими инвесторами, прежде всего иностранными, которые с большой осторожностью подходят к направлению своих инвестиций на эти предприятия.

Высокая доля участия иностранного капитала в деятельности предприятия, рассматриваемого в качестве объекта инвестиций в сфере энергетики, с одной стороны, свидетельствует о наличии определенных инвестиционных преимуществ данного предприятия, поскольку иностранные инвесторы накопили

большой опыт оценки инвестиционной привлекательности предприятий, а значит, доверяют данному предприятию и могут содействовать ему в дальнейшем развитии. С другой стороны, иностранные инвесторы не заинтересованы в обеспечении ни энергетической, ни экологической безопасности.

1.3 Методики оценки эффективности отраслевой инвестиционной политики

Анализ инвестиционных проектов основывается на планировании движения денежных средств, который показывает суммы денег в виде инвестиций и поступлений связываются с конкретными временными периодами. Данный фактор времени, имеет не меньшее значение, как величина денежных потоков. Организациям приходится учитывать фактор времени, так как неравноценность денег в определенные моменты времени: деньги которые имеются сегодня вместо использования можно инвестировать и в последующем получить доход. Изменение стоимости денег в разрезе учитывается в методе оценки эффективности инвестиций с помощью дисконтирования потоков денежных средств.

Как считает Кенэ Ф. «ставка дисконтирования – это норма доходности на вложенный капитал, требуемая инвестором. Иными словами, при помощи ставки дисконтирования можно определить сумму, которую инвестору придется заплатить сегодня за право получить предполагаемый доход в будущем. Поэтому от значения ставки дисконтирования зависит принятие решений при выборе инвестиционного проекта»¹².

Данное определение «норма прибыли на вложенный капитал» основывается на модели оценки доходности актива. Такая модель разработана У. Шарпом и может иметь ряд допущений. Предположение о наличии совершенной конкуренции инвесторов и эффективного рынка капитала, являются основными из данных допущений.

Согласно модели У. Шарпом (первый подход), «величина требуемой нормы доходности для любого вида инвестиций зависит от риска, связанного с

¹² Кенэ Ф. Избранные экономические произведения. М., 2016. С. 125.

этими вложениями и определяется выражением» (1):

$$R = R_f + (R_m - R_f) \times \beta , \quad (1)$$

где R – требуемая норма доходности или ставка дисконтирования;

R_f – доходность безрисковых активов;

R_m – среднерыночная норма прибыли;

β – коэффициент «бета», т.е. измеритель риска вложений.

Обычно, государственные ценные бумаги с похожим исследуемому проекту объемом инвестирования рассматриваются в качестве безрисковых активов. На базе анализа ретроспективных данных об изменениях доходности ценных бумаг одной организации в сравнении с изменениями доходности всего рыночного портфеля определяется значение коэффициента β . На сегодняшний день в России не целесообразно говорить о наличии репрезентативных баз данных, которые позволяют правильно определить отраслевые риски.

Наиболее объективный метод определения ставки дисконтирования (второй подход) основывается на определении (WACC - weighted average cost of capital), средневзвешенной стоимости капитала, учитывающей стоимость заемных средств и стоимость акционерного (собственного) капитала.

Фирмы, которые реализуют проекты с примерно схожим уровнем риска, могут претендовать на получение желательного для них капитала по одинаковой цене. Ожидаемые денежные потоки от таких проектов могут дисконтироваться по одной ставке, которая равна цене привлекаемого капитала. Нарушение такого требования приведет к обстоятельствам, когда одинаковые проекты получают противоположные оценки – убыточный и прибыльный – только в результате случайного выбора ставки дисконтирования денежных потоков.

Доходность любого инвестиционного проекта может быть выше, чем средневзвешенная стоимость капитала, поэтому использование WACC в качестве ставки дисконта выглядит вполне логично.

Метод кумулятивного построения является третьим подходом к опреде-

лению величины ставки дисконта. На основании данного подхода к размеру безрисковой ставки дохода прибавляются премии за разнообразные виды риска, которые связаны с конкретным инвестированием (финансовой структурой, рисками, которые связаны с размером фирмы, страновой риск, географической либо товарной диверсификацией, и т.д.). Экспертным путем определяется конкретный размер премии за каждый вид риска в диапазоне возможного интервала от 0 до 5 %.

Метод, исходя из требований инвестора или установление ее экспертным путем, является одним из самых простых методов определения ставки дисконтирования.

При составлении вероятности денежных потоков по какому-либо проекту необходимо ответить на следующие два вопроса:

1) какие дополнительные расходы могут потребоваться для реализации определенного инвестиционного проекта?

2) какие возможные дополнительные доходы могут быть получены?

Расходы, которые не изменятся, как и до совершения инвестиций, не могут учитываться в анализе. Это невозвратные расходы в отношении к данному проекту (например, расходы на маркетинговые исследования или на разработку опытных образцов). Данные расходы фирма профинансировала до принятия решения о необходимости реализации инвестиционного проекта.

Так же в инвестиционном анализе обязательно нужно учитывать альтернативные издержки, представляющие упущенные выгоды, т.е. такие выгоды, которые были потеряны в результате отказа от инвестирования в возможные альтернативные проекты. Следовательно, вложив денежные средства в инвестиционный проект модернизации оборудования, фирма теряет потенциальный доход от вложения в ценные бумаги и т.д. При выборе из нескольких потенциальных проектов, взаимоисключающих друг друга, в качестве альтернативных считаются доходы, которые фирма могла бы получить от второго по приоритетности варианта (лучшего из вариантов, от которых пришлось организации отказаться). Величина упущенной доходности, которая выражается в процен-

тах, может учитываться как ставка дисконтирования при оценке эффективности проекта.

В качестве оценки эффективности инвестиционных проектов используется несколько показателей. Часть из которых рассчитывается на основании дисконтированных денежных потоков (внутренняя норма прибыли, чистая приведенная стоимость), оставшаяся часть – на основании недисконтированных денежных потоков (период окупаемости инвестиций, бухгалтерская прибыль).

Метод определения бухгалтерской (простой) прибыли (ARR) - проекты сравниваются на основе бухгалтерской прибыли.

Для расчета по данному методу используется соотношение средней величины за период (год) прогнозируемой чистой прибыли к средней величине инвестиций по определенному проекту. В результате выбирается проект с наибольшей величиной отдачи в виде прибыли.

Доступность используемой информации и простоту расчетов следует отнести к достоинствам использования данного метода. К сожалению, точным его назвать нельзя, так как он не учитывает время притоков и оттоков денежных средств, а также не учитывает временную стоимость денег.

Метод срока окупаемости инвестиций (PP) позволяет определить окупаемость проектов (количество лет, во время которых возвратятся денежные средства, вложенные в инвестиции, произведенные на начальном этапе) и в результате выбрать наименьшую из них.

Расчет срока окупаемости основывается на равномерности распределения планируемых доходов от инвестиций. При одинаковом распределении доходов по годам (величина дохода по проекту не меняется из года в год) срок окупаемости рассчитывается путем деления единовременных инвестиций (затрат) на величину дохода за один год. В данном случае, когда доходы рассчитаны неравномерно, срок окупаемости рассчитывается прямым подсчетом кол-ва лет, в период которых инвестиции могут, будут возмещены.

Такой метод оценивает ликвидность и, в какой-то степени, рискованность проекта. Но, как метод ARR, он не может учитывать денежные потоки, которые

находятся после срока окупаемости и так же не отражает временную стоимость денежных средств. Данный недостаток может быть исправлен за счет включения в расчеты периода окупаемости дисконтированных величин инвестиций и доходов.

Метод чистой текущей стоимости проекта (NPV) - это обязательное использование в расчете ставки дисконтирования в отношении к потоку полученных доходов и потоку произведенных расходов. Данный показатель NPV рассчитывается как разница между текущей величиной потока расходов и текущей величиной потока доходов, формула (2):

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}, \quad (2)$$

где CF_t – ожидаемый отток (приток) денег за период t ;
 i – ставка дисконтирования.

NPV отражает, насколько возрастет капитал собственников при реализации данного проекта. Естественно, предпочтение отдается инвестиционному проекту с большей чистой приведенной стоимостью. Это свидетельствует о том, что величина приведенных доходов больше размера расходов и определено выше аналогичного показателя по схожему проекту.

Определение метода эффективности инвестиционного проекта с использованием показателя NPV дает оценить проект со стороны собственников бизнеса (акционеров) и позволяет учесть изменение стоимости денежных средств во времени. Минусом этого метода является трудность расчетов и высокая восприимчивость к ставке дисконтирования.

Метод оценки внутренней нормы прибыли (IRR). Метод, определения внутренней нормы рентабельности конкретного инвестиционного проекта, то есть такой ставки дисконта, в результате которой значение чистой приведенной стоимости данного проекта равно нулю ($NPV = 0$).

Внутренняя норма прибыли отражает максимально допустимый уровень

расходов, которые ассоциированы с данным инвестиционным проектом. Внутренняя норма рентабельности идет в сравнении с ценой капитала, который привлечен для реализации этого проекта. В итоге выбирается проект, в котором внутренняя норма выше цены капитала, который используется для финансирования данного инвестиционного проекта, и выше IRR - аналогичного показателя для других проектов.

К плюсам данного метода относится то, что IRR показывает прибыльность проекта. К тому же, результаты расчетов по данному показателю не зависят от ставки дисконта, которая выбирается со многими допущениями. Минус метода заключается в трудности расчетов.

В завершение сделаем вывод, что любой из методов оценки инвестиционных проектов имеет свои «минусы» и «плюсы». Так как все методы несут дополнительную информацию, необходимо использовать их все, если есть такая возможность.

Показатель чистой текущей стоимости (NPV) – является лучшей характеристикой отдачи во вложенный капитал, так как отражает, величину изменения стоимости организации в результате реализации данного проекта.

2 АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ РАЗВИТИЯ ФИЛИАЛА АО «ДРСК» «АМУРСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»

2.1 Организационно-экономическая характеристика филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»

Активное строительство электрических сетей в Амурской области и создание организаций по их обслуживанию началось лишь в 50 - 60-х годах XX века. До этого времени передача электроэнергии на дальние расстояния не осуществлялась. В городах и селах строились электрические станции, которые вырабатывали электроэнергию на твердом топливе (дровах, угле). Выработанная электроэнергия поставлялась в близстоящие дома и организации.

К примеру, в Благовещенске в 1908 году была построена Городская электрическая станция, которая проработала до 1963 года. В год начала работы электростанции в городе было сделано уличное освещение. 28 января 1909 г. суточный расход электроэнергии в Благовещенске составил 1102 кВт. В 20-х годах прошлого века в Амурской области действовало 5 электрических станций. В это время в советской России разрабатывается и реализуется план ГО-ЭРЛО. Однако Дальний Восток в этот план не был включен, так как перспектива его вхождения в состав России в то время была весьма проблематична.

В середине 1920-х гг. отмечалось, что изношенное и маломощное оборудование городских электростанций Дальневосточного края (ДВК) позволяло обслуживать городское население менее чем на 10 %. Изношенность оборудования и сети делало электроэнергию дорогой.

Лишь после завершения гражданской войны на Дальнем Востоке приступили к развитию промышленности и электроэнергетики в соответствии с задачами, которые ставились советским правительством.

В 1925 году электричество появилось в Ивановке, именно тогда началась электрификация села. 86 лет назад здесь насчитывалось 1000 лампочек Ильича в 350 домах. Электричество вырабатывалось на местной электростанции, которая работала на твердом топливе.

В 1926 г. был составлен первый перспективный план развития Дальневосточного края на десять лет. При планировании развития энергосистемы ДВК на 1926 – 1936 гг. намечалось сооружение городских станций и районных электростанций.

Несмотря на все достижения до начала Великой Отечественной войны в Амурской области сохранялся дефицит электрической энергии. Ситуацию усугубляло слабое развитие высоковольтных ЛЭП и распределительных сетей. Только в ноябре 1949 г. Совет Министров СССР обязал Минэнерго приступить к возобновлению крупного энергетического строительства на Дальнем Востоке. Это и стало началом развития дальневосточной энергетики.

Формирование филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Этапы формирования филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»

Год	Событие
1	2
1951	Газета «Амурская правда» сообщила, что с начала 1951 г. областная контора «Сельэлектро» ввела в действие 12 электростанций в колхозах и МТС.
1958	В г. Райчихинск построены и введены в эксплуатацию ПС 35/6 кВ «А», «Широкинская», «Восточная», «Сорокинская», «Духовская», «Ново-райчихинская».
1959	Строительство первой в Амурской области ВЛ 110 кВ «Райчихинская ГРЭС – Благовещенск» с промежуточными ПС 110/35 в Михайловке и Тамбовке и первой подстанции в Благовещенске 110/35/10 «Центральная». В областной центр «пришла» дешевая электроэнергия. Началось строительство распределительных сетей. Введены ПС 35/10 «Зейская», «Западная». Решением Амурского облисполкома № 744 в г. Благовещенске созданы городские электрические сети.
1960	Постановление Совнархоза № 56 «Об организации электрических сетей «Амурэнерго»: Создать с 20 апреля 1960 г. при районном энергетическом управлении Амурского Совнархоза хозрасчетное предприятие по реализации и распределению электрической энергии с местом нахождения в г. Райчихинске, наименовав его «Дирекция электрических сетей РЭУ «Амурэнерго». В его состав вошли электрические сети и подстанции городов Благовещенск, Свободный, Белогорск, Райчихинск. Через год дирекция переведена из г. Райчихинск в г. Благовещенск.
1961	Вышло решение Амурского совнархоза о финансировании реконструкции электрических сетей Амурэнерго в городах и селах, принятых от облисполкома. Изношенные сети, выполненные в дереве с различными проводами, вплоть до колючей проволоки, требовали больших финансовых затрат.

1	2
1964	Ликвидировано Амурское эксплуатационное управление сельского хозяйства «Сельэлектро». Распределительные сети переданы в «Амурэнерго». После ликвидации «Сельэлектро» и Дирекции Электрических сетей приказом управляющего РЭУ «Амурэнерго» №4 от 09.01.1964 г. были организованы Северные электрические сети с местонахождением в Свободном.
1965	Созданы Центральные и Восточные электрические сети.
1969	Построена и поставлена под напряжение ВЛ-220 кВ «Свободный – Благовещенск», с подстанцией мощностью 63000 кВА.
1970	За счёт государственных капитальных вложений были введены в действие: линии электропередачи протяжённостью 1026 км (ВЛ 110 кВ Благовещенская ПС – ПС Центральная, другие). Полностью электрифицировано 29 колхозов и 32 совхоза.
1971	При облкомхозе организованы Областные коммунальные электрические и тепловые сети. «Амурэнерго» передало им распределительные сети в селах и городах ВЛ 0,4 – 10 кВ и ТАП 10/0,4 кВ.
1972	Организованы Северные электрические сети с местонахождением в г. Зея. Бывшие Северные электрические сети с местонахождением в г. Свободном стали Свободненскими электрическими сетями.
1992	РЭУ Амурэнерго преобразовано в производственное объединение энергетики и электрификации (ПОЭиЭ) «Амурэнерго».
1993	В результате приватизации возникло акционерное общество открытого типа (АООТ) «Амурэнерго», в 1996 году компания переименована в ОАО «Амурэнерго».
2005	Советом директоров ОАО «РАО ЕЭС России» (протокол №202) принято решение «О проекте реформирования энергокомпаний Дальнего Востока» предусматривающее создание ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» на базе распределительных сетевых активов ОАО «Амурэнерго», ОАО «Дальэнерго», ОАО «Хабаровскэнерго», ОАО «Южное Якутскэнерго».
2007	После передачи имущества ОАО «Южное Якутскэнерго», ОАО «Амурэнерго», ОАО «Хабаровскэнерго», ОАО «Дальэнерго», в уставный капитал ОАО «ДРСК». ДРСК осуществляет транспортировку электроэнергии по распределительным сетям Амурской области, Приморского края, Еврейской автономной области, Хабаровского края, Республики Саха (Якутия), и начинает свою операционную деятельность. В соответствии с проектом реформирования энергосистем Дальнего Востока ОАО «Амурэнерго» прекратило свое функционирование. В Амурской области создается филиал «Амурские электрические сети».

Филиал «Амурские электрические сети» является одной из крупнейших сетевых организаций Амурской области. У данного предприятия на обслуживании находится 207 трансформаторных подстанций 35/110 кВ, 4 439 трансформаторных подстанций 0,4-6-10 кВ и 23 826,8 км линий электропередачи 0,4-110 кВ. Численность персонала на 1.01.2018 года составило 2 276 человек.

В состав амурского филиала входит 5 структурных подразделений, обслуживающие сети по всей территории Амурской области: «Северные электри-

ческие сети», «Западные электрические сети», «Центральные электрические сети», «Восточные электрические сети», а так же п. Мухинка - учебно-тренировочный полигон.

Амурский филиал АО «ДРСК» осуществляет транспортировку электроэнергии на территории всей Амурской области, занимается ремонтами, строительством и эксплуатацией электросетей, в том числе осуществляет технологическое присоединение потребителей.

Реквизиты:

- АО «ДРСК» 675005, Амурская обл. г. Благовещенск, Шевченко ул., д. 28;
- КПП 280150001, ИНН 2801108200;
- р/с 40702810503010113258 в Благовещенском ОСБ 8636 город Благовещенск;
- БИК 041012603 к/с 30101810200000000603.

Почтовый адрес Филиала АО «ДРСК» – «Амурские электрические сети»: 675003, Амурская обл., г. Благовещенск, Театральная ул., д. 179 КПП 280102003.

Устав АО «ДРСК» от 23.06.2015 года является основным документом, регламентирующим деятельность предприятия.

Основной целью деятельности Общества является получение прибыли.

Таблица 9 - Производственная программа филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС»

Виды продукции	Единицы измерения	2017 г.			
		план	факт	отклонение	
				млн. кВт×ч	в процентах
А.1 Поступление мощности в сеть, всего	МВт	955,67	961,46	5,79	0,61
А.2 Полезный отпуск мощности всем потребителям	МВт	800,55	800,95	0,40	0,05
1 Приём в сеть РСК, в т.ч.	млн. кВт×ч	7 712,46	7 962,03	249,57	3,24
2 Отдача из сетей РСК, в т.ч.	млн. кВт×ч	976,85	1 478,83	501,98	51,39
3 Отпуск в сеть РСК (1.- 2.)	млн. кВт×ч	6 735,61	6 483,20	-252,41	-3,75
4 Полезный отпуск потребителям в сетях РСК	млн. кВт×ч	5 878,30	5 917,31	39,01	0,66
5 Потери электроэнергии в сетях	млн. кВт×ч	662,52	353,08	-309,45	-4 6,71
5.3 Потери электроэнергии	процент	9,84	5,45		- 4,39

По итогам 2017 года фактически сложившейся отпуск электроэнергии в сеть составил 6 483,2 млн. кВт. ч., величина общих потерь составила 353,08 млн. кВт. ч. Фактические затраты на покупку потерь составили 699 448,83 тыс. руб.

За 2017 г. доходы филиала составили 10 023 802,43 тыс. руб. В структуре доходов наибольший удельный вес, 97,2 %, составляют доходы от передачи электроэнергии.

Таблица 10 - Доходы филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС» за 2017 г.

в тысячах рублей

Статьи	2017 г.			
	план	факт	отклонение	процент роста
1.1 Выручка по основной деятельности	9 929 169,70	9 976 451,44	47 281,74	1,00
1.1.1 от передачи электрической энергии по сетям	9 715 930,58	9 739 696,55	23 765,98	0,24
1.1.2 услуги по техприсоединению	178 378,73	196 728,29	18 349,56	10,29
1.1.3 прочей продукции основной деятельности	34 860,39	40 026,59	5 166,21	14,82
1.2. Непрофильная продукция (услуги):	53 800,80	46 349,99	-7 450,81	-13,85
ИТОГО :	9 982 970,49	10 022 801,43	39 830,93	0,40

За 2017 г. затраты филиала (без учета общесистемных расходов) составили 7 445 298,25 тыс. руб.

Таблица 11 - Затраты на производство и реализацию продукции (работ, услуг) филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС» за 2017 г.

в тысячах рублей

Статьи	2016 г.	2017 г.			
	факт	план	факт	отклонение	процент роста
1	2	3	4	5	6
1 Затраты на производство и реализацию продукции (услуг), всего	7 702 528,37	8 231 971,10	7 691 648,22	-540 310,87	-6,6
1.0.1 Материальные затраты	1 374 582,47	1 495 333,72	1 031 484,23	-463 749,49	-31,0
1.0.1.1 Покупная электрическая энергия на компенсацию потерь	1 064 859,18	1 136 037,40	697 446,83	-438 490,57	-38,6

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6
1.0.1.2 Покупная энергия на производственные и хозяйственные нужды	112 054,76	127 532,01	117 419,30	-10 122,80	-7,8
1.0.1.3 Сырье и материалы	198 668,63	229 862,32	214 716,20	-15 146,12	-6,6
2 Услуги и работы производственного характера	3 311 303,29	3 475 617,64	3 423 688,03	-51 929,60	-1,5
2.7 Все виды ремонта	104 424,50	126 878,00	118 067,58	-8 810,42	-6,9
2.11.1.1 Услуги ФСК по ставке на содержание сетей	1 325 637,96	1 381 216,36	1 381 216,36	0,00	0,0
2.11.1.2 Услуги ФСК по ставке на оплату потерь электроэнергии	547 546,83	621 651,29	579 818,49	-41 832,80	-6,7
2.11.1.3 Услуги распределительных сетевых компаний	1 311 698,63	1 321 882,69	1 321 705,86	-176,83	0,0
3 Затраты на оплату труда	1 493 676,68	1 592 366,09	1 592 917,88	551,79	0,0
4 Социальные взносы по обязательному страхованию	428 382,98	460 450,22	456 987,85	-3 462,37	-0,8
5 Расходы на негосударственное пенсионное обеспечение	15 543,02	16 087,05	16 087,05	0,00	0,0
6 Амортизация основных средств и НМА	550 067,80	582 567,59	581 407,17	-1 160,42	-0,2
7 Прочие затраты	528 972,14	609 548,79	587 425,52	-22 123,26	-3,6
7.2 Оплата работ и услуг сторонних организаций	78 154,47	88 592,35	84 400,26	-4 192,10	-4,7
7.3.0 Командировочные расходы	14 985,73	17 228,28	17 595,09	366,81	2,1
7.4 Арендная плата по направлениям	98 109,36	113 137,52	115 809,25	2 671,73	2,4
7.6 Расходы на страхование	10 215,20	7 837,83	7 774,25	-63,57	-0,8
7.7 Налоги и сборы, относимые на с/с	80 991,88	110 188,63	102 890,46	-7 298,17	-6,6
7.10 Другие расходы, относимые на себестоимость	246 515,49	272 564,17	260 608,70	-11 955,47	-4,4
7.10.0.13 Общесистемные расходы	248 200,89	258 382,40	246 349,97	-12 032,43	-4,7
7.10.7 Оценочные обязательства	-8 880,78	5 314,78	6 907,08	1 592,30	30,0
Затраты филиала без общесистемных расходов, всего	7 453 326,48	7 972 587,70	7 444 299,25	-528 288,45	-6,63

В структуре затрат наибольший удельный вес составляют:

- услуги АО «ФСК ЕЭС» - 25,7 %;
- затраты на оплату труда - 20,9 %;
- услуги распределительных сетевых компаний - 17,3 %;
- покупная энергия на компенсацию потерь - 9,2 %;
- амортизация - 7,6 %;
- страховые взносы - 6,0 %.

Остальные расходы, удельный вес по которым составляет 5 % и менее, занимают в структуре затрат в совокупности 13,3 %.

По итогам за 2017 г. коммерческие расходы составили 436,01 тыс. руб., прочие доходы составили 252 783,0 тыс. руб., прочие расходы- 472 680,97 тыс. руб.

Таблица 12 – Анализ прочих доходов и расходов за 2017 г.

в тысячах рублей

Статьи	2017 год			
	план	факт	отклоне- ние	про- цент роста
1	2	3	4	5
1 Прочие доходы, всего	173 331,42	252 783,02	79 451,59	145,84
1.1 Проценты к получению	0,00	103 248,44	103 248,44	0,00
1.3 От реализации основных средств, квартир, МПЗ, НМА, других внеоборотных активов	155 831,11	105 049,48	-50 781,63	67,41
1.3.1 в т.ч. ОС	0,00	3 144,92	3 144,92	0,00
1.7 Штрафы, неустойки, пени признанные или по которым было получено решение суда	848,77	2 651,86	1 803,09	312,43
1.8. Прибыль прошлых лет, выявленная в отчетном периоде	627,58	662,83	35,25	105,62
1.11 Кредиторская задолженность более 3 лет	243,28	316,71	73,43	130,18
1.14 Доходы по восстановленным резервам	2 228,76	8 004,02	5 775,26	359,12
1.15.0 Прочие доходы (чрезвычайные)	1 536,89	1 607,01	70,12	104,56
1.16.0 Другие прочие доходы	12 015,04	31 242,68	19 227,64	260,03
2 Прочие расходы, всего	495 675,68	472 680,97	-22 994,72	95,36
2.1 Проценты к уплате	161 498,00	172 133,00	10 635,00	106,59
2.3 От реализации основных средств, квартир, МПЗ, НМА, других активов	154 292,20	103 475,85	-50 816,35	67,06
2.3.1 в т.ч. ОС	0,00	2 426,62	2 426,62	0,00
2.7 Прочие налоги отражающиеся в операц. расходах	16 343,24	15 019,41	-1 323,83	91,90
2.8 Оплата услуг кредитных организаций	509,18	659,62	150,44	129,54
2.9 Расходы по созданию резервов	2 705,80	4 888,92	2 183,12	180,68
2.13 Убытки прошлых лет, выявленные в отчетном периоде	2 584,94	1 473,07	-1 111,87	56,99
2.15. Расходы социального характера	25 111,50	25 449,56	338,05	101,35
2.15.1. Выплаты социального характера (из прочих расходов)	13 898,66	14 124,15	225,49	101,62
2.15.3 Прочие	11 212,84	11 325,41	112,57	101,00
2.17.6 Прочие расходы на содержание социальной сферы	119,48	152,93	33,45	127,99
2.18 Фонд заработной платы из прочих расходов	53 607,26	53 633,28	26,01	100,05
2.21 Расходы на управление капиталом (переоценка, реестр, консультации)	450,00	164,64	-285,36	36,59
2.23 Прочие расходы (детализация)	78 454,07	95 630,68	17 176,61	121,89
2.23.2 судебные издержки	59,64	57,12	-2,52	95,77

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
2.23.6 невозмещаемый НДС	12,50	44,64	32,14	357,13
2.23.7 благотворительность	70 677,64	71 549,96	872,32	101,23
2.23.10.0 Другие расходы	7 704,29	23 978,96	16 274,67	311,24
3 Сальдо	-322 344,26	-219 897,95	102 446,31	68,22

За 2017 год филиалом «Амурские ЭС» получена чистая прибыль в сумме 1 621,6 млн. руб.

Таблица 13 - Финансовый результат АО «ДРСК» «Амурские ЭС» за 2017 год
в тысячах рублей

Статьи	2017			
	план	факт	отклонение	процент роста
1 Выручка (нетто) от реализации продукции (услуг), всего	9 982 970,49	10 022 801,43	39 830,93	100,40
1.1.0 Продукции (услуг) основной деятельности	9 929 169,70	9 976 451,44	47 281,74	100,48
1.2 Продукции (услуг) неосновной деятельности	53 800,80	46 349,99	-7 450,81	86,15
2 Себестоимость продукции (услуг), всего	-8 230 970,10	-7 690 649,22	540 320,87	93,44
2.1.0 Продукции (услуг) основной деятельности	-8 173 948,76	-7 633 778,08	540 170,68	93,39
2.2 Продукции (услуг) неосновной деятельности	-57 021,34	-56 871,15	150,19	99,74
3 Валовая прибыль, всего	1 752 000,39	2 332 152,20	580 151,81	133,11
3.1.0 Продукции (услуг) основной деятельности	1 755 220,94	2 342 673,36	587 452,42	133,47
3.2 Продукции (услуг) неосновной деятельности	-3 220,54	-10 521,16	-7 300,61	326,69
4 Коммерческие расходы	-742,45	-436,01	306,44	58,73
5 Управленческие расходы	0,00	0,00	0,00	0,00
6 Прибыль (убыток) от продаж	1 751 257,95	2 331 716,19	580 458,25	133,15
7 Проценты к получению	0,00	103 248,44	103 248,44	0,00
8 Проценты к уплате	-161 498,00	-172 133,00	-10 635,00	106,59
9 Доходы от участия в других организациях	0,00	0,00	0,00	0,00
10 Прочие доходы, всего	173 331,42	149 534,58	-23 796,85	86,27
11 Прочие расходы, всего	-334 177,69	-300 547,97	33 629,72	89,94
12 Прибыль (убыток) до налогообложения	1 428 913,68	2 111 818,24	682 904,56	147,79
13 Отложенные налоговые активы	-235,06	1 371,86	1 606,92	-583,63
14 Отложенные налоговые обязательства	-92 824,82	-76 675,80	16 149,03	82,60
15 Текущий налог на прибыль	-265 859,71	-414 225,36	-148 365,65	155,81
16 Иные аналогичные обязательные платежи		-731,43	-731,43	0,00
17 Налог на прибыль и иные аналогичные обязательные платежи	-358 919,59	-490 260,73	-131 341,13	136,59
18 Чистая прибыль (убыток)	1 069 994,09	1 621 557,52	551 563,43	151,55

Дебиторская задолженность филиала «Амурские электрические сети» по состоянию на 31.12.2017 г. составила 5 119 309,6 тыс. руб.

На рисунке 1 показана структура дебиторской задолженности филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС» по состоянию на 31.12.2017 г. без учета долгосрочной задолженности. Наибольший удельный вес в составе дебиторской задолженности занимают расчеты подрядных организаций за реализованные ТМЦ- 33,0 %.

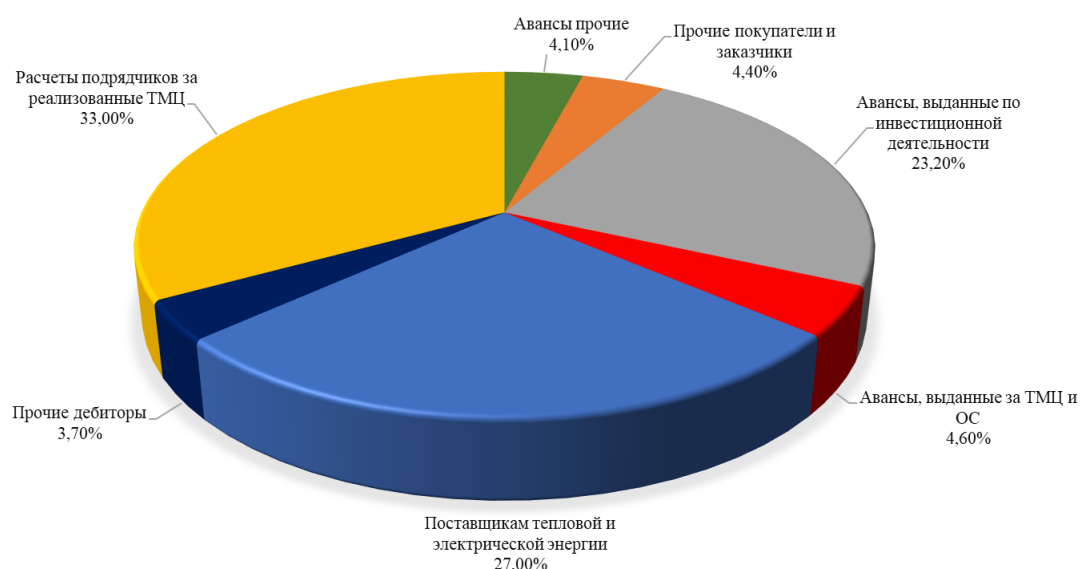


Рисунок 1 – Структура дебиторской задолженности филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС» на 31.12.2017 г.

Кредиторская задолженность филиала «Амурские электрические сети» на 31.12.2017 года составила 6 993 128,4 тыс. руб.

На рисунке 2 показана структура кредиторской задолженности филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС» по состоянию на 31.12.2017 без учета долгосрочной задолженности. Наибольший удельный вес в кредиторской задолженности составляют авансы полученные- 40,5 % и расчеты по оплате труда – 18,7 %.

Более глубокий анализ финансового состояния по филиалу «Амурские электрические сети» выполнить не представляется возможным, так как филиал не является юридическим лицом и имеет так называемый «незавершенный» баланс. Поэтому в следующей главе приводится анализ и оценка финансового со-

стояния в целом по АО «ДРСК».

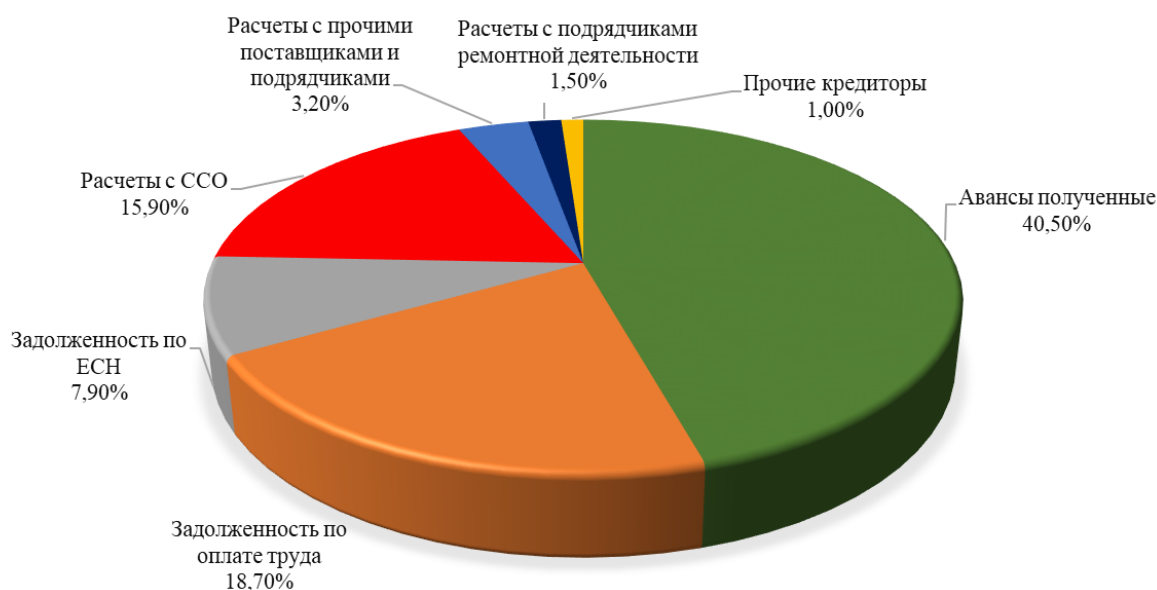


Рисунок 2 – Структура кредиторской задолженности АО «ДРСК» «Амурские ЭС» на 31.12.2017 г.

2.2 Анализ и оценка финансового состояния АО «ДРСК»

Списочная численность персонала АО «ДРСК» по состоянию на 31.12.2017 г. составила 7477 человек и по сравнению с началом года снизилась на 10 человек. Из общей численности персонала 75 % мужчин и 25 % женщин. Уровень обеспеченности персоналом в 2017 году, как и в предыдущие два года, остается стабильно высоким – 95 %.

Прием на работу в Общество осуществляется на конкурсной основе. При этом предпочтение отдается кандидатам с высшим и средним профессиональным профильным образованием и успешным профессиональным опытом.

Коэффициент текучести персонала за период 2017 года снизился в сравнении с аналогичным периодом 2016 г. на 0,5 % и составляет 5,13 %. Необходимо отметить две основные причины текучести персонала АО «ДРСК» – омоложение коллектива и низкий уровень заработной платы труда рабочих на территориях с высоким предложением на рынке труда (г. Владивосток, г. Нерюн-

гри, г. Алдан, г. Хабаровск). В целом показатели текучести персонала в пределах нормы.

В Компании предъявляются высокие стандарты к уровню образования и квалификации работников. Структура сотрудников по образованию остается неизменной в течение последних лет. Преобладают работники с высшим образованием -42,4 %. Доля работников, имеющих среднее профессиональное образование, составляет 33 %. Общее образование у 39,5 %, работников Компании. Это, в основном, рабочие - преобладающая по численности категория персонала.

Основные финансово-экономические показатели деятельности АО «ДРСК» за период 2015-2017 гг. приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Основные финансово-экономические показатели деятельности АО «ДРСК» за 2015 - 2017 гг.

в тысячах рублей

Наименование	2015 г., факт	2016 г., факт	2017 г., факт	Абсолютное отклонение к факту 2016, тыс. руб.	Относитель- ное отклоне- ние к факту 2016, в про- центах
Выручка (нетто) от реализации продукции (услуг), всего	26 343 927	28 892 247	30 631 416	1 739 169	106
в т.ч.					
от передачи и транзита электроэнергии по сетям	25 639 153	27 823 484	30 038 621	2 215 137	108
от услуг по технологическому присоединению	426 163	944 038	433 499	-510 539	46
прочей продукции (услуг) основной деятельности	220 601	64 135	97 555	33 420	152
Продукции (услуг) неосновной деятельности	58 010	60 590	61 741	1 151	102
Себестоимость	24 761 972	25 479 228	26 493 623	1 014 395	104
Прибыль/убыток от продаж	1 581 955	3 413 019	4 137 793	724 774	121
Прочие доходы	391 956	310 852	390 931	80 079	126
Прочие расходы	2 003 368	1 674 418	1 430 434	-243 984	85
Прибыль до налогообложения	-29 457	2 049 453	3 098 290	1 048 837	151
Текущий налог на прибыль и иные аналогичные обязательные платежи	-184 560	-578 059	-799 728	-221 669	138
Чистая прибыль	-214 017	1 471 394	2 298 562	827 168	156

Общая сумма доходов по АО «ДРСК» за 2017 год составила 30 631 416

тыс. руб. По сравнению с аналогичным периодом 2016 года, рост доходов составил 1 739 169 тыс. руб. (+ 6 %), в т. ч. за счет:

- увеличения выручки за услуги по передаче электроэнергии на 2 215 137 тыс. руб. (+ 7 %), что обусловлено ростом электропотребления (+ 56 млн. кВтч) и изменением структуры полезного отпуска относительно прошлого года;

- снижения выручки по технологическому присоединению на 510 539 тыс. руб. (- 54 %) в связи с отсутствием в 2017 году осуществленных технологических присоединений крупных заявителей в сравнении с 2016 годом;

- увеличения прочей выручки основной и неосновной деятельности на 34 571 тыс. руб. (+ 27 %).

Рост себестоимости по итогам 2017 года в сравнении с 2016 годом составил 1 014 395 тыс. руб. (+4 %), в т. ч. по следующим статьям затрат:

- услуги ПАО «ФСК ЕЭС» на 233 319 тыс. руб. (+ 5 %), в т. ч. за счет увеличения среднего тарифа относительно тарифов прошлого года на 414 906 тыс. руб. и снижения объемов услуг по передаче электрической энергии относительно объемов 2016 года на 181 587 тыс. руб.;

- услуги ремонта (подряд) на 60 577 тыс. руб. (+ 24 %) согласно ремонтной программе Общества;

- затраты на ИТ услуги на 25 714 тыс. руб. (+ 46 %), из них увеличение по затратам на покупку лицензионного ПО составило 22 787 тыс. руб.;

- затраты по налогам на 81 729 тыс. руб. (+ 27 %), в том числе по налогу на имущество на 81 788 тыс. руб. в связи с увеличением налоговой ставки на линии энергопередачи, а также сооружений, являющихся их неотъемлемой технологической частью, с 1,3 % до 1,6 %;

- затраты на оплату труда (в связи с индексацией тарифных ставок и ростом затрат на премирование персонала) и страховые взносы в суммарном объеме на 444 587 тыс. руб.

Прочие доходы в 2017 году составили 390 931 тыс. руб., что выше 2016 года на 80 079 тыс. руб. (+ 26 %), из них увеличение процентов к получению составило 84 626 тыс. руб. за счет размещения временно свободных денежных

средств в депозиты и МНО.

Прочие расходы в 2017 году составили 1 430 434 тыс. руб., что на 243 984 тыс. руб. ниже 2016 года (-15 %), что, в основном, обусловлено снижением процентов к уплате в сумме 192 037 тыс. руб. за счет снижения процентных ставок по кредитам.

Увеличение расходов по налогу на прибыль и иным аналогичным обязательным платежам на 221 669 тыс. руб. обусловлено ростом налогооблагаемой базы.

За 2017 год Обществом получена чистая прибыль в размере 2 298 562 тыс. руб., что выше финансового результата 2016 года на 827 168 тыс. руб. (+ 56 %).

Начальным этапом анализа финансового состояния предприятия является анализ баланса. Для этого воспользуемся методом построения вертикального и горизонтального баланса на основе данных бухгалтерской отчетности.

Вертикальный и горизонтальный анализ актива и пассива баланса АО «ДРСК» за 2015 – 2017 года, представлен в таблицах 15 и 16.

Таблица 15 – Вертикальный и горизонтальный анализ актива баланса АО «ДРСК» за 2015 – 2017 гг.

Актив	2015		2016		2017		Изменение	
	тыс. руб.	процент	тыс. руб.	процент	тыс. руб.	процент	2016 / 2015	2017 / 2016
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Внеоборотные активы								
Нематериальные активы	-	-	10 722	0,03	9 508	0,02	-	-0,01
Результаты исследований и разработок	2 674	0,009	1 333	0,004	-	-	-0,005	-0,004
Основные средства	26 726 220	88,55	28 278 010	74,87	31 333 272	69,12	-13,68	-5,75
Отложенные налоговые активы	327 094	1,08	101 903	0,27	101 491	0,22	-0,81	-0,05
Прочие внеоборотные активы	24 212	0,08	111 166	0,29	71 865	0,16	0,21	-0,13
Итог по разделу I	27 080 200	89,73	28 503 134	75,46	31 516 136	69,53	-14,27	-5,93
Оборотные активы								
Запасы	467 218	1,55	430 948	1,14	484 402	1,07	-0,41	-0,07

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9
НДС	999	0,003	4 383	0,01	1 393	0,003	0,007	-0,007
Дебиторская задолженность	2 085 218	6,91	5 333 097	14,12	7 945 351	17,53	7,21	3,41
Денежные средства и денежные эквиваленты	330 073	1,09	2 564 509	6,79	3 698 210	8,16	5,7	1,37
Прочие оборотные активы	216 855	0,72	935 534	2,48	1 684 638	3,72	1,76	1,24
Итог по разделу II	3 100 363	10,27	9 268 471	24,54	13 813 994	30,47	14,27	5,93
Баланс	30 180 563	100,00	37 771 605	100	45 330 130	100	-	-

Структура актива баланса АО «ДРСК» за 2015 – 2017 гг. показана на рисунке 3.



Рисунок 3 – Структура актива баланса АО «ДРСК» за 2015 – 2017 гг.

В структуре актива баланса АО «ДРСК» наибольший удельный вес занимают внеоборотные активы. В 2015 году их доля в валюте баланса составила 89,73 %, в 2013 году – 75,46 %. В 2017 году – 69,53 %, из них основные средства – 69,12 %, что объясняется спецификой (высокой фондоёмкостью) деятельности Общества по передаче электрической энергии, наличия на балансе предприятия разветвлённой по территории большей части Дальнего Востока сети подстанций, трансформаторных подстанций, распределительных пунктов и соединяющих их линий электропередачи. Величина основных средств относительно 2016 года уменьшилась на 5,75 %.

Наименьший удельный вес в структуре актива баланса занимают оборотные активы в 2015 году – 10,27 %, в 2016 году – 24,54 %, а в 2017 году они составили 30,47 %. Удельный вес оборотных активов в 2017 году увеличился на 5,93 %, чему способствовало увеличение доли дебиторской задолженности на 3,41 %. Доля запасов в структуре имущества составляет 1,07 % (в том числе, ТМЦ в аварийном запасе, сырьё и материалы для выполнения плановых объёмов ремонтной программы; расходы будущих периодов). Ликвидные активы (дебиторская задолженность, денежные средства и прочие оборотные активы) занимают 29,41 % всего имущества АО «ДРСК». Основной рост ликвидных активов сложился за счёт увеличения дебиторской задолженности на 31.12.2017 г.

Таблица 16 – Вертикальный и горизонтальный анализ пассива баланса АО «ДРСК» за 2015 – 2017 гг.

Пассив	2015		2016		2017		Изменения	
	тыс. руб.	про-цент	тыс. руб.	про-цент	тыс. руб.	про-цент	2015 / 2016	2016 / 2017
Капитал и резервы								
Уставный капитал	9 660 910	32,01	9 660 910	25,58	9 660 910	21,31	-6,43	-4,27
Переоценка внеоборотных активов	7 186 502	23,81	7 929 006	20,99	7 928 377	17,49	-2,82	-3,5
Добавочный капитал	271 644	0,9	271 644	0,72	271 644	0,6	-0,18	-0,12
Нераспределенная прибыль	(1 938 964)	(6,42)	(463 050)	(1,23)	1 836 140	4,05	5,19	2,82
Итого	15 180 092	50,3	17 398 510	46,06	19 697 071	43,45	-4,24	-2,61
Долгосрочные обязательства								
Заемные средства	5 768 000	19,11	7 831 000	20,73	2 415 000	5,33	1,62	-15,4
Отложенные налоговые обязательства	1 506 227	4,99	1 633 186	4,32	1 822 769	4,02	-0,67	-0,3
Прочие обязательства	344 729	1,14	4 094 348	10,84	8 404 027	18,54	9,7	7,7
Итого	7 618 956	25,24	13 558 534	35,9	12 641 796	27,89	10,66	-8,01
Краткосрочные обязательства								
Заемные средства	3 338 530	11,06	988 202	2,62	6 297 378	13,89	-8,44	11,27
Кредиторская задолженность	3 734 411	12,37	5 003 628	13,25	5 590 676	12,33	0,88	-0,92
Оценочные обязательства	302 128	1,00	344 563	0,91	321 063	0,71	-0,09	-0,2
Прочие обязательства	6 332	0,02	478 112	1,27	782 090	1,73	1,25	0,46
Итого	7 381 515	24,46	6 814 561	18,04	12 991 263	28,66	-6,42	10,62
Баланс	30 180 563	100	37 771 605	100	45 330 130	100	x	x

Структура пассива баланса АО «ДРСК» за 2015 – 2017 гг. показана на ри-

сунке 4.

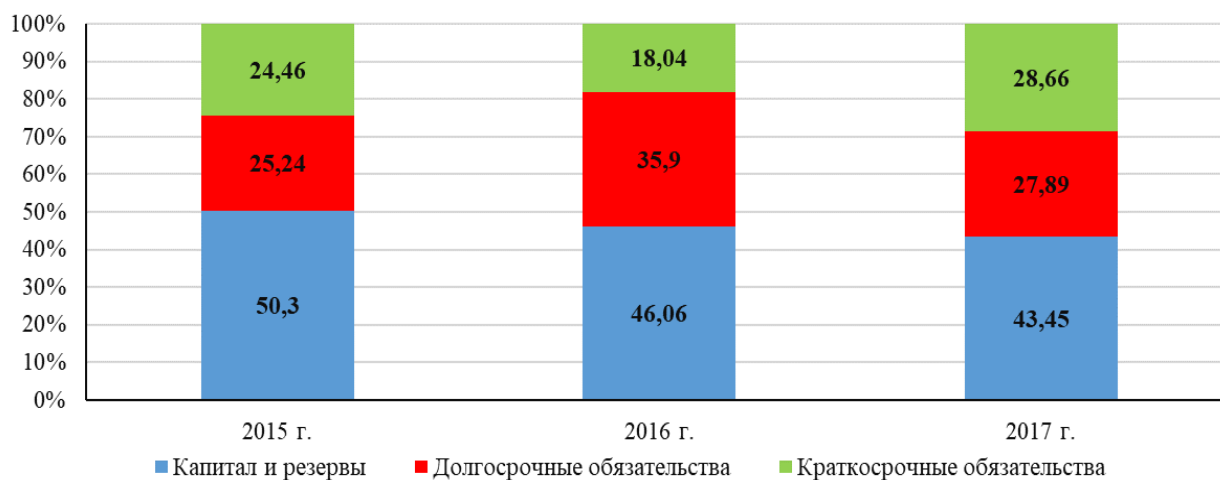


Рисунок 4 – Структура пассива баланса АО «ДРСК» за 2015 – 2017 гг.

В структуре формирования источников имущества АО «ДРСК» наибольший удельный вес занимают капитал и резервы: в 2015 году – 50,3 %, в 2016 году – 46,06 %, а в 2017 году – 43,45 %. В 2017 году доля капиталов и резервов уменьшилась на 2,61 % по сравнению с 2016 годом.

Наименьший удельный вес в структуре пассива баланса в 2015 и в 2016 годах занимают краткосрочные обязательства, которые составляют в 2015 – 24,46 %, а в 2016 – 18,04 %. Уменьшению доли краткосрочных обязательств в 2016 году способствовало уменьшение доли заемных средств на 8,44 %, оценочных обязательств на 0,09 %.

В 2017 году наименьший удельный вес занимают долгосрочные обязательства, которые составили 27,89 %. По сравнению с 2016 годом они уменьшились на 8,01 %, чему способствовало уменьшение заемных средств на 15,4 % и уменьшение отложенных налоговых обязательств на 0,3 %.

Одной из характеристик стабильного положения предприятия служит его финансовая устойчивость. Чтобы узнать, насколько предприятие «ДРСК» платежеспособно и может ли оно полностью отвечать по своим обязательствам, проведем анализ финансовой устойчивости, который представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Анализ финансовой устойчивости ОА «ДРСК» за 2015 – 2017 гг.

Показатели	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Изменения	
				2016 / 2015	2017 / 2016
Имущество	30 180 563	37 771 605	45 330 130	7 591 042	7 558 525
Собственный капитал	15 180 092	17 398 510	19 697 071	2 218 418	2 298 561
Заемный капитал	15 000 471	20 373 095	25 633 059	5 372 624	5 259 964
Внеоборотные активы	27 080 200	28 503 134	31 516 136	1 422 934	3 013 002
Оборотные активы	3 100 363	9 268 471	13 813 994	6 168 108	4 545 523
Собственные оборотные средства	-11 900 108	-11 104 624	-11 819 065	795 484	-714 441
Долгосрочный капитал	7 618 956	13 558 534	12 641 796	5 939 578	-916 738
Коэффициенты					
Автономии	0,503	0,461	0,435	-0,042	-0,026
Финансовой зависимости	0,497	0,539	0,565	0,042	0,026
Финансового риска	0,988	1,171	1,301	0,183	0,13
Финансирования	1,012	0,854	0,768	-0,158	-0,086
Маневренности	-0,784	-0,638	-0,600	0,146	0,038
Обеспеченности собственными оборотными средствами	-3,838	-1,198	-0,856	2,640	0,342
Финансовой устойчивости	0,755	0,820	0,713	0,065	-0,107

АО «ДРСК» в 2012 и в 2013 годах является финансово неустойчивым и зависимым от внешних инвесторов, о чем свидетельствуют следующие показатели:

Коэффициент финансового риска в 2015 г. составляет 0,988 (в норме), в 2016 г. он равен 1,171 (не в норме), в 2017 равен 1.301 (не в норме). Коэффициент финансовой зависимости 2015 г. соответствует норме и составляет 0,497, в 2016 г. он составляет 0,539 и в 2017 он равен 0,565, что так же не соответствует норме. Коэффициент финансирования в 2015 г. составляет 1,012 (в норме), в 2016 г. он равен 0,854 и в 2017 равен 0,768, что не является нормой. Коэффициент маневренности в 2015 г. составляет - 0,784, что не является нормой, так же в 2016 г. коэффициент не соответствует норме и составляет - 0,638 и в 2017 данный коэффициент равен - 0,600 (не норма). Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами в 2015 году составляет -3,838, что не соответствует норме, данный коэффициент в 2016 г. и в 2017 г. так же не соответствует норме и составляет - 1,198 и - 0,856. В динамике данные коэффициенты изменяются в лучшую сторону.

Наглядно изменение показателей финансовой устойчивости представлено на рисунке 5.

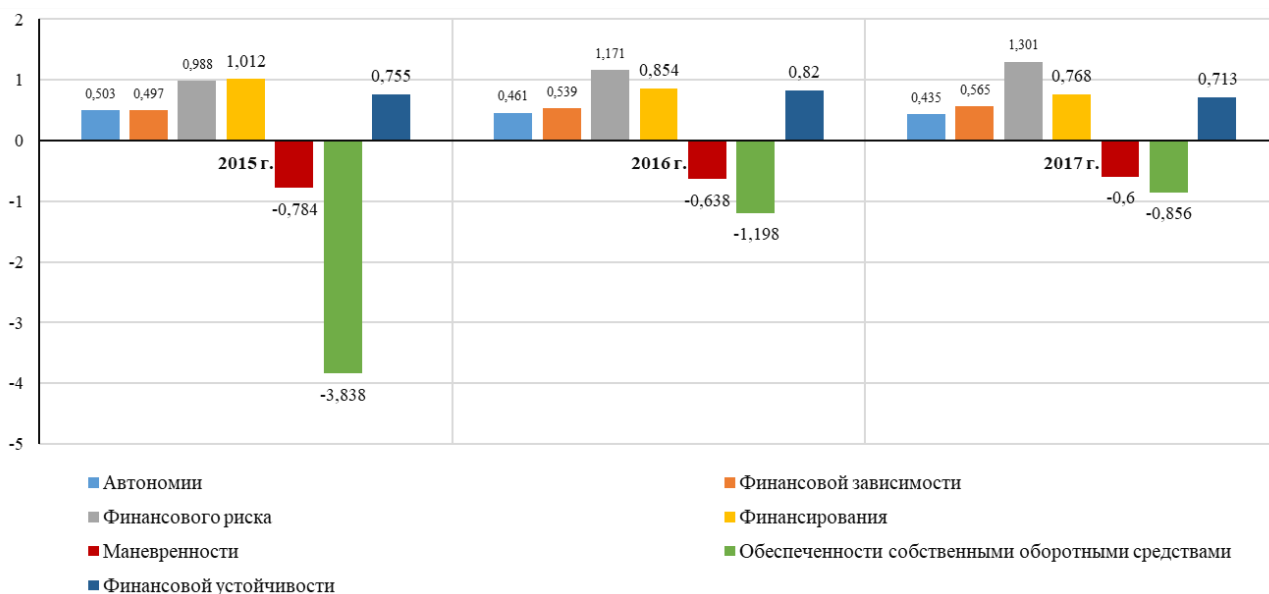


Рисунок 5 – Динамика показателей финансовой устойчивости

2.3 Анализ и оценка эффективности инвестиционной программы филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» с 2012 по 2017 гг.

Инвестиционная программа филиала на период 2016 - 2017 гг., утвержденная приказом Минэкономразвития Правительства Амурской области от 28.09.2016 г. № 60-пр, сформирована на общую сумму 3776,81 млн. руб. с НДС, в том числе по тех. перевооружению и реконструкции – на 2158,80 млн. руб. с НДС, новому строительству – 1611,36 млн. руб. с НДС, приобретение объектов основных средств – 6,65 млн. руб. с НДС.

Таблица 18 – Объемы инвестиционной программы за 2008 – 2017 гг.

Год	Освоение капитальных вложений в тек. ценах без НДС, тыс. руб.	Темп прироста к 2008 г., в процентах	Финансирование капитальных вложений в тек. ценах с НДС, тыс. руб.	Темп прироста к 2008 г., в процентах
1	2	3	4	5
2008	132 998,59	-	168 991,61	-
2009	344 378,92	158,93	268 348,14	58,79
2010	495 644,39	272,67	538 366,10	218,58
2011	1 000 720,56	652,43	1 094 155,81	547,46

1	2	3	4	5
2012	667 796,30	402,11	812 140,30	380,58
2013	590 553,54	344,03	555 036,24	228,44
2014	666 818,73	401,37	854 360,59	405,56
2015	850 778,29	539,69	1 009 349,38	497,28
2016	1 288 183,00	868,57	1 506 290,00	920,80
2017	1 951 040,00	1366,96	2 270 522,00	1243,57

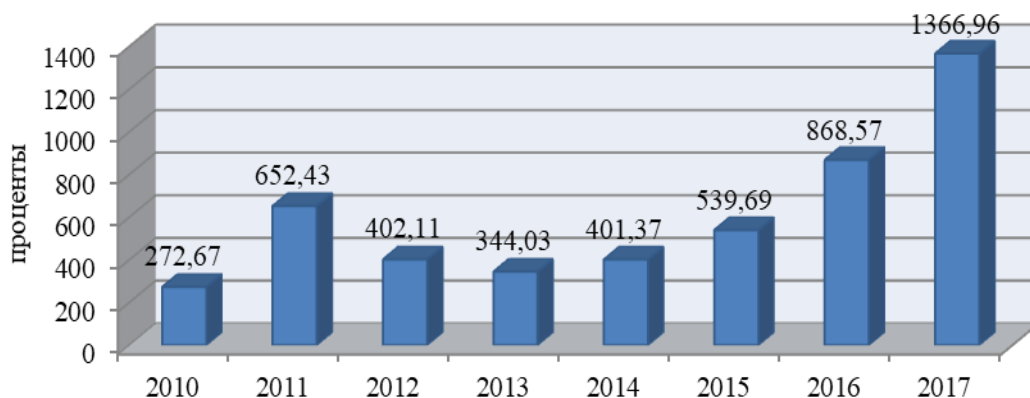


Рисунок 6 – Темпы прироста объемов ИПР филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС» по отношению к 2008 году за период с 2009 по 2017 гг.

Приоритетные направления инвестиционной программы филиала «Амурские электрические сети»:

- ПС-35 кВ Заводская, ВЛ-35 кВ Северная-Заводская, ВЛ-35 кВ Бузули-Заводская с разработкой ПСД (строительство), (ПАО «Газпром переработка Благовещенск»);

- строительство ПС-35 кВ Линейная с трансформаторной мощностью 8 МВА, ВЛ-35 кВ Невер-Линейная протяженностью 5,3 км, ЛЭП-10 кВ протяженностью 0,2 км с разработкой ПСД, (ПАО «Газпром»);

- строительство ПС 35/10 кВ КС-6 трансформаторной мощностью 20 МВА с двумя одноцепными ВЛ 35 кВ протяженностью 28 км;

- строительство ЛЭП-10 кВ от ПС 110/35/10 кВ Волково общей протяженностью 41,4 км, ТП-10/0,4 в количестве 9 шт. (Филиал компании по развитию и строительству моста Амур);

- строительство ПС 110/10 кВ КС-7 трансформаторной мощностью

20 МВА с двумя одноцепными ВЛ 110 кВ протяженностью 7 км;

– реконструкция ПС-110 кВ Центральная с заменой разъединителей 110 кВ – 17 шт.;

– реконструкция ПС 35/10 кВ «Южная»;

– реконструкция ПС-35 кВ Амур с заменой силовых трансформаторов с 2×10 на 2×16 МВА, заменой выключателей 35 кВ – 5 шт., заменой ТСН 35 кВ – 1 шт., заменой выключателей 10 кВ – 28 шт., заменой ТСН 0,4 кВ – 1 шт., заменой реакторов – 2 шт., заменой РСПТ – 1 шт., с разработкой ПИР;

– реконструкция ВЛ-35 кВ «Тында-Аэропорт»;

– внедрение АИИС КУЭ. Установка приборов учета электроэнергии с включением в автоматизированную систему по филиалу АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»;

– строительство ВЛ-35 кВ Игнатьево-Водозабор с подвеской провода АС-120 протяженностью 13,4 км и установкой металлических опор в количестве 94 шт., с разработкой ПИР;

– ПС-35/10 кВ Шахтаум (с отпайкой от ВЛ-35 кВ Тында-Аэропорт), (строительство);

– административное здание АО «ДРСК» в 34 квартале г. Благовещенска.

Рассмотрим структуру инвестиционной программы филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Амурские электрические сети» за 2016 - 2017 гг., которая представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Структура инвестиционной программы филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» за 2016 - 2017 гг.

Направления ИПР	Полная стоимость, тыс. руб.	Удельный вес, в процентах
1	2	3
Реконструкция, модернизация, техническое перевооружение	1 829 267,00	56,47
Инвестиционные проекты, реализация которых обуславливается схемами и программами перспективного развития электроэнергетики	102 561,00	3,17
Прочее новое строительство объектов электросетевого хозяйства	740 431,00	22,86

1	2	3
Прочие инвестиционные проекты	566 964,00	17,5
ИТОГО	3 239 223,00	100

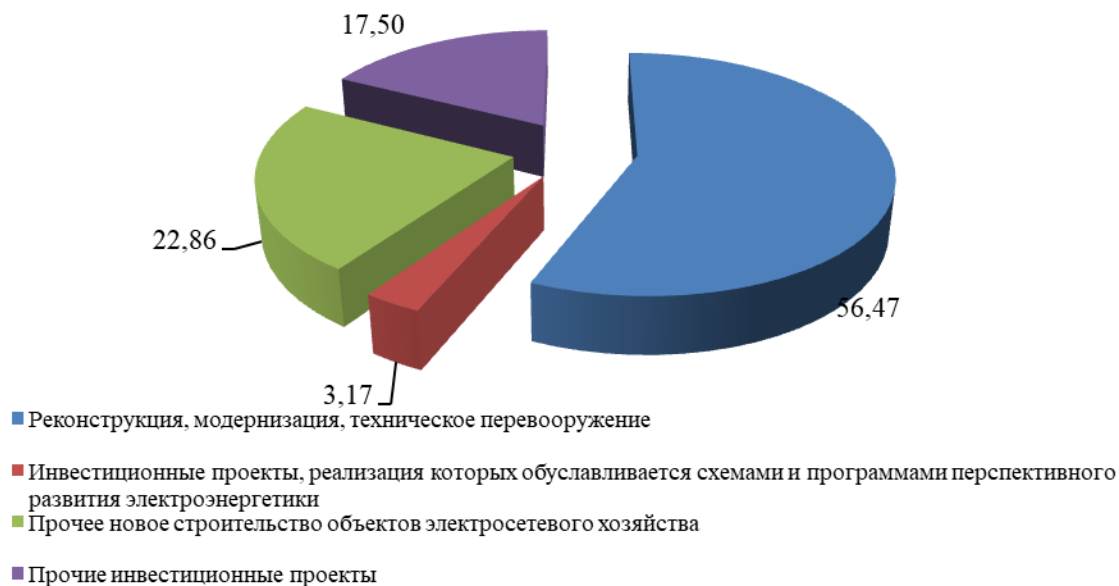


Рисунок 7 – Планируемый денежный поток от инвестиций, в тыс. руб.

В структуре инвестиционной программы филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» за 2016 - 2017 гг. на реконструкцию, модернизацию, техническое перевооружение приходится 1829267 тыс. руб. или 56,47 %, которые занимают наибольший удельный вес, на инвестиционные проекты, реализация которых обуславливается схемами и программами перспективного развития электроэнергетики – 3,17 %, прочее новое строительство объектов электросетевого хозяйства составило 22,86 %, прочие инвестиционные проекты составили 17,5 %.

Финансирование инвестиций является обязательным, поскольку оно обеспечивает не только осуществление проекта в запланированных объемах, но и необходимое для каждого жизнеспособного проекта соотношение между собственными и привлеченными средствами. Кроме того, финансирование инвестиций создает оптимальную работающую схему инвестиций и обязательных платежей и выплат. Также это позволяет снизить риск инвестиционного проекта.

Рассмотрим источники финансирования проекта филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» за 2015 – 2017 гг., таблица 20.

Таблица 20 – Источники финансирования инвестиционной программы в 2015 – 2017 гг.

Источники финансирования	2015 г.	2016 г.	2017 г.
1 За счет собственных средств	1009,35	1506,29	1785,40
1.1 Прибыль направленная на инвестиции	363,46	878,56	1076,53
1.2 Амортизация основных средств	512,48	429,53	454,98
1.3 Прочие собственные средства	133,41	198,20	253,89
2 Привлеченные средства	0	0	0
ИТОГО:	1009,35	1506,29	1785,40

Данные таблицы наглядно свидетельствуют о том, что в течение последних трех лет компания осуществляла финансирование инвестиционной программы только за счет собственных средств.

Структура источников финансирования инвестиционной программы за счет собственных средств за 2015 – 2017 гг. представлена на рисунке 8.



Рисунок 8 – Источники финансирования инвестиционной программы в 2015 – 2017 гг.

В связи с тем, что у филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» большое количество инвестиционных проектов и определение их общих показателей невозможно из-за разного срока окупаемости проектов, разного потока денежных средств и т.п., а так же в связи с тем, что выбранный проект занимает

наибольший удельный вес, который равен 14,72 %, нами было принято решение более детально проанализировать эффективность капитальных вложений инвестиционного проекта «Модернизация электрической сети 10-0,4 кВ г. Зeya с элементами интеллектуальной сети от центров питания ПС 35 кВ Исток, Протока, Речная, ПС 220 кВ Светлая (СП СЭС)».

Таблица 21 – Объем капитальных вложений в инвестиционные проекты в 2016 г.

Наименование инвестиционного проекта	Объем капитальных вложений, млн. руб.	Удельный вес, в процентах
Модернизация электрической сети 10-0,4 кВ г.Зeya с элементами интеллектуальной сети от центров питания ПС 35 кВ Исток, Протока, Речная, ПС 220 кВ Светлая (СП СЭС)	35,6	14,72
Реконструкция ВЛ 10-0,4 кВ с. Великокнязевка (2 очередь)	20,6	8,52
Реконструкция ВЛ-10/0,4 кВ с. Константиновка	13,2	5,45
Реконструкция ВЛ-10-0,4 кВ г. Белогорск	13,4	5,54
Реконструкция распредел. сетей 10/0,4 кВ г. Свободного	30,2	12,47
Реконструкция ВЛ-10/0,4 кВ пгт. Серышево	17,3	7,15
Реконструкция распредел. сетей 10/0,4 кВ г. Шимановск	14,6	6,04
Реконструкция ВЛ 10-0,4 кВ Магдагачинского района	15,4	6,37
Реконструкция ВЛ 10-0,4 кВ. Сквородинского района	10,3	4,26
Реконструкция ВЛ 10/0,4 кВ п. Новобурейский	14,7	6,08
Реконструкция ВЛ 10/0,4 кВ с. Екатеринославка	16,5	6,82
Реконструкция ВЛ 0,4 кВ пгт. Прогресс	24,3	10,05
Реконструкция ВЛ 0,4 кВ г. Райчихинск	15,8	6,53
Итого	241,9	100,00

Проектом предусмотрена модернизация электрической сети 10 - 0,4 кВ с элементами интеллектуальной сети от центров питания ПС 35/10 «Исток», ПС 35/10 «Протока», ПС 35/10 «Речная», ПС 220/110/35/10 «Светлая». В ходе реализации данного проекта по распределительным сетям 0,4-6-10 кВ предполагается замена деревянных опор на железобетонные, неизолированного провода на самонесущий изолированный, замена дефектных трансформаторных подстанций на подстанции комплектного и мачтового типа и реконструкция закрытых трансформаторных подстанций с заменой трансформаторов, а так же проведение модернизации коммерческого учета по границам розничного рынка электроэнергии на основе АИИС КУЭ.

Выполнение реконструкции направлено на приведение электрических сетей в нормативное техническое состояние и будет способствовать повышению надежности и качества электроснабжения потребителей, снижению ремонтно-эксплуатационных затрат, оптимизации схемы электроснабжения потребителей, снижению потерь и увеличению объема реализации электроэнергии.

Планируемый объем финансирования по мероприятиям проекта на 2016 - 2018 гг. с учетом НДС составит 185 260 тыс. руб. Реализация проекта планируется за счет собственных средств в 2016 году – 41 199,7 тыс. руб., в 2017 году – 53 774,96 в 2018 году – 90 285,34 тыс. руб.

На основе аналитических данных эффективности реконструкции объектов-аналогов по снижению капитальных и текущих ремонтов, снижению потерь до нормативных значений и прогнозируемому увеличению полезного отпуска, Филиалом ожидаются следующие результаты по проекту «Модернизация электрической сети 10-0,4 кВ с элементами интеллектуальной сети от центров питания ПС 35 кВ Исток, Протока, Речная, ПС 220 кВ Светлая (СП СЭС)» (таблица 22).

Таблица 22 – Планируемый денежный поток от инвестиций

в тысячах рублей

Показатели	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого
Увеличение полезного отпуска ЭЭ	65	3977	4391	8433
Снижение потерь электрической энергии	1683	5637	6192	13512
Ожидаемая прибыль от инвестиций	1748	9614	10583	21945

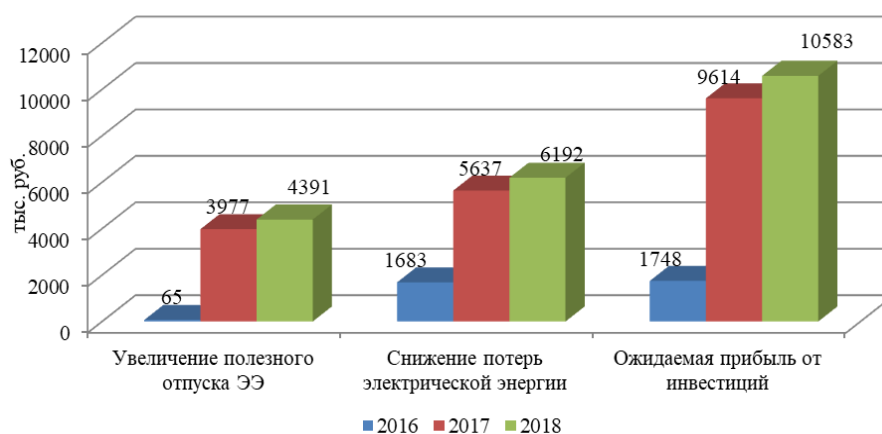


Рисунок 9 – Планируемый денежный поток от инвестиций

Ключевым критерием привлекательности инвестирования является скорость возврата вложенного капитала. Период окупаемости представляет собой срок, рассчитанный со дня начала реализации проекта и осуществления первых инвестиционных затрат до момента, когда разность между накопленной суммой чистой прибыли и объемом произведенных инвестиционных затрат приобретет положительное значение, то есть будет достигнута точка безубыточности.

Срок окупаемости – период времени, в течение которого окупаются инвестиционные затраты; период времени, в течение которого «проект работает на себя».

Различают простой срок окупаемости проекта и дисконтированный срок окупаемости.

Но в рамках данного проекта для нас более интересен дисконтированный срок окупаемости, суть которого заключается в приведении будущих денежных потоков (стоимости денег) к моменту начала инвестиций в данный проект, когда потраченные деньги возвращаются с некоторой, заранее определенной рентабельностью – ставкой дисконтирования, так как он более корректно отражает эффективность проекта.

Чистая приведенная стоимость (NPV).

Это сумма дисконтированных значений потока платежей, приведённых к сегодняшнему дню. Показатель NPV представляет собой разницу между всеми денежными притоками и оттоками, приведенными к текущему моменту времени (моменту оценки инвестиционного проекта). Он показывает величину денежных средств, которую инвестор ожидает получить от проекта, после того, как денежные притоки окупят его первоначальные инвестиционные затраты и периодические денежные оттоки, связанные с осуществлением проекта. Поскольку денежные платежи оцениваются с учетом их временной стоимости и рисков, NPV можно интерпретировать, как стоимость, добавляемую проектом. Ее также можно интерпретировать как общую прибыль инвестора.

Ставка дисконтирования определена, как ставка безрискового размещения средств с поправкой на риск данного проекта, в размере 11,6 %.

Внутренняя норма рентабельности (IRR).

Рассчитывается как ставка дисконтирования, при которой $NPV = 0$.

При принятии инвестиционных решений IRR используется для расчета ставки альтернативных вложений. При выборе из нескольких проектов с разными IRR, выбирается проект с максимальным значением IRR.

Расчет экономической эффективности проекта показал следующие результаты представленные в таблице 23.

Таблица 23 - Показатели экономической эффективности проекта «Модернизация электрической сети 10-0,4 кВ с элементами интеллектуальной сети от центров питания ПС 35 кВ Исток, Протока, Речная, ПС 220 кВ Светлая (СП СЭС)»

Показатель	Значение
Чистая приведенная стоимость, тыс. руб.	1 860
Внутренняя норма доходности, в процентах	11,8
Ставка дисконтирования, в процентах	11,6
Срок окупаемости, лет	10
Дисконтированный срок окупаемости, лет	31

Простой срок окупаемости, который представляет собой срок простого возврата вложенного в проект капитала суммарными чистыми доходами с проекта, согласно расчету, составил 10 лет.

Дисконтированный срок окупаемости, суть которого заключается в приведении будущих денежных потоков (стоимости денег) к моменту начала инвестиций в данный проект, когда потраченные деньги возвращаются с некоторой, заранее определенной рентабельностью – ставкой дисконтирования, тем самым он более корректно отражает эффективность проекта, составил 31 год.

Ставка дисконтирования определена, как ставка безрискового размещения средств с поправкой на риск данного проекта, в размере 11,6 %.

Чистая приведенная стоимость (NPV) имеет положительное значение в сумме 1 860 тыс. руб. Внутренняя норма рентабельности просчитана в размере 11,8 %.

Таким образом, проект «Модернизация электрической сети 10 - 0,4 кВ с

элементами интеллектуальной сети от центров питания ПС 35 кВ Исток, Протока, Речная, ПС 220 кВ Светлая (СП СЭС)» с позиций экономической эффективности и финансовой реализуемости является эффективным.

Таблица 24 – Инвестиционные затраты в строительство

в тысячах рублей

Показатели	Инвестиционные затраты с НДС			
	2016 год	2017 год	2018 год	Всего
Затраты по проекту всего, в т.ч.	41 199,7	53 774,96	90 285,34	185260
Оборудование	531	1 475	3 894	5 900
СМР	34 768,7	52 299,96	86 391,34	173 460
ПИР	5 900	0	0	5 900

В результате выполнения проекта «Модернизация электрической сети 10 - 0,4кВ г. Зея с элементами интеллектуальной сети от центров питания ПС 35/10 кВ Исток, ПС 35/10 кВ Протока, ПС 35/10 кВ Речная, ПС 220/110/35/10 Светлая», с проведением модернизации коммерческого учета по границам розничного рынка электроэнергии на основе АИИС КУЭ электрические сети будут приведены в нормативное техническое состояние, произойдет снижение объемов хищений электроэнергии, что повлияет на снижение потерь электроэнергии и увеличение выручки Общества от услуг по передаче электроэнергии.

Снижение потерь электроэнергии от базового уровня 2014 года в 2015 году составит 60 тыс. кВт·час, при ежегодном снижении в течение периода реализации проекта в 2019 году этот показатель достигнет 11 697 тыс. кВт·час.

Увеличение полезного отпуска электроэнергии за счет снижения коммерческих потерь и увеличения объемов электропотребления в 2019 году от базового уровня 2014 года составит 22 298 тыс. кВт·час.

Наряду с тем, что реализация проекта «Модернизация электрической сети 10 - 0,4 кВ с элементами интеллектуальной сети от центров питания ПС 35 кВ Исток, Протока, Речная, ПС 220 кВ Светлая (СП СЭС)» позволит обеспечить надежное и качественное электроснабжение потребителей, снизить количество аварийных отключений, данный проект является экономически эффективным и финансово реализуемым.

3 ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ РАЗВИТИЯ ФИЛИАЛА АО «ДРСК» «АМУРСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»

3.1 Проблемы инвестиционной политики филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС»

Как отмечалось выше, электроэнергетика является базовой отраслью экономики и затрагивает практически все отрасли экономики. Только опережающее развитие электроэнергетики может послужить фундаментом для экономического роста. Вместе с тем, энергетика остается одной из самых «проблемных» отраслей.

С 90-х годов прошлого столетия электроэнергетическая отрасль России работает в условиях государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию. Тарифы на электроэнергию определяет государство, в настоящее время - Федеральная антимонопольная служба (ФАС).

До 2009 года в России при формировании тарифов в электроэнергетике применялся метод экономически обоснованных затрат – так называемый метод «Затраты плюс». При такой системе ценообразования тарифы для распределительных сетевых компаний устанавливались ежегодно, исходя из текущих затрат, которые региональные регулирующие органы включали в состав необходимой валовой выручки организации (НВВ) для осуществления её деятельности в следующем году. Основными составляющими НВВ при таком методе являются операционные затраты, и в незначительной степени, капитальные вложения, при этом объём выручки ограничивается предварительно заданным регулирующим органом предельным ростом тарифов для конечных потребителей.

Существующая система ценообразования «затраты плюс» обладает рядом существенных недостатков, которые оказали значительное влияние на сложившуюся ситуацию с уровнем износа основных фондов большинства электросетевых компаний, который, по некоторым оценкам, достигает 60 %. Причиной этого послужила острая нехватка инвестиций в отрасль. Потребность в инвестициях до 2020 года составляет 147 млрд. долл., при этом государство не спо-

собно вложить такие средства в развитие энергетики. А потому, в целях реализации принципа реформирования отрасли приказом ФСТ от 26 июня 2008 г. № 231-э были утверждены «Методические указания по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала». Метод доходности инвестированного капитала, основанный на возврате сделанных капиталовложений, должен запустить процесс инвестирования в распределительный сетевой комплекс без кратного роста тарифов для потребителей. В виде «пилотных» проектов методика начала внедряться в 2008 году, а в 2010 г. началось ее широкомасштабное использование по всей стране. Сегодня уже можно говорить о первых результатах и проблемах практической реализации.

История системы регулирования тарифов на основе возврата вложенных средств (RAB – RegulatoryAssetBase) началась в Великобритании в начале 1990-х годов. Она была разработана в процессе приватизации электросетевого комплекса и либерализации рынка электроэнергии. Тогда государство выделило 14 сопоставимых по размерам распределительных сетевых компаний и предложило ввести данную систему. RAB-регулирование оказалось очень эффективным: энергокомпании существенно сократили свои издержки при одновременном увеличении инвестиций в отрасль. На сегодня система RAB в мире считается образцом тарифного регулирования в первую очередь для распределительных электрических сетей, систем водоснабжения и связи.

Данная система, направленная на привлечение инвестиций в строительство и модернизацию сетевой инфраструктуры, предполагает долгосрочное тарифное регулирование. Тариф при RAB-регулировании, в отличие от схемы «затраты плюс», устанавливается не на один год, а на долгосрочный период 3 - 5 лет. И это принципиальная разница, обеспечивающая стабильность и прогнозируемость ситуации для инвесторов, снижающая их риски, а значит, и стоимость капитала для распределительных сетевых организаций.

В рамках реализации региональных инвестиционных программ сетевыми компаниями могут быть использованы как собственные, так и заемные средства.

Основой для расчета тарифа по методике RAB является инвестированный капитал, который состоит из двух частей:

- первоначальная база капитала – стоимость активов сетевой компании на момент введения RAB;
- новый капитал – стоимость инвестиционной программы, осуществляемой собственником.

Необходимая валовая выручка должна быть такой, чтобы акционерам и инвесторам постепенно (в срок до 35 лет) вернулся весь инвестированный капитал (новый и первоначальный). Кроме того, на инвестированный капитал начисляется доход, средства на выплату которого так же закладываются в необходимую валовую выручку.

Основными составляющими НВВ являются:

- возврат инвестированного капитала (амортизация нового и первоначального капитала за 35 лет), что позволит инвесторам в срок до 35 лет вернуть весь инвестированный капитал;
- начисление дохода на инвестированный капитал, средства на выплату которого закладываются в необходимую валовую выручку.
- операционные расходы на содержание сетей, компенсацию технологических потерь и другие затраты.

Эти составляющие метода доходности инвестированного капитала показаны на рисунке 10.

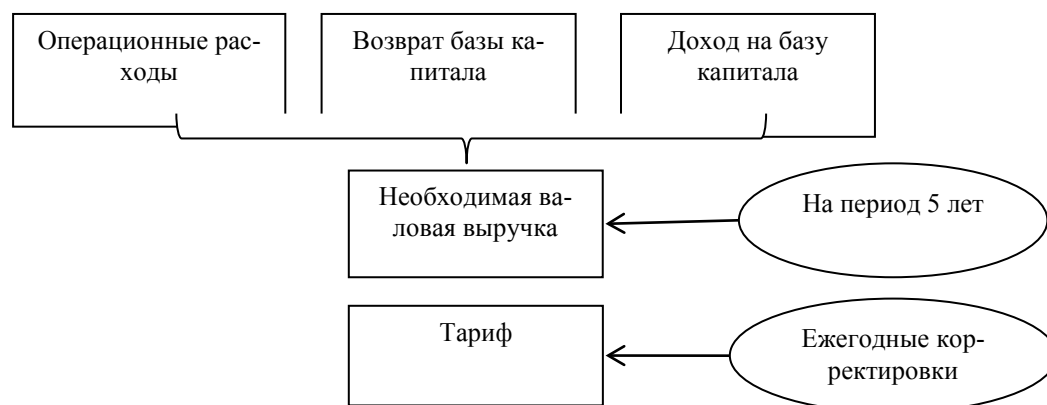


Рисунок 10 - Составляющие метода доходности инвестированного капитала

Принципиальное отличие рассматриваемых систем тарифного регулирования заключается также в объемах привлекаемых инвестиций. По схеме «Затраты плюс» компания, получив прибыль на инвестированный капитал и затраты на амортизацию, именно ее инвестирует в течение года в свое развитие.

При RAB- регулировании для формирования инвестиций можно использовать весь доход на инвестированный капитал и ту часть возврата инвестиционного капитала, которая покрывает амортизацию. При этом деньги, полученные в виде тарифа, не направляются напрямую на инвестиции, а идут на обслуживание заемных средств. Таким образом, кредитные деньги позволяют осуществить мероприятия по обновлению оборудования, что, в свою очередь, снижает издержки и увеличивает доход компании.

Следует отметить, что RAB-регулирование не только позволяет предприятиям привлекать капитал в требуемом объеме и возвращать его не одномоментно, а в течение длительного периода, но и, что очень важно, стимулирует эффективность расходов сетевых организаций. Компания в течение 1 - 3 лет снижает свои издержки, но продолжает работать по утвержденному тарифу. Сэкономленные средства остаются в компании и идут ей в прибыль. Это стимулирует компанию снижать операционные расходы.

Существенным фактором функционирования модели RAB- регулирования является то, что ее долгосрочные параметры подлежат ежегодной корректировке. Тариф может ежегодно индексироваться с учетом макроэкономических показателей (упрощенно говоря – исходя из уровня инфляции). Кроме того, корректировка НВВ производится с учетом ряда факторов, среди которых - исполнение обобщенных показателей надежности и качества оказываемых услуг. Тот факт, что исполнение показателей надежности и качества теперь напрямую влияет на величину необходимой валовой выручки регулируемой организации, несомненно, оказывает стимулирующее действие на обеспечение сетевой организацией заданного уровня электроснабжения. Таким образом, мы наблюдаем весьма интересный процесс: надежность электроснабжения и качество доставленной потребителю электроэнергии переходят из категорий сугубо

технических в категории технико- экономические.

В долгосрочной перспективе происходит снижение тарифа в силу сокращения операционных затрат, так как регулятор спустя пять лет уменьшает их нормативный уровень на величину сэкономленных расходов и удешевления привлекаемого капитала, поскольку при долгосрочности условий тарифообразования и ежегодной индексации с учетом макроэкономических факторов снижаются инвестиционные риски.

Сравнительные показатели эффективности применения методов регулирования тарифов «Затраты плюс» и RAB приведены в таблице 25.

Таблица 25 - Сравнение методов регулирования тарифов «Затраты плюс» и RAB

Показатели	Затраты плюс	RAB
Источник финансирования инвестиционных программ	Тариф	Тариф
Период регулирования	1 год	5 лет (3 года)
Корректировки на объективные отклонения	Нет	ежегодные корректировки
Регулирование операционных расходов	Экономические обоснованные расходы	На основе методов сравнения аналогов
Стимулы снижения операционных расходов	Экономия за 2 года (при согласовании с РЭК)	Экономия за 5 лет остается в компании
Объемы инвестиций	Амортизация плюс прибыль текущего года	Возврат капитала (в расчете на 35 лет) + доход на капитал
Регулирование надежности и качества обслуживания потребителей	Нет	Инвестиционные программы и необходимая валовая выручка привязаны к уровням надежности
Инвестиционная привлекательность	Отсутствует	Повышается

Таким образом, общим для обоих методов является то, что источником финансирования инвестиционных программ является тариф на передачу электроэнергии. Однако, внедрение системы тарифообразования на принципах RAB обладает рядом преимуществ:

- сетевые организации получают возможность изыскивать значительный объем средств на капиталовложения.
- появляются стимулы к снижению затрат и повышению надежности и ка-

чества энергоснабжения;

- обеспечивается возвратность акционерного и заемного капитала на уровне рыночной доходности в отраслях с аналогичным уровнем рисков;

- устанавливаются долгосрочные тарифы с ежегодной индексацией в зависимости от величины инфляции и с учетом других объективных причин, что способствует прозрачности и прогнозируемости денежных потоков компаний.

Филиал АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» перешел на тарифообразование методом RAB в 2011 году. В 2012 году произошло перерегулирование. Таким образом, первый долгосрочный период тарифного регулирования продлился до 2017 года. В результате предприятию удалось существенно увеличить объемы инвестиционной программы. В таблице 26 представлены объемы инвестиционной программы в период за 2008 – 2016 года.

Таблица 25 - Объемы инвестиционной программы в период за 2008 – 2016 года

Год	Освоение капитальных вложений в тек. ценах без НДС, тыс. руб.	Удельный вес, в процентах	Финансирование капитальных вложений в тек. ценах с НДС, тыс. руб.	Удельный вес, в процентах
2008	132 998,59	-	168 991,61	-
2009	344 378,92	158,93	268 348,14	58,79
2010	495 644,39	272,67	538 366,10	218,58
2011	1 000 720,56	652,43	1 094 155,81	547,46
2012	667 796,30	402,11	812 140,30	380,58
2013	590 553,54	344,03	555 036,24	228,44
2014	666 818,73	401,37	854 360,59	405,56
2015	850 778,29	539,69	1 009 349,38	497,28
2016	1 475 955,85	1009,75	1 725 067,26	920,80

Тарифы на электроэнергию для населения, проживающего в сельских населенных пунктах и городских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электронными плитами представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Тарифы на электроэнергетику для населения с 2008 года по 2016 год

Год	Тариф, руб. / кВтч	Удельный вес, в процентах
1	2	3
2008	1,13	-

1	2	3
2009	1,421	25,75
2010	1,576	39,47
2011	1,736	53,63
2012	1,841	62,92
2013	2,156	90,80
2014	2,142	89,56
2015	2,359	108,76
2016	2,38	110,62

На графике представлено как изменялись тарифы для населения за период с 2009 по 2016 год по сравнению с изменением объемов инвестиционной программы.

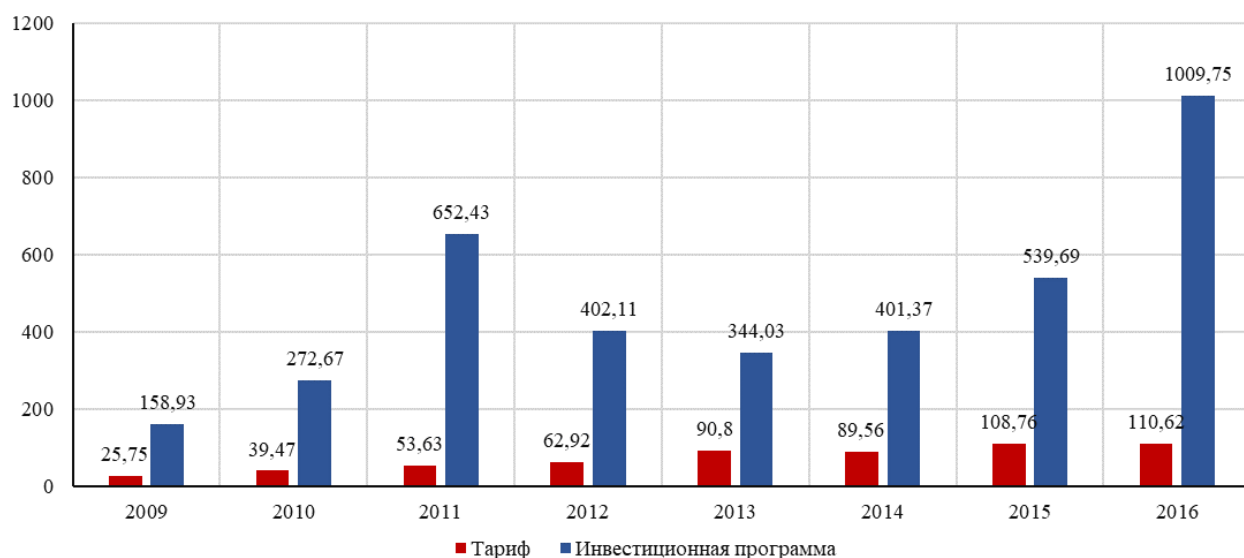


Рисунок 11 - Динамика объемов ИПР филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС» в сопоставлении с динамикой роста тарифов по категории «население» с 2009 по 2016 гг.

На примере Амурских электрических сетей мы наблюдаем, как в отечественной энергетике реализуется механизм регулирования тарифов на основе возврата вложенных средств. А именно, государством проводится политика тарифного сдерживания наряду с увеличением объема инвестиций в основные фонды сетевых компаний. Но при этом до сих пор не реализована одна из составляющих этого механизма – привлечение притока частных инвестиций. Не

смотря на определённый рост объемов инвестиций в электроэнергетику РФ, кардинально ситуация всё же не меняется. Базовое соотношение между стоимостью строительства в пересчете на кВт мощностей и капитализацией компаний не позволяет в полной мере говорить об инвестиционной привлекательности. К тому же энергетика как объект инвестирования обладает существенной спецификой из-за необходимости выполнения ею социальных и инфраструктурных функций. В силу этого целью инвестиционных проектов в сфере энергетики не может быть исключительно максимизация прибыли, и доступ инвесторов к участию в таких проектах, как правило, ограничен, что так же ведет к снижению привлекательности энергетических компаний как объектов инвестирования.

При этом состояние основного парка оборудования и сетей продолжает ухудшаться с каждым годом. Несмотря на существенный рост инвестиционной программы с 2011 года, по состоянию на 01.01.2018 г. износ электросетевого хозяйства филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» составляет 62,9 %, в т.ч. по ЛЭП - 59,2 %, по ПС - 66,6 %. Значительная часть находящегося в эксплуатации оборудования имеет срок службы, превышающий нормативный более чем в 2 раза.

На примере сетевого предприятия Амурской области мы наблюдаем очень непростую ситуацию, складывающуюся в Российской энергетике. Неудовлетворительное состояние электросетевого хозяйства в условиях ограничения в финансовых ресурсах, неизбежно приводят к низким показателям надежности и значительным потерям электроэнергии, и, не смотря на определенные капиталовложения в объекты энергетики, такое положение сетевых организаций на протяжении многих лет существенным образом не меняется. Наряду с этим, в последнее время отмечается значительное усиление влияния на функционирование отрасли целого ряда внешних факторов: растущего энергопотребления в условиях ограниченности энергоресурсов, повышения требований к надежности и качеству электроснабжения со стороны потребителей, формирования государственной политики в сфере энергоэффективности, энер-

гобезопасности, экологической безопасности и охраны окружающей среды, внедрения в электроэнергетику рыночных отношений. Продиктованные вызовами времени, новые требования к энергетике в нормативном виде закреплены в Стратегии ее развития на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р. При этом основная проблема практической реализации стратегических целей заключается именно в том, что реальные возможности сетевых предприятий в сложившихся условиях оказываются несопоставимыми масштабам поставленных задач. И здесь необходима роль государства, прежде всего, по созданию общего благоприятного инвестиционного климата, как в стране, так и в регионах.

3.2 Рекомендации по повышению эффективности инвестиционной деятельности

Поскольку даже повышенные в результате перехода на механизм РAB-регулирования объемы инвестиционной программы не способны кардинально изменить общее состояние основных производственных фондов предприятия, при формировании инвестиционной программы следует «расставлять приоритеты»- в первую очередь включать мероприятия по замене оборудования, срок эксплуатации которого значительно превышает нормативные значения. В таблице 27 представлена выполненная систематизация такого оборудования с разбивкой на периоды «до 25 лет», от 25 до 40 лет» и «более 40 лет».

Таблица 27 – Основные производственные фонды филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» по срокам эксплуатации по состоянию на 01.01.2017 г.

Наименование линий	Класс напряжения кВ	Протяженность всего		в том числе					
				до 25 лет		25-40 лет		более 40 лет	
		км	процент	км	процент	км	процент	км	процент
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ВЛ и КЛ всего:	0,4 - 110	23266,8	100,0	5712,7	24,6	10760,0	46,2	6794,1	29,2
в том числе:									
ВЛ всего:	0,4 - 110	22798,7	100,0	5616,9	24,6	10539,8	46,2	6642,0	29,1
КЛ всего:	0,4 - 110	468,1	100,0	95,8	20,5	220,2	47,0	152,1	32,5
ВЛ и КЛ всего:	0,4 - 10	18431,0	100,0	4954,6	26,9	8810,9	47,8	4665,5	25,3
в том числе:									

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ВЛ всего:	0,4 - 10	17969,0	100,0	4864,9	27,1	8590,7	47,8	4513,4	25,1
в том числе:									
0,4		8942,5	100,0	2395,3	26,8	4019,8	45,0	2527,5	28,3
6		392,2	100,0	138,0	35,2	140,8	35,9	113,5	28,9
10		8634,3	100,0	2331,7	27,0	4430,2	51,3	1872,5	21,7
КЛ всего:	462,00	100,0	89,70	19,4	220,2	47,7	152,1	32,9	32,9
в том числе:									
0,4		294,8	100,0	43,6	14,8	155,7	52,8	95,5	32,4
6		9,0	100,0	7,8	86,7	1,2	13,3	0,0	0,0
10		158,2	100,0	38,3	24,2	63,3	40,0	56,6	35,8
ВЛ и КЛ всего:	4835,8	100,0	758,1	15,7	1949,1	40,3	2128,6	44,0	44,0
в том числе:									
ВЛ всего:	4829,7	100,0	752,0	15,6	1949,1	40,4	2128,6	44,1	44,1
в том числе:									
35		3418,1	100,0	491,1	14,4	1391,4	40,7	1535,6	44,9
110		1411,6	100,0	260,9	18,5	557,7	39,5	593,0	42,0
КЛ всего:	6,10	100,0	6,10	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
в том числе:									
35		0,70	100,0	0,7	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0
110		5,40	100,0	5,4	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0
ПС, ТП всего:	4562,0	100,0	1006,0	22,1	1577,0	34,6	1979,0	43,4	43,4
в том числе:									
ТП 6-35/0,4		4356,0	100,0	975,0	22,38	1476,0	33,9	1905,0	43,7
110		165,0	100,0	24,0	14,55	81,0	49,1	60,0	36,4
35		41,0	100,0	7,0	17,07	20,0	48,8	14,0	34,1

Безусловно, нужно оценивать и реальное состояние оборудования, поэтому в первую очередь следует уделять внимание подготовительной работе, предшествующей формированию инвестиционной программы на следующий год. Эта работа должна включать техническое обследование, диагностику оборудования, проведение анализа аварийности в электрических сетях по каждой единице оборудования.

Большое внимание в филиале АО «ДРСК» «Амурские ЭС» уделяется вопросам потерь электроэнергии при её транспортировке. Потери электроэнергии в электрических сетях – это важнейший показатель экономичности их работы, наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности работы энергоснабжающих организаций. Этот показатель все отчетливее свидетельствует о проблемах, которые требуют безотлагательных решений в развитии, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей, в повышении точности учета электроэнергии, эффективности сбора денежных

средств за поставленную потребителям электроэнергию^{13,14,15,16}.

Согласно стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденной распоряжением правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 года №511-р, одними из целевых ориентиров для электросетевого комплекса является повышение надежности и качества энергоснабжения до уровня, соответствующего запросу потребителей, снижение недоотпуска электрической энергии. Для достижения этих целей необходимо сделать упор на выявление очагов потерь электрической энергии в сетях на основании анализа сбора данных и принять меры по снижению коммерческих и технических потерь.

В целях снижения уровня потерь электроэнергии на предприятии с 2008 года проводится модернизация парка приборов учета электроэнергии и построение системы АИИС КУЭ, принципом которой является сбор в центрах управления данных об объемах передачи электроэнергии на всех уровнях напряжения, а так же обработка данных для составления отчетов за потребленную или отпущенную электроэнергию (мощность), проведения анализа и составления прогноза по потреблению, выполнения анализа стоимостных показателей и, наконец, произведения расчетов за электрическую энергию. За период с 2008 по 2018 год модернизировано 69 289 ПУ (45 % от всего приборного парка).

В период 2019 - 2023 гг. филиалом по ИПР запланирована модернизация еще более 23 тысяч приборов учета по потребителям. В объем планов были включены не только крупные муниципальные образования, но и отдаленные населенные пункты для обеспечения автоматизации съема показаний и оптимизации работы персонала транспорта электроэнергии. Однако, при формировании планов не был просчитан общий экономический эффект от мероприятия.

При расчете экономической эффективности по действующему варианту

¹³ Воротницкий В.Э. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций // Энергосбережение, 2015. №3. С. 53-56.

¹⁴ Воротницкий В.Э. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Динамика, структура, методы анализа и мероприятия // Энергосбережение, 2016. № 2. С. 90 - 94.

¹⁵ Воротницкий В.Э. Методы и средства расчета, анализа и снижения потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям. М., 2017. С. 172.

¹⁶ Шойимова С. П. Потери электроэнергии и способы борьбы с ними // Молодой ученый, 2015. № 23. С. 278 - 280.

инвестиционной программы по мероприятию «Внедрение АИИС КУЭ РРЭ» с позиции снижения эксплуатационных расходов на съём показаний годовой экономической эффект на 2019 год составит 191,25 тыс. руб. Эффект от снижения потерь электроэнергии - 15 742,79 тыс. кВт. ч., в денежном выражении- 32 556,25 тыс. руб. Всего экономический эффект- 32 747,5 тыс. руб. (таблица 28).

Так же проведен анализ по крупным населенным пунктам с высоким уровнем потерь в абсолютной величине, по результатам которого выделены с. Чигири, г. Белогорск, г. Райчихинск, г. Свободный и г. Зея. В случае переориентации объёмов 2019 - 2023 годов на крупные населённые пункты прогнозируемое снижение потерь электроэнергии составит 80 927 тыс. кВт. ч., в т.ч. за 2019 год - 21 415 тыс. кВт.ч., в денежном выражении- 44 286,4 тыс. руб. (таблица 29).

Таблица 28 - Экономический эффект от мероприятий АИИС КУЭ по первоначальному варианту на 2019 год

СП	РЭС	Населенный пункт	Потери по населенному пункту за 2017 год, тыс. кВт×ч		Кол-во точек учета для модернизации в населенном пункте, шт.	Удельное соотношение сверхнормативных потерь на 1 точку учета, тыс. кВт×ч	Эффект 2 019		
			всего	в том числе сверхнорматив.			снижение потерь, тыс. кВт×ч	снижение потерь, тыс. руб.	снижение эксплуатационных затрат, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЦЭС	Благовещенский	Чигири	34 743	25 732	2 811	9,2	7 314	15 126	2
ЦЭС	Константиновский	Новотроицкое	1 054	562	201	2,8	500	1 034	6
ЦЭС	Тамбовский	Гильчин	1 287	344	189	1,8	313	648	8
ЦЭС	Тамбовский	Лиманное	4 026	296	48	6,2	394	816	7
ЦЭС	Тамбовский	Свободка	2 493	118	82	1,4	117	241	5
ВЭС	Завитинский	Антоновка	621	277	82	3,4	294	608	7
ВЭС	Михайловский	Поярково	7 500	4 219	2 498	1,7	1 777	3 674	1
ВЭС	Октябрьский	Борисоглебка	252	165	95	1,7	158	328	13
ВЭС	Октябрьский	Екатеринославка	2 810	981	2 506	0,4	173	358	1
ВЭС	Райчихинский	Безмянное	388	292	53	5,5	292	603	7

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ВЭС	Райчихинский	Райчихинск	15 860	12 732	4 788	2,7	734	1 518	1
ЗЭС	Городской	Свободный	44 958	33 853	11 860	2,9	2 403	4 970	1
ЗЭС	Мазановский	Паутовка	91	21	42	0,5	20	41	12
ЗЭС	Серышевский	Воскресеновка	114	60	37	1,6	70	145	22
ЗЭС	Серышевский	Державинка	206	82	46	1,8	105	217	8
ЗЭС	Серышевский	Новоохотье	74	64	57	1,1	77	159	6
ЗЭС	Центральный	Аэропорт	76	73	108	0,7	46	95	3
ЗЭС	Центральный	Гуран	309	52	72	0,7	41	85	19
ЗЭС	Центральный	Сычевка	195	152	236	0,6	124	256	16
ЗЭС	Шимановский	Н-воскресеновка	290	226	232	1,0	217	448	32
СЭС	Магдагачинский	Гонжа	778	607	352	1,7	574	1 187	13
Всего:			117 559	80 907	26 395		15 743	32 556	191

Таблица 29 - Экономический эффект от мероприятий АИИС КУЭ по скорректированному варианту

СП	РЭС	Населенный пункт	Потери по населенному пункту за 2017 год, тыс. кВт×ч		Кол-во точек учета для модернизации в населенном пункте, шт.	Удельное соотношение сверхнормативных потерь на 1 точку учета, тыс. кВт×ч	Прогнозный эффект по снижению потерь от модернизации ПУ (без учета установки ВПУ), тыс. кВт×ч					
			Всего	в том числе сверхнормативные			2019	2020	2021	2022	2023	итого
ЦЭС	Белогорский	Белогорск	60 838	36 889	9 034	4,1	6 145	6 284	6 525	6 292	5 753	31001
ЦЭС	Благовещенский	Чигири	34 743	25 732	2 811	9,2	7 232	3 167	1 574	2 087	1 300	15360
ВЭС	Райчихинский	Райчихинск	15 860	12 732	4 788	2,7	1 497	1 739	1 120	909	1 069	6334
ЗЭС	Городской	Свободный	44 958	33 929	11 860	2,9	3 067	3 719	2 417	1 971	2 312	13486
СЭС	Зейский	Зeya	27 340	15 354	5 197	3,0	3 474	4 015	2 624	2 133	2 499	14 745
Всего:			183 739	124 636	33 690		21415	18925	14260	13393	12933	80 927

Таким образом, экономически целесообразна корректировка ИПР 2019 года в части изменения объектов модернизации приборов учета электроэнергии

гии. И таким образом нужно подходить ко всем объектам инвестиционной программы предприятия.

Однако, привлечь поток инвестиций в электроэнергетику, не предпринимая кардинальных мер, вряд ли удастся, требуется пересмотр механизмов ее функционирования. И с этой позиции заслуживает внимания концепция интеллектуального развития на платформе Smart Grid, широко применяемая в Америке и странах Западной Европы. Энергетическая система на базе Smart Grid основывается на интеллектуальных технологиях, позволяющих осуществлять в режиме реального времени информационный обмен между всеми участниками процесса передачи электроэнергии, создающих возможности удаленного мониторинга состояния и управления элементами сети, обеспечивающих способность системы к саморегулированию и к самовосстановлению при аварийных ситуациях. В результате происходит значительное повышение надежности электроснабжения, снижение потерь электроэнергии, повышается эффективность управления как капитальными затратами, так и эксплуатационными расходами.

Согласно заключениям зарубежных экспертов, при внедрении Smart Grid снижение потерь при передаче электроэнергии прогнозируется на уровне 25 - 30 %, расходов энергии на хозяйственные нужды – 20 - 45 %, расходов на устранение аварийных повреждений и ремонтные работы – 10 - 15 %, потерь от перерывов в подаче электроэнергии (недоотпуска) – 15 - 20 %, капиталовложений в оборудование - 10 - 15 %¹⁷.

В настоящее время в Амурских электрических сетях реализуется целый ряд проектов по модернизации электросетевого оборудования, которые могут рассматриваться с точки зрения перспектив внедрения Smart Grid. На сегодняшний день в филиале заменено 792 морально и физически устаревших устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) на современные микропроцессорные устройства. В отличие от электромеханических устройств РЗА, имеющих большие габариты и потребляемую мощность, низкую точность и информатив-

¹⁷ Кобец Б.Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. М., 2015. С. 208.

ность, микропроцессорные устройства РЗА лишены этих недостатков и обладают рядом преимуществ, которые обеспечивают повышение устойчивости энергосистемы, а так же надежность электроснабжения потребителей. Внедрен современный программно-технический комплекс «Центр управления сетями», который позволяет диспетчерскому персоналу круглосуточно, в режиме реального времени, отслеживать работу электросетевых объектов предприятия, контролировать параметры, дистанционно управлять режимами работы оборудования и оперативно реагировать на возникающие повреждения. Планомерно модернизируется система телекоммуникаций -на данном этапе связь между всеми узловыми подстанциями 110 кВ филиала организована с применением цифровых каналов связи по волоконно-оптическим кабельным линиям, широкая полоса пропускания которых позволяет передавать большие информационные потоки. Сюда же можно отнести и упомянутое ранее внедрение информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

Безусловно, работа в этом направлении должна быть положена в основу перспективного развития предприятия.

При этом следует отметить, что эффективность инвестиционной деятельности сетевых предприятий во многом зависит от политики, проводимой государством. Так, например, в октябре 2017 года вступили в силу изменения в Федеральном Законодательстве - в соответствии с п. 2 статьи 23.2 Федерального закона от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» с 01.10.2017 г. в состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт запрещено включать расходы, связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя. Это вызвало большой всплеск активности заявителей на технологическое присоединение к сетям сетевых компаний. То, что бесплатно для заявителя, становится выпадающими доходами для сетевой компании. В частности, по филиалу АО «ДРСК» «Амурские ЭС» размер выпадающих доходов, связанных со строительством объектов электро-

сетевого хозяйства для заявителей, присоединяющих энергопринимающие устройства максимальной мощностью до 150 кВт включительно, в 2018 году вырос по отношению к 2017 году почти в 1,5 раза. В 2017 году он составлял 134 558,4 тыс. руб., в 2018 году составит 197 580,0 тыс. руб.

В размер выпадающих доходов предприятия входят так же непокрытые доходами затраты на технологическое присоединение потребителей, получивших земельные участки по программе «Дальневосточный гектар».

Таблица 30 – Выпадающие доходы предприятия по непокрытым доходам по затратам на технологическое присоединение потребителей, получивших земельные участки по программе «Дальневосточный гектар»

Год	Количество договоров	Затраты на строительство, тыс. руб.	Плата заявителей, тыс. руб.	Дефицит средств, тыс. руб.
2017	128	82 063,2	622,9	81 440,3
2018 (прогноз)	199	128 067,0	972,0	127 095,0

Дефицит средств по данной категории заявителей связан с тем, что получатели «дальневосточного гектара», как правило, имеют льготу по ставке платы за технологическое присоединение, при этом выдаваемые участки в большинстве случаев находятся на малозаселенных территориях на значительном удалении от существующих электросетевых объектов сетевой организации.

На сегодняшний день единственным источником компенсации сетевым организациям выпадающих доходов, обусловленных выполнением мероприятий по технологическому присоединению, является тариф на передачу электроэнергии. В условиях политики тарифного сдерживания рост объемов выпадающих доходов неизбежно приведет к тому, что они в перспективе не будут возмещаться в полном объеме. В результате сетевые организации будут вынуждены выполнять обязательства по технологическому присоединению в ущерб мероприятиям, необходимым для обеспечения надежного и качественного электроснабжения потребителей.

Как альтернатива тарифному источнику возмещения непокрытых дохо-

дами затрат на технологическое присоединение могли бы послужить бюджетные средства. Но, на наш взгляд, это не целесообразно. особенно в тех регионах, бюджеты которых дефицитны. К таким субъектам относится и Амурская область. Решение данной проблемы видится в установлении определенных критериев, ограничивающих возможность применения льготного технологического присоединения для заявителей с максимальной мощностью присоединяемых энергопринимающих устройств до 150 кВт. Прежде всего, применение льготы для таких заявителей целесообразно ограничить максимальным расстоянием в 500 метров (независимо от местности) от существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций до объектов заявителей. Другими критериями может служить уровень напряжения - 0,4 кВ и категория надежности электроснабжения - не выше третьей. Очевидно, что эти критерии могут быть установлены только на законодательном уровне.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном исследовании объектом является электроэнергетическая компания филиал АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

Предмет исследования – выступают оценка эффективности инвестиций и инвестиционная деятельность предприятий электроэнергетики.

Основная проблема инвестирования в электроэнергетику является то, что в настоящее время не удается преодолевать негативные тенденции в инвестиционной деятельности, капиталовложения в основные фонды характеризуются нестабильностью.

Во второй главе отчета дана характеристика предприятия, проведен анализ финансового состояния АО «ДРСК», где произведена оценка финансовой устойчивости, рентабельности, деловой активности в период 2014 - 2016 гг. В целом организация поправила свое положение в 2017 г. улучшив значения почти всех показателей и заняла устойчивое финансовое положение. Основными проблемами компании по-прежнему является высокий уровень дебиторской и кредиторской задолженности, несоответствие внеоборотных активов с оборотными, а также высокая доля заемных средств. А так же проведен анализ инвестиционной деятельности филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети». Изучена инвестиционная программа филиала, произведен анализ динамики и структуры инвестиционных вложений. Проанализирована эффективность капитальных вложений инвестиционного проекта «Модернизация электрической сети 10-0,4 кВ г. Зея с элементами интеллектуальной сети от центров питания ПС 35 кВ Исток, Протока, Речная, ПС 220 кВ Светлая (СП СЭС)».

В результате проведенного анализа были сделаны следующие выводы:

- инвестиции, направленные в основной капитал, финансируются в основном не за счет привлеченных средств, а за счет собственных;
- инвестиции по большей части направлены на ремонт и реконструкцию устаревшего оборудования;
- отсутствует возможность привлекать средства в достаточном размере, что отрицательно отражается на состоянии основных фондов электроэнергети-

ки, приводя к ухудшению финансовое состояние, что влияет на снижение конкурентоспособности продукции.

В третьей главе рассмотрены выявленные проблемы инвестиционной политики филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»

Рекомендации по привлечению потока инвестиций в электроэнергетику, предложенная в данном исследовании основывается на концепции интеллектуального развития на платформе Smart Grid, широко применяемая в Америке и странах Западной Европы. Энергетическая система на базе Smart Grid основывается на интеллектуальных технологиях, позволяющих осуществлять в режиме реального времени информационный обмен между всеми участниками процесса передачи электроэнергии, создающих возможности удаленного мониторинга состояния и управления элементами сети, обеспечивающих способность системы к саморегулированию и к самовосстановлению при аварийных ситуациях. В результате происходит значительное повышение надежности электрообеспечения, снижение потерь электроэнергии, повышается эффективность управления как капитальными затратами, так и эксплуатационными расходами.

Согласно заключениям зарубежных экспертов, при внедрении Smart Grid снижение потерь при передаче электроэнергии прогнозируется на уровне 25 - 30 %, расходов энергии на хозяйственные нужды – 20 - 45 %, расходов на устранение аварийных повреждений и ремонтные работы - 10 - 15 %, потерь от перерывов в подаче электроэнергии (недоотпуска) – 15 - 20 %, капиталовложений в оборудование - 10 - 15 %.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Аакер, Д. Стратегическое рыночное управление / Д. Аакер. – СПб. : Питер, 2014. – 231 с.
- 2 Акопов, С.Э. Инвестиционный процесс в рамках евразийской интеграции / С.Э. Акопов // Экономические науки. – 2015. – № 3. – С. 46.
- 3 Алхасов, А.Б. Возобновляемая электроэнергетика / А.Б. Алхасов. – М. : Эксмо, 2016. – 451 с.
- 4 Аникин, А.В. Юность науки / А.В. Аникин. – М. : Наука, 2016. – 361 с.
- 5 Антонова, Е.А. Энергетика и развитие Китая / Е.А. Антонова // Экономические науки. – 2017. – № 10. – С. 54.
- 6 Артамонов В.С. Формирование инвестиционной стратегии регионального электроэнергетического комплекса / В.С. Артамонов, В.В. Булавчик [Электронный ресурс] // Вестник Санкт-Петербургского Университета ГПС МЧС России : офиц. сайт. – Режим доступа : vestnik.igps.ru/wp-content/uploads/V1/17.pdf. – 12.11.2018.
- 7 Бадалов, А.Р. Развитие методологии управления инвестиционной деятельностью в компаниях топливно-энергетического комплекса: автореф. дис. ... д-ра экон. наук / А.Р. Бадалов. – М., 2016. – 45 с.
- 8 Байтов, А.И. Энергетическая безопасность России в условиях рыночных отношений в электроэнергетике / А.И. Байтов, В.В. Великороссов, А.М. Карякин. – М. : Бином, 2017. – 612 с.
- 9 Блауг, М. 100 великих экономистов до Кейнса / М. Блауг. – СПб. : Питер, 2015. – 236 с.
- 10 Боди, Ц. Инвестиции / Ц. Боди, А.Дж. Маркус, А. Кейн. – М. : Юрайт, 2014. – 369 с.
- 11 Большой экономический словарь / под ред. А.Н. Азрилияна. – М. : Наука, 2014. – 852 с.
- 12 Борталевич, С.И. К вопросу эффективности системы тарифоприменения в электроэнергетике / С.И. Борталевич // Известия Иркутской государственной экономической академии. – 2017. – № 1. – С. 45.

- 13 Бочаров, А.Ю. Процесс слияния и поглощения как инвестиционная стратегия предприятия / А.Ю. Бочаров // Экономические науки. – 2016. – № 7. – С. 154.
- 14 Бочаров, В.В. Инвестиции / В.В. Бочаров. – М. : Инфра-М, 2017. – 236 с.
- 15 Бьюкенен, Д. Политика без романтики : краткое изложение позитивной теории общественного выбора и ее нормативных условий / Д. Бьюкенен [Электронный ресурс] // Seinstitute : офиц. сайт. – Режим доступа : http://www.seinstitute.ru/Files/veh4-3-13_Buchanan_p417-434.pdf. – 12.11.2018.
- 16 Веблен, Т.Б. Теория делового предприятия / Т.Б. Веблен. – М. : Норма, 2017. – 354 с.
- 17 Велихов, Е.П. Россия в мировой энергетике XXI века / Е.П. Велихов, А.Ю. Гагаринский, С.А. Субботин. – М. : Юрайт, 2016. – 235 с.
- 18 Веселов, Ф.В. Реформирование электроэнергетики и проблемы развития генерирующих мощностей / Ф.В. Веселов [Электронный ресурс] // СБ-Энерго : офиц. сайт. – Режим доступа : www.energo21.ru/articles/Veselov.pdf. – 15.11.2018.
- 19 Волков, Л.В. Реформирование электроэнергетики России: промежуточные итоги и дальнейшие планы / Л.В. Волков, Е.В. Ходячих // Эффективное антикризисное управление. 2016. № 2 [Электронный ресурс] // Стратегические решения и риск менеджмент : офиц. сайт. – Режим доступа : http://www.e-c-m.ru/magazine/61/eau_61_25.htm. – 15.11.2018.
- 20 Волкова, Е.Д. Система и проблемы управления развитием электроэнергетики России / Е.Д. Волкова, С.В. Подковальников, В.А. Савельев [Электронный ресурс] // ИНП РАН : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://www.ecfor.ru/pdf.php?id=2012/4/04>. – 12.11.2018.
- 21 Воротницкий В.Э. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций // Энергосбережение, 2015. №3. С. 53-56.
- 22 Воротницкий В.Э. Снижение потерь электроэнергии в электрических

сетях. Динамика, структура, методы анализа и мероприятия // Энергосбережение, 2016. № 2. С. 90 - 94.

23 Воротницкий В.Э. Методы и средства расчета, анализа и снижения потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям. М., 2017. С. 172.

24 Гительман, Л. Реформа электроэнергетики : ревизия или продолжение курса / Л. Гительман, Б. Ратников // Энергорынок. – 2016. – № 9(92). – С. 34 – 41.

25 Годовой отчет РАЭ «ЕЭС России» за 2017 г. [Электронный ресурс] // РАЭ «ЕЭС России» : офиц. сайт. – Режим доступа : http://www.raoees.ru/ru/investor/reporting/reports/report2007/6_5.htm. – 17.11.2018.

26 Горюнова, М.П. Экономические инструменты обеспечения инвестиционной привлекательности электроэнергетических проектов : автореф. дис. ... канд. экон. наук / М.П. Горюнова. – М., 2016. – 22 с.

27 Горючие отходы. Использование биомассы в энергетике [Электронный ресурс] // Библиотекарь.ру : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://www.bibliotekar.ru/spravochnik-151-biomassa/2.htm> 155. – 16.11.2018.

28 Григорьева, А.В. Распределять в интересах потребителя / А.В. Григорьева // Экономика и жизнь. – 2017. - № 9. – С. 42.

29 Гусев, А.С. Проекты ГЧП в сфере электроэнергетики : проблемы и перспективы / А.С. Гусев [Электронный ресурс] // Smartutilitiesrussia.com : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://www.smartutilitiesrussia.com/Pages/Detail/3062?lang>. – 16.11.2018.

30 Гусев, С.Н. Государственная инвестиционная политика России : цели, задачи, инструменты регулирования / С.Н. Гусев // Экономические науки. – 2014. – № 10. – С. 76.

31 Джетписова, А.Б. Эволюция подходов к развитию теории инвестиций / А.Б. Джетписова // Экономические науки. – 2016. – № 2. – С. 77.

32 Домар, Е. Очерки теории экономического роста / Е. Домар. – М. : Наука, 2015. – 314 с.

33 Дубинин, Е. Анализ рисков инвестиционного проекта / Е. Дубинин [Электронный ресурс] // Корпоративный менеджмент : офиц. сайт. – режим доступа : http://www.cfin.ru/finanalysis/invrisk/inv_risk.shtml. – 13.11.2018.

34 Дубинин, С. Механизм гарантирования инвестиций – лекарство от энергодефицита / С. Дубинин [Электронный ресурс] // РАЭ «ЕЭС России» : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://www.rao-ees.ru/ru/news/speech/execspeech>. – 12.11.2018.

35 Дубовцев, Д.Г. Атомная энергетика как «опорная точка» инновационного развития экономики России / Д.Г. Дубовцев // Экономические науки. Экономические науки. – 2017. – № 1. – С. 85.

36 Елисеева, Е.Л. Меркантилизм. Экономические предпосылки меркантилизма. Особенности меркантилизма как экономической идеи / Е.Л. Елисеева, Н.И. Роньшина [Электронный ресурс] // FXtreder.ru : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://fxtreder.ru/People/03.05-1.html>. – 19.11.2018.

37 Ельчанинов, Д.В. Инвестиционная политика в антикризисном управлении / Д.В. Ельчанинов // Экономические науки. – 2016. – № 5. – С. 112.

38 Застерова, П.И. Иностранные инвестиции в системе обеспечения экономической безопасности / П.И. Застерова // Экономические науки. – 2017. – № 7. – С. 114.

39 Игонина, Л.Л. Инвестиции / Л.Л. Игонина. – М. : Инфра, 2015. – 258 с.

40 Инвестиции в России 2015. – М. : Госкомстат, 2016. – 512 с.

41 Инвестиционная политика в электроэнергетике [Электронный ресурс] // Министерство энергетики Российской Федерации : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://minenergo.gov.ru/activity/powerindustry/powerdirection/investpolit>. – 17.11.2018.

42 Йескомб, Э.Р. Принципы проектного финансирования / Э.Р. Йескомб. – М. : Норма, 2017. – 341 с.

43 Карашева, А.Г. Реформирование электроэнергетики : проблемы отрасли и региона / А.Г. Карашева, А.В. Кульбаев // Проблемы современной экономики. – 2017. – № 2. – С. 45.

- 44 Карякин, А.М. Проблемы реализации инвестиционных программ в электроэнергетике / А.М. Карякин, А.В. Байтов, А.А. Андреев // Вестник ИЭГУ. – 2016. – № 1. – С. 56.
- 45 Кашин, А.И. Государственная инвестиционная политика: системный аспект / А.И. Кашин // Экономические науки. – 2015. – № 3. – С. 15.
- 46 Кейнс, Дж. М. Общая теория занятости, процента и денег / Дж.М. Кейнс. – М. : Юрайт, 2016. – 336 с.
- 47 Кенэ, Ф. Избранные экономические произведения / Ф. Кенэ. – М. : Наука, 2016. – 459 с.
- 48 Кобец Б.Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. М., 2015. С. 208.
- 49 Ковтун, Е.А. Влияние мирового экономического кризиса на инвестиции и паевые инвестиционные фонды / Е.А. Ковтун // Экономические науки. – 2014. – № 10. – С. 64.
- 50 Кондратьев, С. Электроэнергетика: текущее состояние и перспективы / С. Кондратьев [Электронный ресурс] // Национальный исследовательский университет : офиц. сайт. – Режим Доступа : www.hse.ru/data/441/819/1235/kondratev.doc. – 12.11.2018.
- 51 Конопляник, А.А. Россия и Энергетическая Хартия / А.А. Конопляник. – М. : Норма, 2015. – 369 с.
- 52 Косыгина, А.В. Факторы, влияющие на инвестиции в секторе генерации в либерализованных электроэнергетиках стран с переходными и развивающимися экономиками / А.В. Косыгина [Электронный ресурс] // Национальный исследовательский университет : офиц. сайт. – Режим Доступа : www.hse.ru/data/542/164/1235/Косыгина.doc. - 15.11.2017.
- 53 Курс экономики /под ред. Б.А. Райзберга. – М. : Инфра-М, 2016. – 452 с.
- 54 Латкин, А.П. Оценка потребностей в инвестиционных ресурсах для технологического перевооружения предприятий энергетики / А.П. Латкин, О.А. Соболева // Российское предпринимательство. – 20017. – № 1. – С. 98 - 102.

55 Леонтьев, Г. Малая энергетика в различных ракурсах / Г. Леонтьев // Мировая энергетика. – 2016. – № 6. – С. 46.

56 Мажажихов, А.А. Проблемы и перспективы привлечения инвестиций в региональную электроэнергетику / А.А. Мажажихов, А.Ч. Коков [Электронный ресурс] // Вестник Санкт-Петербургского Университета ГПС МЧС России : офиц. сайт. – Режим доступа : vestnik.igps.ru/wpcontent/uploads/V21/6.pdf. – 17.11.2018.

57 Мазелис, Л.С. Прямые иностранные инвестиции как ведущая форма экспорта капитала / Л.С. Мазелис // Экономические науки. – 2017. – № 12. – С. 56.

58 Маршалл, А. Принципы экономической науки / А. Маршалл. – М. : Наука, 2014. – 157 с.

59 Махортова, А.В. Роль электроэнергетики в развитии экономики России : состояние и инвестиции / А.В. Махорова [Электронный ресурс] // Международная научно-практическая конференция «Плехановские чтения» : офиц. сайт. – Режим доступа : reu-ipr.ru/theses25/2/398.doc. – 19.11.2018.

60 Меламед, Л. Экономика электроэнергетики. Рыночная политика / Л. Меламед, М. Лычагин. – М. : Норма, 2014. – 239 с.

61 Менгер, К. Австрийская школа в политической экономии / К. Менгер, Е. БемБаверк, Ф. Визер. – М. : Норма, 2016. – 612 с.

62 Механизмы стимулирования возобновляемой энергетики [Электронный ресурс] // Altenergetics.ru : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://altenergetics.ru/articles/322-mekhanizmu-stimulirovaniya-vie>. – 18.11.2018.

63 Митчел, В. Типы экономической теории / В. Митчел. – М. : Наука, 2014. – 339 с.

64 Можяева, С.В. Экономика энергетического производства / С.В. Можяева. – М. : Норма, 2017. – 394 с.

65 Нарастающие диспропорции в энергетике [Электронный ресурс] // РАЭксперт : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://www.raexpert.ru/researches/energy/teploenergetic/2/>. – 16.11.2018.

66 Наумов, Э. Как привлечь инвестиции в российскую электроэнергетику и обеспечить их эффективностью / Э. Наумов, В. Лохманов [Электронный ресурс] // Smartgrid.ru: офиц. сайт. – Режим доступа : <http://www.smartgrid.ru/tochka-zreniya/avtorskie-kolonki/kak-privlechinvesticiiv-rossiyskuyu-elektroenergetiku-i>. – 19.11.2018.

67 Нестулаева Д.Р. Реализация инвестиционной стратегии на предприятии электроэнергетики : автореф. дис. ... канд. экон. наук / Д.Р. Нестулаева. – Казань, 2017. – 24 с.

68 Нуримухаметов, Р.М. Формирование институциональной структуры процессов трансформации сбережений в инвестиции / Р.М. Нуримухаметов // Экономические науки. – 2016. – № 8. – С. 45.

69 Обзор применяемых в субъектах Российской Федерации возобновляемых источников энергии [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – Режим доступа : archive.minregion.ru/OpenFile.ashx/obzor.doc?AttachID=1175. – 16.11.2018.

70 Основные виды производства электроэнергии на территории России [Электронный ресурс] // Министерство энергетики РФ : офиц. сайт. URL: http://minenergo.gov.ru/activity/powerindustry/powersector/structure/manufacture_principal_views/ (дата обращения : 15.11.2018).

71 Приходина, М. Высокие ставки на малую генерацию / М. Приходина, Н. Телегина // РБК. – 2016. – № 11. – С. 45.

72 Пушкин, А. Правовой режим иностранных инвестиций в Российской Федерации / А. Пушкин. – М. : Норма, 2016. – 258 с.

73 Раппопорт, А.Н. Реструктуризация российской электроэнергетики : методология, практика, инвестирование / А.Н. Раппопорт. – М. : Юрайт, 2015. – 159 с.

74 Робертус, В.В. Инвестиционная деятельность топливноэнергетического комплекса как фактор обеспечения экономической безопасности Российской Федерации : автореф. дис. ... канд. экон. наук / В.В. Робертус. – М., 2015. – 24 с.

75 Российский статистический ежегодник 2017. М., 2017. С. 360 – 420.

76 Саакян, Ю. Дефицит тарифных источников обеспечения инвестиционных программ предприятий электроэнергетики тормозит экономический рост / Ю. Саакян [Электронный ресурс] // Институт проблем естественных монополий (ИПЕМ) : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://ipem.ru/index.php/2008-08-14-07-17-03/2010-11-13-14-30-20/950-2011-04-13-14-02-42.html>. – 13.11.2018.

77 Сетевые компании переходят на RAB-регулирование [Электронный ресурс] // Блогэнергетика.рф : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://www.masterwire.ru/setevye-kompanii-perexodyat-na-rab-regulirovanie>. – 16.11.2018.

78 Смирнов, А.И. Современная государственная инвестиционная политика Красноярского края / А.И. Смирнов, Д.Е. Кацик, И.Р. Руйга // Экономические науки. – 2017. – № 8. – С. 46.

79 Смит, А. Исследование о природе и причинах богатства народов / А. Смит. – М. : Инфра-М, 2017. – 336 с.

80 Соллоу, Р.М. Экономика ресурсов и ресурсы экономики / Р.М. Соллоу. – М. : Наука, 2016. – 587 с.

81 Солнечная энергетика [Электронный ресурс] // Консалтинговая группа «Текарт» : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://www.cleandex.ru/all/energy/solar/>. – 16.11.2018.

82 Субботин, А.Л. Джон Стюарт Милль об индукции / А.Л. Субботин. – М. : ИФ РАН, 2016. – 76 с.

83 Суслов Н.И. Электроэнергетические системы России и США : общие черты и ключевые различия / Н. Суслов, Е. Мельтенисова // Проблемы современной экономики. – 2017. – № 2. – С. 64.

84 Суслов, Н. Формирование инвестиционной привлекательности американских энергетических компаний : возможные уроки для России / Н. Суслов, Е. Мельтенисова // Энергорынок. – 2016. – № 9 (92). – С. 13 - 17.

85 Тарифы на электроэнергию в Краснодарском крае [Электронный ресурс] // Новые тарифы : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://newtariffs.ru/tariff/tarify-predelnye-minimalnye-i-maksimalnye-tarify-naelektricheskuyu-energiyu-dlya-naseleni>. – 18.11.2018.

- 86 Теплова, Т.В. Инвестиции / Т.В. Теплова. – М. : Экономика, 2016. – 456 с.
- 87 Шойимова С. П. Потери электроэнергии и способы борьбы с ними // Молодой ученый, 2015. № 23. С. 278 - 280.
- 88 Энергетическая Стратегия России на период до 2030 г. [Электронный ресурс] : утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р. Доступ из срав.-правовой системы «Гарант».
- 89 Энергоэффективные технологии [Электронный ресурс] // «Сименс» в России : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://w3.siemens.ru/energy-efficiency/energy-efficiency.html?stc=ruc020019>. – 16.11.2018.
- 90 Юрченко, А.В. Стратегия модернизации: нужны ли иностранные инвестиции в России? / А.В. Юрченко // Вопросы экономики и права. – 2016. – № 12. – С. 46.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Бухгалтерский баланс за 2015 год

Бухгалтерский баланс на 31 декабря 2015 г.		Коды		
		31	12	2015
Организация	Акционерное общество "Дальневосточная распределительная сетевая компания"	Форма по ОКУД	0710001	
Идентификационный номер налогоплательщика		Дата (число, месяц, год)		
Вид экономической деятельности	Передача электроэнергии	по ОКПО	78900638	
Организационно-правовая форма / форма собственности	Непубличное акционерное общество / Частная собственность	ИНН	2801108200	
Единица измерения:	в тыс. рублей	по ОКВЭД	40.12	
Местонахождение (адрес)	675000, Амурская обл, Благовещенск г, Шевченко ул, дом № 28	по ОКФС / ОКФС	1 22 67	15
		по ОКБИ	384	

Пояснения	Наименование показателя	Код	На 31 декабря 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
	АКТИВ				
	I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
	Нематериальные активы	1110	-	-	-
	Результаты исследований и разработок	1120	2 674	4 014	5 828
	Нематериальные поисковые активы	1130	-	-	-
	Материальные поисковые активы	1140	-	-	-
3.1	Основные средства	1150	28 728 220	28 091 630	25 094 222
	в том числе:				
3.2	незавершенное строительство	1151	2 376 047	2 311 244	2 438 797
	Доходные вложения в материальные ценности	1160	-	-	-
	Финансовые вложения	1170	-	-	-
	Отложенные налоговые активы	1180	327 094	446 216	465 349
3.3	Прочие внеоборотные активы	1190	24 212	18 088	15 966
	Итого по разделу I	1100	27 080 200	26 559 968	25 580 763
	II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
3.4	Запасы	1210	457 218	457 265	382 405
	в том числе:				
	сырье и материалы и иные аналогичные ценности	1211	430 722	419 830	368 687
	расходы будущих периодов	1212	36 194	37 079	15 417
	Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	999	2 939	248
3.5	Дебиторская задолженность	1230	2 085 218	2 930 613	2 151 963
	в том числе:				
	платежи по которой ожидается более чем через 12 месяцев после отчетной даты	1231	44 251	118 151	158 028
	платежи по которой ожидаются в течении 12 месяцев после отчетной даты	1232	2 040 967	2 812 462	1 993 935
	Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	-	-	-
3.6	Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	330 073	599 771	1 792 908
	Прочие оборотные активы	1260	216 856	188 321	137 213
	Итого по разделу II	1200	3 100 363	4 178 908	4 464 957
	БАЛАНС	1800	30 180 563	30 738 877	30 044 820

Закрытое акционерное общество
«Эйч Эл Би Энергаудит»
(ЗАО «Эйч Эл Би Энергаудит»)

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А
Бухгалтерский баланс за 2015 год

Форма 0710001 с.2

Пояснения	Наименование показателя	Код	На 31 декабря 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.	На 31 декабря 2013 г.
	ПАССИВ				
	III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ				
3.7	Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	9 660 910	9 660 910	9 103 332
	Собственные акции, выкупленные у акционеров	1320	-	-	-
3.7	Переоценка внеоборотных активов	1340	7 186 502	7 186 502	7 186 502
3.7	Дополнительный капитал (без переоценки)	1350	271 644	271 644	228 000
3.7	Резервный капитал	1360	-	-	-
	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	(1 938 954)	(1 724 947)	(2 087 818)
	в том числе:				
	отчетного года	1371	(214 017)	382 871	310 862
	Итого по разделу III	1300	15 180 092	15 394 109	14 428 016
	IV. ДОЛГΟΣРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
3.8	Заемные средства	1410	8 768 000	6 725 207	8 683 602
	Отложенные налоговые обязательства	1420	1 506 227	1 440 776	1 172 185
	Оценочные обязательства	1430	-	-	-
3.9	Прочие обязательства	1450	344 729	393 204	320 394
	Итого по разделу IV	1400	7 618 956	8 559 186	7 148 181
	V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
3.8	Заемные средства	1510	3 338 530	2 250 376	3 266 360
3.9	Кредиторская задолженность	1520	3 734 411	4 273 309	4 975 200
	в том числе:				
	поставщикам и подрядчикам	1521	1 409 758	2 330 696	3 169 637
	векселя к уплате	1522	2 000	2 000	2 000
	задолженность по оплате труда перед персоналом	1523	352 593	277 345	228 399
	задолженность перед государственными и внебюджетными фондами	1524	117 474	89 019	81 008
3.10	задолженность по налогам и сборам	1525	508 760	303 574	278 161
	завансы полученные	1526	1 228 568	1 114 987	578 948
	прочие кредиторы	1527	65 256	103 686	637 087
	Доходы будущих периодов	1530	114	393	423
3.15	Оценочные обязательства	1540	302 128	255 513	224 052
	Прочие обязательства	1550	6 332	5 961	5 568
	Итого по разделу V	1500	7 381 515	8 785 572	8 470 623
	БАЛАНС	1700	30 189 583	30 738 867	30 044 820

Руководитель

(подпись)

Андреев Е.О.А.

(расшифровка подписи)



Главный бухгалтер

(подпись)

Игнатова Е.А.

(расшифровка подписи)

10 марта 2016 г.

Закрытое акционерное общество
«Эн Би ВексАудит»
(ЗАО «Эн Би ВексАудит»)

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Бухгалтерский баланс за 2016 год

Бухгалтерский баланс
на 31 декабря 2016 г.

Организация	Акционерное общество "Дальневосточная распределительная сетевая компания"	Дата (число, месяц, год)	31	12	2016
Идентификационный номер налогоплательщика		Форма по ОКУД	0710001		
Вид экономической деятельности	Передача электроэнергии и технологическое присоединение к распределительным электросетям	по ОКПО	78900638		
Организационно-правовая форма / форма собственности	Непубличное акционерное общество / Частная собственность	ИНН	2801108200		
Единица измерения:	в тыс. рублей	по ОКВЭД	35.12		
Местонахождение (адрес)	675000, Амурская обл, Благовещенск г, Шевченко ул, дом № 28	по ОКОПФ / ОКФС	12287	16	
		по ОКЕИ	384		


Пояснения	Наименование показателя	Код	На 31 декабря 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
	АКТИВ				
	I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
3.1	Нематериальные активы	1110	10 722	-	-
	Результаты исследований и разработок	1120	1 333	2 674	4 014
	Нематериальные поисковые активы	1130	-	-	-
	Материальные поисковые активы	1140	-	-	-
3.1	Основные средства	1150	28 278 010	26 725 220	26 091 630
	в том числе:				
3.2	незавершенное строительство	1151	2 466 226	2 376 047	2 438 797
	Доходные вложения в материальные ценности	1160	-	-	-
	Финансовые вложения	1170	-	-	-
	Отложенные налоговые активы	1180	101 903	327 094	446 216
3.3	Прочие внеоборотные активы	1190	111 166	24 212	18 088
	Итого по разделу I	1100	28 503 134	27 080 200	26 559 958
	II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
3.4	Запасы	1210	430 848	467 218	457 285
	в том числе:				
	сырье и материалы и иные аналогичные ценности	1211	402 800	431 722	419 830
	расходы будущих периодов	1212	26 053	38 194	37 079
	Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	4 383	999	2 939
3.5	Дебиторская задолженность	1230	5 333 097	2 085 218	2 930 613
	в том числе:				
	платежи по которой ожидается более чем через 12 месяцев после отчетной даты	1231	3 160 610	44 251	116 151
	платежи по которой ожидается в течение 12 месяцев после отчетной даты	1232	2 182 587	2 040 967	2 612 462
	Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	-	-	-
3.6	Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	2 564 509	330 073	599 771
	Прочие оборотные активы	1260	935 534	216 955	188 321
	Итого по разделу II	1200	9 268 471	3 100 383	4 178 809
	БАЛАНС	1600	37 771 605	30 180 583	30 738 867

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Бухгалтерский баланс за 2016 год

Форма 0710001 с 2

Пояснения	Наименование показателя	Код	На 31 декабря 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.
	ПАССИВ				
	III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ				
3.7	Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	9 860 910	9 860 910	9 860 910
	Собственные акции, выкупленные у акционеров	1320	-	-	-
3.7	Переоценка внеоборотных активов	1340	7 829 008	7 186 502	7 186 502
3.7	Добавочный капитал (без переоценки)	1350	271 644	271 644	271 644
3.7	Резервный капитал	1360	-	-	-
	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	(463 050)	(1 938 964)	(1 724 847)
	в том числе:				
	отчетного года	1371	1 471 394	(214 017)	(382 871)
	Итого по разделу III	1300	17 398 510	15 180 092	15 384 109
	IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
3.8	Заемные средства	1410	7 831 000	5 788 000	6 725 207
	Отложенные налоговые обязательства	1420	1 633 186	1 506 227	1 440 775
	Оценочные обязательства	1430	-	-	-
3.9	Прочие обязательства	1450	4 084 348	344 729	383 204
	Итого по разделу IV	1400	13 558 534	7 638 956	8 559 186
	V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
3.8	Заемные средства	1510	988 202	3 338 530	2 250 376
3.9	Кредиторская задолженность	1520	5 003 628	3 734 411	4 273 309
	в том числе:				
	поставщикам и подрядчикам	1521	1 115 812	1 409 758	2 330 688
	векселя в уплате	1522	2 000	2 000	2 000
	задолженность по оплате труда перед персоналом	1523	256 941	352 593	277 345
	задолженность перед государственными и внебюджетными фондами	1524	102 505	117 474	89 019
3.10	задолженность по налогам и сборам	1525	1 188 166	558 760	355 574
	авансы полученные	1526	2 185 381	1 228 968	1 114 987
	прочие кредиторы	1527	152 843	65 258	103 686
	Доходы будущих периодов	1530	56	114	393
3.15	Оценочные обязательства	1540	344 563	302 128	255 513
	Прочие обязательства	1550	478 112	6 332	5 981
	Итого по разделу V	1500	6 814 561	7 381 515	6 785 572
	БАЛАНС	1700	37 771 805	30 180 563	30 738 887

Руководитель  
02 марта 2017 г.

Главный бухгалтер  Игнатова Е.А.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Бухгалтерский баланс за 2017 год

Бухгалтерский баланс		на 31 декабря 2017 г.		Коды		
		Дата (число, месяц, год)		0710001		
		Форма по ОКУД		31	12	2017
Организация	Акционерное общество "Дальневосточная распределительная сетевая компания"	по ОКПО		78900538		
Идентификационный номер налогоплательщика		ИНН		2801108200		
Вид экономической деятельности	Передача электроэнергии и технологическое присоединение к распределительным электросетям	по ОКВЭД		35.12		
Организационно-правовая форма / форма собственности	Непубличное акционерное общество / Частная собственность	по ОКФС / ОКФС		12287	18	
Единица измерения:	в тыс. рублей	по ОКЕИ		384		
Местонахождение (адрес)	675000, Амурская обл, Благовещенск г, Шевченко ул, дом № 28					

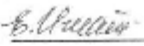
Пояснения	Наименование показателя	Код	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
	АКТИВ				
	I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
	Нематериальные активы	1110	9 508	10 722	-
	Результаты исследований и разработок	1120	-	1 333	2 674
	Нематериальные поисковые активы	1130	-	-	-
	Материальные поисковые активы	1140	-	-	-
3.1	Основные средства	1150	31 333 272	28 278 010	26 726 220
	в том числе:				
3.2	незавершенное строительство	1151	3 924 160	2 465 225	2 376 047
	Доходные вложения в материальные ценности	1160	-	-	-
	Финансовые вложения	1170	-	-	-
	Отложенные налоговые активы	1180	101 491	101 903	327 094
3.3	Прочие внеоборотные активы	1190	71 865	111 168	24 212
	Итого по разделу I	1100	31 515 136	29 503 134	27 080 200
3.4	Запасы	1210	484 402	430 948	467 218
	в том числе:				
	сырье и материалы и иные аналогичные ценности	1211	426 079	402 600	431 722
	расходы будущих периодов	1212	56 031	28 053	35 194
	Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	1 393	4 383	999
3.5	Дебиторская задолженность	1230	7 945 351	5 333 097	2 086 218
	в том числе:				
	платежи по которой ожидается более чем через 12 месяцев после отчетной даты	1231	4 978 762	3 150 510	44 251
	платежи по которой ожидаются в течении 12 месяцев после отчетной даты	1232	2 966 589	2 182 587	2 040 967
	Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	-	-	-
3.6	Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	3 698 210	2 564 509	330 073
3.5	Прочие оборотные активы	1260	1 984 638	935 534	216 855
	Итого по разделу II	1200	13 813 994	9 268 471	3 100 363
	БАЛАНС	1600	45 330 130	37 771 605	30 180 563

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ В
Бухгалтерский баланс за 2017 год

Форма 0710001 с 2

Пояснения	Наименование показателя	Код	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.	На 31 декабря 2015 г.
	ПАССИВ				
	III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ				
3.7	Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	9 660 910	9 660 910	9 660 910
	Собственные акции, выкупленные у акционеров	1320	-	-	-
3.7	Переоценка внеоборотных активов	1340	7 929 377	7 929 005	7 188 502
3.7	Добавочный капитал (без переоценки)	1350	271 644	271 644	271 644
3.7	Резервный капитал	1360	-	-	-
	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	1 838 140	(483 050)	(1 938 954)
	в том числе:				
	отчетного года	1371	2 298 562	1 471 394	(214 017)
	Итого по разделу III	1300	19 697 071	17 398 510	15 180 092
	IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
3.8	Заемные средства	1410	2 415 000	7 831 000	5 768 000
	Отложенные налоговые обязательства	1420	1 822 789	1 633 186	1 506 227
	Оценочные обязательства	1430	-	-	-
3.9	Прочие обязательства	1450	8 404 027	4 094 348	344 729
	Итого по разделу IV	1400	12 641 798	13 558 534	7 618 956
	V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
3.8	Заемные средства	1510	6 297 375	988 202	3 358 530
3.9	Кредиторская задолженность	1520	5 590 675	5 003 628	3 734 411
	в том числе:				
	поставщикам и подрядчикам	1521	1 356 055	1 116 812	1 409 758
	векселя к уплате	1522	2 000	2 000	2 000
	задолженность по оплате труда перед персоналом	1523	317 957	256 941	352 593
	задолженность перед государственными и внебюджетными фондами	1524	140 186	102 535	117 474
3.10	задолженность по налогам и сборам	1525	972 519	1 188 186	558 760
	авансы полученные	1526	2 791 133	2 185 381	1 228 568
	прочие кредиторы	1527	18 825	152 843	65 258
	Доходы будущих периодов	1530	56	56	114
3.15	Оценочные обязательства	1540	321 053	344 563	302 128
	Прочие обязательства	1550	782 090	478 112	6 332
	Итого по разделу V	1500	12 991 253	6 814 561	7 381 515
	БАЛАНС	1700	45 330 130	37 771 805	30 180 563

Руководитель  Андреева Ю.А.

Главный бухгалтер  Игнатова Е.А.

2 марта 2018 г.



ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Отчет о финансовых результатах за 2015 год

Отчет о финансовых результатах за Январь - Декабрь 2015г.

	Форма по ОКУД	Коды		
	Дата (число, месяц, год)	31	12	2015
Акционерное общество "Дальневосточная распределительная сетевая компания"	по ОКПО	0710002		
Идентификационный номер налогоплательщика	ИНН	78900638		
Вид экономической деятельности	по ОКВЭД	2801108200		
Организационно-правовая форма / форма собственности	по ОКФС	40.12		
Непубличное акционерное общество / Частная собственность	по ОКФС / ОКФС	1 22 67	16	
Единица измерения: в тыс. рублей	по ОКЕИ	384		

Пояснения	Наименование показателя	Код	За Январь - Декабрь 2015г.	За Январь - Декабрь 2014г.
3.11	Выручка	2110	25 343 927	24 646 876
	в том числе:			
	от услуги транспортировки электроэнергии	2111	25 639 153	24 325 002
	от услуги по технологическому присоединению	2112	426 163	175 541
	от реализации электрической энергии	2113	165 355	48 123
	от реализации прочих услуг	2114	113 256	98 210
3.11	Себестоимость продаж	2120	(24 720 537)	(23 100 092)
	в том числе:			
	от услуги транспортировки электроэнергии	2121	(24 316 129)	(22 870 970)
	от услуги по технологическому присоединению	2122	(190 630)	(114 859)
	от реализации электрической энергии	2123	(134 371)	(29 149)
	от реализации прочих услуг	2124	(89 207)	(85 114)
	Валовая прибыль (убыток)	2100	1 623 390	1 546 784
3.11	Коммерческие расходы	2210	(41 435)	(19 312)
	в том числе:			
	от реализации электрической энергии	2211	(40 573)	(18 449)
	Управленческие расходы	2220	-	-
	в том числе:			
	Прибыль (убыток) от продаж	2200	1 581 955	1 527 472
	Доходы от участия в других организациях	2310	-	-
	Проценты к получению	2320	37 536	82 199
3.в.	Проценты к уплате	2330	(1 175 661)	(821 925)
3.12	Прочие доходы	2340	354 320	337 967
	в том числе:			
	доходы от восстановления резервов	2341	17 255	2 930
	доходы по признанным и присужденным санкциям	2342	48 306	24 811
	доходы от реализации и иного выбытия МПЗ	2343	121 739	114 083
	прибыль прошлых лет	2344	69 240	22 620
3.12	Прочие расходы	2350	(826 707)	(474 742)
	в том числе:			
	расходы связанные с созданием резервов	2351	(252 714)	(9 406)
	расходы по реализации и иного выбытия МПЗ	2352	(1 17 281)	(107 085)
	Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	(29 457)	550 971
	Текущий налог на прибыль	2410	-	-
	в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)	2421	180 278	187 566
	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	(65 544)	(262 282)
	Изменение отложенных налоговых активов	2450	(108 543)	(55 498)
	Прочее	2460	(10 173)	29 660
	Чистая прибыль (убыток)	2400	(214 017)	362 871

Составлено в соответствии с требованиями
Федерального закона от 06.12.2011 № 402-ФЗ
«Об аудиторском контроле за достоверностью
финансовой отчетности»

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Отчет о финансовых результатах за 2015 год

Форма 07 10002 с.2

Пояснения	Наименование показателя	Код	За Январь - Декабрь 2015г.	За Январь - Декабрь 2014г.
	СПРАВОЧНО			
	Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2510	-	-
	Результат от прочих операции, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2520	-	-
	Совокупный финансовый результат периода	2500	(214 017)	362 871
3.13	Базовая прибыль (убыток) на акцию (рублей)	2900	(0.000222)	0.000377
	Разводненная прибыль (убыток) на акцию	2910	-	-

Руководитель  Игнатьева Е.А. (подпись)
 Главный бухгалтер  Игнатьева Е.А. (подпись)



19 марта 2016 г.

Закрытое акционерное общество
 «Энел-Сервис» (ООО «Энел-Сервис»)
 (ОАО «Энел-Сервис» (публичное))

6

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Отчет о финансовых результатах за 2016 год

Отчет о финансовых результатах за Январь - Декабрь 2016 г.

	Дата (число, месяц, год)	Форма по ОКУД	Коды		
Актционерное общество "Дальневосточная распределительная сетевая компания"	по ОКПО	0710002	31	12	2016
Идентификационный номер налогоплательщика	ИНН	78900638			
Вид экономической деятельности	по ОКВЭД	2801108200			
Организационно-правовая форма / форма собственности	по ОКФС / ОКФС	35.12			
Непубличное акционерное общество / Частная собственность	по ОКФС / ОКФС	12287	16		
Единица измерения: в тыс. рублей	по ОКЕИ	384			

Пояснения	Наименование показателя	Код	За Январь - Декабрь, 2016 г.	За Январь - Декабрь 2015 г.
3.11	Выручка	2110	28 892 247	26 343 927
	в том числе:			
	от услуги транспортировки электроэнергии	2111	27 823 484	25 639 153
	от услуги по технологическому присоединению	2112	944 038	426 163
	от реализации электрической энергии	2113	-	185 356
	от реализации прочих услуг	2114	124 725	113 258
3.11	Себестоимость продаж	2120	(25 478 350)	(24 720 537)
	в том числе:			
	от услуги транспортировки электроэнергии	2121	(25 208 180)	(24 316 129)
	от услуги по технологическому присоединению	2122	(180 249)	(180 830)
	от реализации электрической энергии	2123	-	(134 371)
	от реализации прочих услуг	2124	(91 931)	(89 207)
	Валовая прибыль (убыток)	2100	3 413 887	1 623 390
3.11	Коммерческие расходы	2210	(888)	(41 435)
	Управленческие расходы	2220	-	-
	Прибыль (убыток) от продаж	2200	3 413 019	1 581 955
	Доходы от участия в других организациях	2310	-	-
	Проценты к получению	2320	18 523	37 636
3.8	Проценты к уплате	2330	(1 001 436)	(1 176 861)
3.12	Прочие доходы	2340	282 229	354 320
	в том числе:			
	доходы от восстановления резервов	2341	6 131	17 255
	доходы по признанным и присужденным санкциям	2342	9 500	48 306
	доходы от реализации и иного выбытия МПЗ	2343	133 875	121 739
	прибыль прошлых лет	2344	2 877	69 240
3.12	Прочие расходы	2350	(672 862)	(826 707)
	в том числе:			
	расходы связанные с созданием резервов	2351	(20 979)	(252 714)
	расходы по реализации и иного выбытия МПЗ	2352	(131 320)	(117 281)
	Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	2 049 493	(29 457)
	Текущий налог на прибыль	2410	(225 893)	-
	в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)	2421	168 583	180 278
3.10	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	(127 357)	(89 544)
3.10	Изменение отложенных налоговых активов	2450	(225 203)	(108 843)
3.10	Прочее	2460	394	(10 173)
	Чистая прибыль (убыток)	2400	1 471 394	(214 017)

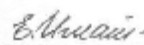
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Д
Отчет о финансовых результатах за 2016 год

Форма 0710002 с.2

Пояснения	Наименование показателя	Код	За Январь - Декабрь 2016 г.	За Январь - Декабрь 2015 г.
	Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2510	744 032	-
	Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2520	-	-
	Совокупный финансовый результат периода	2500	1 471 394	(214 017)
	СПРАВОЧНО			
3.13	Базовая прибыль (убыток) на акцию	2900	0,001523	(0,000222)
	Разводненная прибыль (убыток) на акцию	2910	-	-

Руководитель  Андреев Ю.А.
02 марта 2017 г.



Главный бухгалтер  Игнатова Е.А.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Е
Отчет о финансовых результатах за 2017 год

Отчет о финансовых результатах
за Январь - Декабрь 2017 г.

		Дата (число, месяц, год)		Коды		
				0710002		
				31	12	2017
Организация	Акционерное общество "Дальневосточная распределительная сетевая компания"	по ОКПО		78900636		
Идентификационный номер налогоплательщика		ИНН		2601106200		
Вид экономической деятельности	Передача электроэнергии и технологическое присоединение к распределительным электросетям	по ОКВЭД		35.12		
Организационно-правовая форма / форма собственности	Непубличное акционерное общество / Частная собственность	по ОКОПФ / ОКФС		12267	16	
Единица измерения	в тыс. рублей	по ОКЕИ		384		

Пояснения	Наименование показателя	Код	За Январь - Декабрь 2017 г.	За Январь - Декабрь 2016 г.
3.11	Выручка	2110	30 531 415	28 692 247
	в том числе:			
	от услуги по транспортировке электроэнергии	2111	30 038 621	27 623 484
	от услуги по технологическому присоединению	2112	433 489	944 038
	от реализации прочих услуг	2113	158 295	124 726
3.11	Себестоимость продаж	2120	(26 493 187)	(25 478 360)
	в том числе:			
	от услуги по транспортировке электроэнергии	2121	(26 176 596)	(25 206 180)
	от услуги по технологическому присоединению	2122	(203 878)	(180 249)
	от реализации прочих услуг	2123	(112 711)	(91 931)
	Валовая прибыль (убыток)	2100	4 138 229	3 413 887
3.11	Коммерческие расходы	2210	(436)	(883)
	Управленческие расходы	2220	-	-
	Прибыль (убыток) от продаж	2200	4 137 793	3 413 019
	Доходы от участия в других организациях	2310	-	-
	Проценты к получению	2320	103 249	16 623
3.8	Проценты к уплате	2330	(609 399)	(1 001 436)
3.12	Прочие доходы	2340	287 663	292 228
	в том числе:			
	Доходы, связанные с реализацией прочего имущества	23401	112 197	133 975
	Доходы в виде восстановленных оценочных резервов	23402	34 646	6 131
	Штрафы, пени, неустойки к получению	23403	17 670	9 600
	Прибыль прошлых лет	23404	28 849	2 977
	Страховое возмещение	23405	31 180	5 183
3.12	Прочие расходы	2350	(621 035)	(672 692)
	в том числе:			
	Расходы, связанные с реализацией прочего имущества	23501	(109 903)	(131 320)
	Расходы в виде образованных оценочных резервов	23502	(20 981)	(20 979)
	Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	3 099 290	2 049 453
	Текущий налог на прибыль	2410	(806 302)	(225 693)
	в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)	2421	178 640	166 563
3.10	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	(189 585)	(127 567)
3.10	Изменение отложенных налоговых активов	2450	(411)	(225 203)
3.10	Прочее	2460	(1 430)	334
	Чистая прибыль (убыток)	2400	2 399 692	1 471 354

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Е
Отчет о финансовых результатах за 2017 год

Форма 07/10002 с.2

Пояснения	Наименование показателя	Код	За Январь - Декабрь 2017 г.	За Январь - Декабрь 2018 г.
	Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2510	-	744 032
	Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2520	-	-
	Совокупный финансовый результат периода	2500	2 298 562	2 215 426
	СПРАВОЧНО			
3.13	Базовая прибыль (убыток) на акцию	2900	0,00238	0,001523
	Разводненная прибыль (убыток) на акцию	2910	-	-

Руководителя

Игнатова Ю.А.

Главный бухгалтер

Игнатова Е.А.

2 марта 2018 г.



ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Справка о результатах проверки ВКР на наличие заимствований