

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
Сибирского отделения
Российской академии наук

На правах рукописи

ШЕВЕЛЕВА Галина Ивановна

**КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
КАК ФАКТОР ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ
РОССИЙСКИХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

Специальность 08.00.05

«Экономика и управление народным хозяйством (экономика, организация и управление предприятиями, отраслями и комплексами: промышленность)»

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель:
Воропай Николай Иванович,
чл.-корр. РАН, доктор технических наук, профессор

Иркутск – 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1. ИНВЕСТИРОВАНИЕ И КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В МИРОВОЙ И РОССИЙСКОЙ ПРАКТИКЕ	16
1.1. Характерные источники, механизмы инвестирования зарубежных корпораций и российских компаний электроэнергетики	16
1.2. Особенности зарубежного и российского корпоративного управления	42
1.3. Корпоративное управление в российской электроэнергетике, требующее модернизации методов и инструментов	51
ГЛАВА 2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ В РОССИЙСКИХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЯХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В ИНТЕРЕСАХ ИНВЕСТОРОВ	58
2.1. Методический подход к совершенствованию корпоративного управления	58
2.2. Значимые факторы внешней среды, определяющие инвестиционную привлекательность компаний	66
2.3. Имитационная финансово-экономическая модель как инструмент повышения инвестиционной привлекательности	87
ГЛАВА 3. ПОВЫШЕНИЕ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ РОССИЙСКИХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ПУТЕМ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ	102
3.1. Разработка стандартов корпоративного управления	102
3.2. Эффекты применения разработанных стандартов	119
3.3. Улучшенная практика корпоративного управления в сформированных расчетных вариантах	130
3.4. Рост инвестиционной привлекательности в вариантах с улучшенной практикой корпоративного управления	138
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	147
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	150
ПРИЛОЖЕНИЯ:	167
Приложение 1. Разработанные стандарты корпоративного управления для российских генерирующих компаний электроэнергетики	167
Приложение 2. Математическое описание модели ФИНЭКОМ	170
Приложение 3. Вариантные расчеты инвестиционной привлекательности ОАО «ТГК-9»	181

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. При реформировании российской электроэнергетики произошли существенные структурные изменения, в первую очередь связанные с приватизацией и выделением генерирующих компаний в конкурентный сектор электроэнергетики. Для их развития требуются значительные инвестиции. Потребность в инвестициях для сооружения объектов генерации к 2020 г. в «Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. с перспективой до 2030 г.» оценивалась в 9.8 трлн. руб. [1].

Однако проблема их инвестирования, являющаяся одной из основных целей отраслевого реформирования, по-прежнему не решена. Нужны новые подходы к повышению доверия отечественных и зарубежных инвесторов к российским генерирующим компаниям электроэнергетики (РГК) в изменившихся условиях их развития на основе обобщения опыта инвестирования и инвестиционной привлекательности компаний в России и за рубежом.

Корпоративное управление (КУ) в мире является одним из ключевых факторов инвестиционной привлекательности корпораций, доказавшего способность «...повысить их конкурентоспособность в получении более доступных, относительно недорогих, стабильных и долгосрочных источников инвестирования» [2-3]. Для зарубежных инвесторов «...при оценке восточно-европейских компаний уровень корпоративного управления играет такую же или более важную роль, чем финансовые показатели их деятельности» [4], а «...плохая работа механизмов корпоративного управления ведет к снижению стоимости компаний в среднем на 32% даже в условиях рыночной экономики развитых стран. В странах с переходной экономикой, только создающих рыночную систему, отсутствие таких механизмов приводит к еще большим потерям в стоимости компаний» [5]. Более того, в мировой корпоративной практике увеличение доли внешнего финансирования с рынков капитала, как правило, «... серьезно дисциплинирует компании, в том числе заставляя их не

накапливать, или распродавать ненужные и непрофильные активы, заботиться об эффективном использовании инвестиций» [6].

Роль корпоративного управления как фактора инвестиционной привлекательности в российских генерирующих компаниях электроэнергетики во многом недооценена. Видимо, по этой причине корпоративные процедуры в большинстве этих компаний формальны, декларативны и имеют временный характер улучшения. При этом простая «трансплантация» зарубежных стандартов и механизмов корпоративного управления не применима к отраслевым компаниям, главным образом, вследствие национальных и отраслевых особенностей.

Для совершенствования корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики в интересах инвесторов требуются: разработка дополнений и уточнений для них мировых стандартов с учетом лучших отраслевых аналогов корпоративного управления, национальных и отраслевых особенностей; создание имитационной финансово-экономической модели для комитетов по стратегии при Советах директоров в решении стратегических вопросов повышения их инвестиционной привлекательности; выявление наиболее значимых факторов внешней среды и разработка рекомендаций по ее улучшению. Это определило цель и ключевые задачи диссертационного исследования.

Цель и задачи исследования. *Целью исследования* является разработка методического подхода к совершенствованию корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики для повышения их инвестиционной привлекательности.

Основные задачи исследования:

- уточнить структуру источников и роль внешнего инвестирования в развитии зарубежных корпораций, российских дореформенных и реформированных российских генерирующих компаний электроэнергетики для рассмотрения его увеличения и снижения тарифных источников и государственного инвестирования;

- исследовать зарубежный опыт корпоративного управления, корпоративную практику в российских генерирующих компаниях электроэнергетики, применимость зарубежного опыта корпоративного управления к ее улучшению с целью повышения инвестиционной привлекательности компаний;

- разработать методический подход к совершенствованию корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики в интересах инвесторов с учетом его лучших аналогов, национальных и отраслевых особенностей, включающий:

 - разработку методики определения дополнительных и уточненных стандартов корпоративного управления,

 - разработку имитационной финансово-экономической модели как инструмента для комитетов по стратегии при Советах директоров (СД) в повышении инвестиционной привлекательности компаний,

 - разработку рекомендаций по повышению инвестиционной привлекательности компаний с учетом выявленных значимых факторов внешней среды,

- апробировать разработанный подход в российских генерирующих компаниях электроэнергетики для подтверждения его необходимости и эффективности применения.

Объектом исследования являются российские генерирующие компании электроэнергетики, работающие в рыночных условиях.

Предмет исследования. Корпоративное управление в генерирующих компаниях электроэнергетики как фактор их инвестиционной привлекательности

Рабочая гипотеза основывается на предположении, что доверие долгосрочных инвесторов повысится к российским генерирующим компаниям электроэнергетики, если в них улучшится корпоративное управление. Его совершенствование возможно за счет применения предложенного методического подхода, включающего разработанные стандарты,

имитационную финансово-экономическую модель для Советов директоров и рекомендации по повышению инвестиционной привлекательности российских генерирующих компаний электроэнергетики с учетом выявленных значимых факторов внешней среды. Подход облегчит компаниям совершенствование корпоративного управления и повышение инвестиционной привлекательности, а инвесторам – принятие взвешенных решений по вложению средств на основе объективных данных о корпоративном управлении в этих компаниях.

Степень разработанности проблемы. Методологические вопросы корпоративного управления в диссертационном исследовании основаны на работах зарубежных и отечественных ученых. Основы методологии этой проблемы были заложены в 20–е гг. XX века Т. Вебленом [7] при отделении права собственности от управления и получили дальнейшее развитие в работах А. Берле и Г. Минза, Р. Коуза, О. Вильямсона, М. Дженсена, В. Меклинга, А. Шлейфера, С. Гроссмана, О. Харта, П. Друкера, Д. Тобина [8-13]. Исследования были посвящены, главным образом, решению так называемой «агентской проблемы», возникшей при несовпадении интересов собственников капитала и управляющих им агентов. Более поздние работы по сопоставлению структур собственности и корпоративного управления, правовых механизмов его регулирования в разных странах, по формированию «типовых» мировых моделей и стандартов «наилучшей практики» корпоративного управления, влиянию на них институциональной среды, принадлежали С. Леонарду, Д. Хьюмену, Д. Джиллису, П. Барта, Р. Левлану, Р. Энтову, А. Радыгину, В. Кондратьеву [14, 15-16, 18-21].

Теоретические аспекты развития российского корпоративного управления опирались на исследования Дж. Стиглица [17], Р. Энтова, А. Радыгина [18-21], Т. Долгопятовой [22-24], Д. Васильева [25], А. Яковлева [26], Р. Капелюшникова [27], В. Кондратьева [16, 28], С. Авдашевой [29-30], А. Шаститко [31], И. Беликова [32-34], А. Бухвалова [35-37], Р. Меннингса [38], Г. Константинова [39]. Их исследования были связаны с изучением особенностей корпоративного управления и институциональной среды в контексте текущей

экономической ситуации, с определением типичных черт, характерных недостатков, экономических ограничений и противоречий национальной модели корпоративного управления, выявлением наиболее актуальных компонентов корпоративного управления и направлений формирования эффективных советов директоров в компаниях, основных тенденций в развитии корпоративного управления и институциональной среды в условиях глобализации.

В работах по проблемам управления в российской электроэнергетике Барина В. А., Волкова Э. П. [40], Дьякова А. Ф. [41-42], Гительмана Л. Д. [43], Эдельмана В. И. [44] и других ведущих ученых в области электроэнергетики, управление в компаниях рассматривалось преимущественно в рамках командно-административного, в лучшем случае – оперативно-тактического, а не корпоративного управления.

Методические вопросы совершенствования корпоративного управления в российских электроэнергетических компаниях основаны на исследованиях менеджмента РАО «ЕЭС России» в период реформирования электроэнергетики [45], аналитиков международного рейтингового агентства Standard and Poor's E. Дубовицкой, Е. Марушкевич [46], О. Швыркова, Ю. Кочетыговой, Р. Кирдань [47-48], главным образом, в рамках присвоения агентством отдельным отраслевым компаниям ежегодных рейтингов корпоративного управления.

Мало изучены вопросы совершенствования корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики. В немногочисленных научных исследованиях на эту тему слабо отражены его национальные и отраслевые особенности, возможные направления улучшения корпоративного управления в интересах инвесторов.

Методологическая и теоретическая основа исследования. Методология исследования основана на базовых принципах системного подхода к формированию рациональной организации корпоративного управления в российской электроэнергетике. Используются положения классической экономической теории, теории систем в управлении, теории систем управления

фирмой. Применялись методы анализа, синтеза, сравнения и аналогии, обобщения, классификации, методы исследования причинно-следственных связей, а также экономико-математическое моделирование. Теоретической основой являлись научные труды российских и зарубежных ученых по теме диссертационного исследования.

Информационной базой исследования являлись материалы государственной и региональной статистики, законодательные и нормативно-правовые акты РФ, отчеты научно-исследовательских организаций, данные рейтинговых и информационных агентств, инвестиционных компаний, периодические издания, материалы международных научных конференций и инвестиционных форумов, информация с Интернет-сайтов, в том числе с официальных сайтов генерирующих компаний электроэнергетики, Президента РФ, Правительства РФ, профильных министерств и организаций, профессиональных сообществ и другие материалы.

Наиболее существенные результаты с элементами научной новизны:

1. Обоснована необходимость повышения инвестиционной привлекательности российских генерирующих компаний электроэнергетики с целью привлечения внешних инвестиций для их развития на основе обобщения опыта инвестирования в России и за рубежом.

2. Сформулированы основания для совершенствования корпоративного управления в этих компаниях в интересах инвесторов на основе зарубежного и российского опыта корпоративного управления, выявленных фактов его неразвитости, декларативности и формальности в России. Показано, что совершенствовать корпоративное управление необходимо с учетом его лучших аналогов, национальных и отраслевых особенностей.

3. Разработан методический подход к совершенствованию корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики, позволяющий повышать их привлекательность для внешних инвесторов, а инвесторам принимать взвешенные решения по вложению средств. Он включает разработанную оригинальную методику

определения дополнительных и уточненных стандартов корпоративного управления по предложенным автором направлениям: «нарушения», «специфика», «отсутствие», «усиление». При этом учтены выявленные национальные и отраслевые особенности, опыт лучшего отраслевого аналога (ОАО «Э ОН. Россия).

4. Разработаны рекомендации по повышению инвестиционной привлекательности российских генерирующих компаний электроэнергетики с учетом выявленных значимых факторов внешней среды. Предложено часть этих рекомендаций включить в положения «Кодекса корпоративного управления» РФ для улучшения реализуемости и действенности разработанных стандартов, стимулирования российских компаний к совершенствованию корпоративного управления с целью повышения инвестиционной привлекательности.

5. Разработана в рамках подхода имитационная финансово-экономическая модель (ФИНЭКОМ) как инструмент для комитетов по стратегии при Советах директоров при выработке решений увеличения эффективности корпоративного управления и повышения инвестиционной привлекательности российских генерирующих компаний электроэнергетики. Модель ФИНЭКОМ отличается от моделей в электроэнергетике соответствием основных блоков, состава и формул ключевых финансовых показателей международным стандартам финансовой отчетности (МФСО), эффектам корпоративного управления в интересах инвесторов. Эти эффекты определены близкими к принятым в мировой практике значениям, при которых возможен рост цены акций компаний и их рыночной капитализации и соответствовали принятым средним в диапазонах «удовлетворительных» значений каждого из показателей.

6. Подтверждена необходимость и эффективность использования разработанного подхода в российских генерирующих компаниях электроэнергетики (РГК). Определены согласно предложенной методике в рамках подхода стандарты, полученные на основе сопоставлений основных

компонентов зарубежной и практики корпоративного управления в 21 РГК. С применением разработанных стандартов получены достоверные данные о корпоративном управлении на примере ОАО «ТГК-9». Повысилась инвестиционная привлекательность компании в вариантах с улучшенной практикой корпоративного управления, рассчитанных на модели ФИНЭКОМ.

Обоснованность и достоверность результатов диссертационного исследования подтверждаются использованием репрезентативной статистической и бухгалтерской отчетности РГК за период с 1998-2014 гг., результатов исследований в этой области отечественных и зарубежных ученых, данных о корпоративном управлении от авторитетных международных и российских рейтинговых агентств, ведущих аналитических и инвестиционных компаний, классических теорий и методов исследований, позволяющих получать обоснованную и достоверную информацию с возможностью проверки предложенных гипотез. Достоверность подтверждается применением полученных результатов в разделе Стратегии развития электроэнергетики России в рамках «Энергетической стратегии России до 2030 г.», выполненных научных проектах в рамках программ фундаментальных исследований СО РАН и Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН, НИОКР по заказам федеральных органов власти, государственным контрактам и хоздоговорам. Результаты диссертационного исследования одобрены на международных и всероссийских конференциях, симпозиумах, научных сессиях и семинарах, опубликованы в монографиях, статьях, научных отчетах.

Соответствие паспорту научной специальности. Содержание диссертационного исследования соответствует п. 1.1.19. «Методологические и методические подходы к решению проблем в области экономики, организации и управления отраслями и предприятиями топливно-энергетического комплекса» паспорта специальностей ВАК Минобрнауки РФ 08.00.05 «Экономика и управление народным хозяйством: экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами: промышленность».

Апробация работы. Основные результаты диссертационной работы обсуждены и одобрены:

– на международных семинарах и международных научно-практических конференциях: «Надежность либерализованных систем энергетики» (Санкт-Петербург, 30 июня–4 июля 2014), «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов» (Благовещенск, 4–6 июня 2013), «Проблемы надежности систем энергетики в рыночных условиях» (Баку, Азербайджан, 17–21 сентября 2012), «Проблемы надежности существующих и перспективных систем энергетики и методы их решения» (Решма, Ивановская обл., 5–11 сентября 2011), «Методы оптимизации и их приложения» (Листвянка, Иркутская обл., 23–29 июня 2011), «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов» (Благовещенск, 25–27 мая 2011), «Проблемы исследования и обеспечения надежности либерализованных систем энергетики» (п. Кореиз, Украина, 13–19 сентября 2010), «Методы и средства исследования и обеспечения надежности систем энергетики» (Санкт-Петербург, 6–11 июля 2009), «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов» (Благовещенск, 22–24 октября 2008), «IEEE 2007 Lausanne Power Teach» (Lausanne, Switzerland, July 1–5, 2007), «CIGRE 2006 Session» (Paris, France, August, 2006), «Liberalization and Modernization of Power Systems: Risk Assessment and Optimization for Asset Management» (Irkutsk, 14–18 августа 2006), «Энергетика России в XXI веке: развитие, функционирование, управление» (Иркутск, 12–15 сентября 2005), «IEEE PES 2005 General Meeting Proc.» (San Francisco, USA, June 13–16, 2005), «IEEE PES 2004 General Meeting Proc.» (Denver, USA, June 6–10, 2004), «Int. World Energy System Conf. Droc.» (Oradea, Romania, May 17–19, 2004), «Экономические проблемы энергетической безопасности» (Трускавец, 27–28 ноября 2003), «Надежность либерализованных систем энергетики» (Туапсе, 22–25 сентября 2002), «Energy Integration in Northeast Asia: perspectives for the Creation of Interstate Electric Power Systems» (Irkutsk, 21–22 September 2000), «Electric Power Systems

Integration in a Liberalized Environments: An Approach to Effectiveness Estimation» (City University, London, UK, April 4–7, 2000), «Реорганизация управления и ее влияние на эффективность функционирования электроэнергетики» (Киев, 23–27 сентября 1997), «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (Санкт-Петербург, 21–25 апреля 1997).

- научной сессии Президиума СО РАН (Новосибирск, 24 февраля 2005),
- 68-м заседании открытого семинара Института народно-хозяйственного прогнозирования «Экономические проблемы энергетического комплекса» (Москва, 28 февраля 2006).

Внедрение результатов исследования. Разработанные положения, методические и практические рекомендации, выводы диссертационной работы включены:

в отчеты ИСЭМ СО РАН по выполненным проектам в рамках программ фундаментальных исследований СО РАН и Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН:

- проект 6.1 «Системный анализ и обоснование развития энергетики и энергоэффективных технологий, управление системами энергетики» (при поддержке гранта Российского фонда фундаментальных исследований № 04-02-04010, грант Президента РФ по поддержке ведущей научной школы – НШ 6468.2006.8) (2006 г.);
- проект III.17.1.3 «Анализ механизмов организации функционирования и развития систем энергетики в рыночных условиях» (Грант Президента РФ по поддержке ведущей научной школы НШ – 4711.2014.8) (2011, 2014 гг.);

в отчеты ИСЭМ СО РАН по выполненным НИОКР по заказам федеральных органов власти, государственным контрактам и хоздоговорам:

- «Исследование влияния направлений реформирования электроэнергетики России на устойчивость и эффективность функционирования и развития

экономической и социальной сфер» (Гос. контракт с Министерством энергетики РФ № 02-05-016/57/02 от 13.11.2002 г.);

– «Анализ зарубежного опыта управления инвестиционным процессом и организация финансирования инвестиционных проектов в электроэнергетике» (Гос. контракт с Минэнерго РФ № 03-26-01Б/29/03 от 17.07.2003 г.);

– «Принципы развития единой национальной электрической сети напряжением 220 кВ и выше» (договор с ОАО «Федеральная сетевая компания ЕЭС» № 16/05 от 01.04.2005 г.);

– «Исследование перспектив развития электроэнергетики России на период до 2030 г.» (договор с ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского» № 26/06 от 2006 г.);

– *в учебный процесс* ФГБОУ ВПО «Байкальский государственный университет экономики и права» по дисциплине «Проблемы формирования стратегии компании и корпоративное управление».

Внедрение результатов диссертационного исследования подтверждено справками о внедрении.

Теоретическая и практическая и значимость исследования.

Теоретическая значимость заключается в дополнении и развитии научных положений создания эффективной системы корпоративного управления в российских компаниях в интересах инвесторов путем применения разработанных инструментов, стандартов и рекомендаций.

Практическая значимость заключается в повышении инвестиционной привлекательности российских генерирующих компаний электроэнергетики с использованием разработанных стандартов корпоративного управления, имитационной финансово-экономической модели для Советов директоров и рекомендаций в «Кодекс корпоративного управления» РФ. Инвесторы получают достоверные данные о практике корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики для принятия взвешенных решений о вложении средств. Результаты работы могут быть использованы при разработке государственных стратегий, концепций и

программ развития электроэнергетики России и электроэнергетических компаний.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 54 печатных работы, включая разделы в 7 коллективных монографиях, общим объемом 36.2 п.л., из них авторских – 21.9 п. л. Опубликовано 12 статей в рецензируемых научных журналах, включенных в Перечень ВАК Минобрнауки РФ, общим объемом 6.03 п.л., из них авторских – 5.58 п.л. («Известия Российской академии наук. Энергетика», «ЭКО», «Вестник Новосибирского государственного университета. Серия социально-экономические науки», «Вестник Иркутского государственного технического университета», «Экономика и управление: научно-практический журнал»).

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы и трех приложений. Основной текст изложен на 149 страницах машинописного текста, включающего 17 таблиц и 24 рисунка. Список литературы содержит 255 наименований.

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, определены ее цель и задачи, предмет и объект исследования, дана характеристика научной новизны, приведены теоретическая и практическая значимость, структура, сведения об апробации и внедрении полученных результатов.

В первой главе *«Инвестирование и корпоративное управление в мировой и российской практике»* уточнены структура источников и механизмов внешнего инвестирования развития зарубежных корпораций. Выделены характерные особенности и недостатки инвестирования российских дореформенных и реформированных генерирующих компаний электроэнергетики. Дана оценка применимости мирового опыта корпоративного управления к его совершенствованию в российских генерирующих компаниях электроэнергетики.

Во второй главе *«Совершенствование корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики в интересах*

инвесторов» разработан методический подход к его совершенствованию в этих компаниях. В рамках подхода разработана оригинальная методика определения дополнительных и уточненных стандартов корпоративного управления для российских генерирующих компаний электроэнергетики. Выявлены значимые и специфические факторы внешней среды, определяющие их инвестиционную привлекательность. Разработана имитационная финансово-экономическая модель для комитетов по стратегии при Советах директоров как инструмент, позволяющий находить решения для роста эффективности их корпоративного управления в контексте повышения инвестиционной привлекательности.

В третьей главе *«Повышение инвестиционной привлекательности генерирующих компаний путем совершенствования корпоративного управления»* апробирован разработанный подход в российских генерирующих компаниях электроэнергетики. Согласно авторской методике определены дополнительные и уточненные стандарты их корпоративного управления. Выполнен анализ корпоративной практики на примере ОАО «ТГК-9» с применением разработанных стандартов. Проведены расчеты сформированных вариантов на модели ФИНЭКОМ. Отмечено повышение инвестиционной привлекательности компании в вариантах с улучшенной практикой корпоративного управления.

В заключении изложены основные выводы диссертационной работы в соответствии с ее целью и задачами.

В приложениях приведены разработанные стандарты корпоративного управления, математическое описание модели ФИНЭКОМ, вариантные расчеты развития ОАО «ТГК-9».

ГЛАВА 1. ИНВЕСТИРОВАНИЕ И КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В МИРОВОЙ И РОССИЙСКОЙ ПРАКТИКЕ

1.1. Характерные источники, механизмы инвестирования зарубежных корпораций и российских компаний электроэнергетики

Российские генерирующие компании электроэнергетики после ликвидации РАО «ЕЭС России» и вошедшие в ее конкурентный сектор, могут рассматриваться как корпорации. Они являются ими по определению, поскольку «...это – организации предпринимательской деятельности, предусматривающие долевую собственность, юридический статус и сосредоточение функций управления в руках верхнего эшелона профессиональных управляющих (менеджеров), работающих по найму» [49]. Следовательно, к управленческим отношениям в этих открытых акционерных обществах следует относиться как к корпоративному управлению.

«Современное корпоративное управление в Российской Федерации – важнейшая мера, необходимая для увеличения притока инвестиций во все отрасли российской экономики как из источников внутри страны, так и от зарубежных инвесторов» [50]. В этой связи корпоративное управление (КУ) в российских генерирующих компаниях электроэнергетики в диссертационном исследовании рассматривалось в качестве одного из ключевых факторов их инвестиционной привлекательности.

Прежде чем приступить к исследованиям КУ в таком контексте, требовались основания необходимости привлечения внешних инвестиций в российские генерирующие компании электроэнергетики в качестве реальной альтернативы тарифным источникам и государственному инвестированию, уточнение источников и роли внешнего инвестирования в развитии зарубежных корпораций, российских дореформенных и реформируемых генерирующих компаний электроэнергетики.

В широком смысле под инвестициями подразумеваются «... денежные средства, целевые банковские вклады, паи, ценные бумаги, технологии, оборудование, лицензии, кредиты, имущественные права, интеллектуальные ценности, вкладываемые в объекты предпринимательской и прочих видов деятельности в целях получения прибыли или достижения других положительных результатов (например, природоохранных, социальных)» [51]. В общем понимании – это долгосрочные вложения капитала «с чем нужно расстаться сегодня, чтобы получить большую сумму в будущем» [52].

Инвестирование зарубежных и отечественных генерирующих компаний электроэнергетики, главным образом, рассматривалось в контексте воспроизводства ее основных фондов – нового строительства, реконструкции, модернизации и технического перевооружения. Было выявлено, что при этом могут использоваться инвестиции с характерными признаками, отобранные из общей классификации. Они представлены на рис. 1.1 [53].

Внутренние (собственные) средства для зарубежных и отечественных корпораций, как правило, являются основным источником инвестирования, их доля обычно уменьшается в периоды интенсивного развития. Собственные средства, главным образом, включают амортизационные отчисления и реинвестируемую часть чистой прибыли (может содержать по соглашению с акционерами невыплаченные дивиденды). Амортизационные отчисления зависят от объемов и стоимости активов, принятой амортизационной политики. Чистая прибыль – от цен на энергию и топливо, налоговой и кредитной политики, эффективности управления в корпорации. Финансовые инвестиции зачастую используются для более эффективного использования свободных денежных средств, установления финансового влияния на взаимосвязанные компании (например, на поставщиков топлива, сырья и материалов). Нередко размещаются на банковских счетах или вкладываются в ценные бумаги в ущерб развитию собственных компаний.

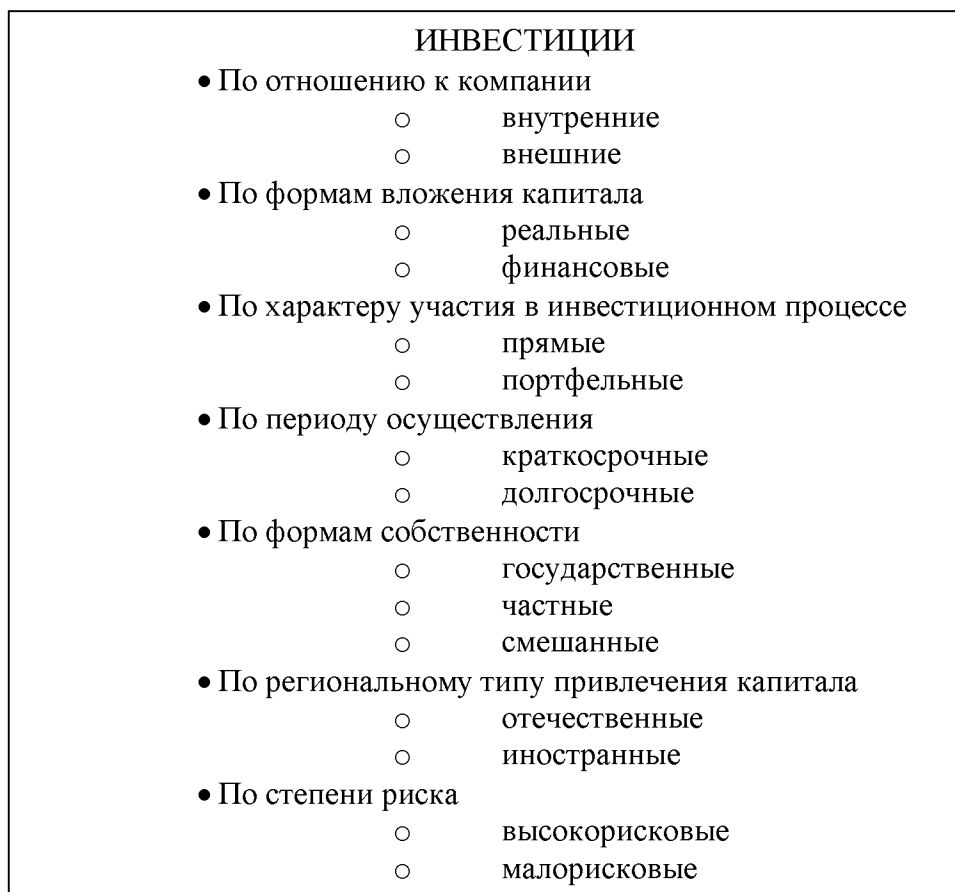


Рис. 1.1. Классификация инвестиций по основным признакам

Источник: Составлена автором, в основном, на данных источника: Бланк И.А. Управление инвестициями предприятия. – К.: Ника-Центр, Эльга, 2003. – («Энциклопедия финансового менеджера»; Вып. 3), с 73.

Исследования источников внешних инвестиций важны для их выбора при расчетах вариантов на разработанной автором для Комитетов по стратегии при Советах директоров имитационной финансово-экономической модели развития российских генерирующих компаний электроэнергетики.

Доля собственных средств в источниках инвестирования в большинстве электроэнергетических корпораций развитых стран менялась в зависимости от периодов из умеренного и интенсивного развития. В период интенсивного развития она обычно ниже 50% (табл. 1.1) [18].

Остальная часть инвестиций привлекалась из внешних источников и обычно покрывалась долгосрочными банковскими кредитами, облигационными

займами, новыми выпусками акций компаний, размещаемыми на первичном фондовом рынке [52, 54, 55].

Таблица 1.1

Собственные средства в источниках инвестирования
электроэнергетических корпораций развитых стран мира, 1998 г., %

Собственные средства	Страны					
	Германия	Австрия	Бельгия	Испания	Финляндия	Франция
	31,6	31,1	40,3	35,1	31,8	36,2
	Италия	Нидерланды	Португалия	Япония	США	
	26,5	45,2	-	32,7	37,4	

Источник: Радыгин А., Синельников-Мурылев С., Мау В. и др. Развитие российского финансового рынка и новые инструменты привлечения инвестиций. М.: ИЭПП, 1998. URL:<http://finances.narod.ru/contens.htm>

Облигационные займы в мировой практике популярны среди институциональных инвесторов (пенсионных фондов, страховых компаний). Они приходят в зарубежные корпорации с высокой рыночной капитализацией, получая вследствие умеренного риска относительно невысокий, но постоянный и гарантированный доход. К дополнительным эмиссиям акций компании прибегают при благоприятной конъюнктуре на фондовых рынках, выгодно размещая их при полном выполнении требований регулирующих органов и фондовых бирж. Крупные пакеты обычно приобретаются прямыми (стратегическими) инвесторами с целью обеспечения контроля и реального управления компанией. Портфельным инвесторам акции нужны для получения дивидендов и (или) с целью их дальнейшей выгодной перепродажи.

Как показала мировая практика, в развивающиеся страны первыми с иностранным капиталом приходили Всемирный банк и Европейский банк реконструкции и развития, принимая на себя часть повышенных рисков, при которых не работали западные коммерческие банки [56-61]. Немалую роль в инвестировании электроэнергетики зарубежных стран сыграли Экспортно-импортные банки, предоставляющие связанные кредиты на содействие экспортно-ориентированным операциям своего национального бизнеса [62-63].

Публичная эмиссия акций на зарубежных фондовых биржах выгодна российским компаниям, в том числе для вхождения в состав ее акционеров авторитетных иностранных инвесторов (способствующих в дальнейшем стабильному и более выгодному привлечению капитала), для повышения ликвидности акций внутри собственной страны. Торговля российскими акциями за рубежом возможна только через так называемые депозитарные расписки (американские депозитарные расписки или глобальные депозитарные расписки) и не могла превышать по российскому законодательству 25% уставного капитала [44].

Состав характерных внешних инвесторов ведущих зарубежных корпораций в странах Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) отчасти определялся структурой их собственности (табл. 1.2) [16].

Таблица 1.2

Структура собственности ведущих корпораций в некоторых странах
ОЭСР, 1996-2001 гг., в % к итогу

Владельцы акций	США	Япония	Германия	Великобритания	Италия	Швеция	Австралия	Корея
Финансовый сектор, в т. ч.:	46	44	30	68	8	30	37	26
Банки и другие финансовые институты	7	28	10	10	5	1	4	12
Страховые компании и пенсионные фонды	28	16	12	50	3	14	25	6
Инвестиционные фонды	12	-	8	8	-	15	8	8
Нефинансовый сектор, в т. ч.:	54	56	70	32	92	70	63	74
Нефинансовые компании	-	24	42	1	25	11	11	21
Физические лица	49	24	15	21	50	19	20	34
Государство	-	1	4	1	8	8	-	7
Зарубежные инвесторы	5	7	9	9	9	32	32	12

Источник: Кондратьев В.Б. Корпоративное управление и инвестиционный процесс /В.Б. Кондратьев. - М: Наука. 2003. С. 92.

Несмотря на то, что данные в табл. 1.2 приведены за 2003 г., они актуальны для современных условий. Это объясняется принадлежностью перечисленных стран к определенным «типовым» мировым моделям корпоративного управления (подробнее п. 1.2 главы 1), каждой из которой свойственны характерные источники внешних инвестиций.

Как показывают данные табл. 1.2, внешние инвестиции в корпорации США и Великобритании преимущественно приходили с высоколиквидных рынков ценных бумаг от страховых компаний, пенсионных и инвестиционных фондов, от физических лиц. В Германии, Италии, Японии и Корее, напротив, ведущие позиции во внешнем инвестировании корпораций, в основном, занимали прямые инвесторы – представители корпоративного сектора, банки и физические лица (в т.ч. в виде семейных холдингов). Низкая концентрация голосующих прав в США и Великобритании свидетельствовала о множестве разрозненных инвесторов, с небольшими долями акций в капиталах компаний (табл. 1.3) [16].

Таблица 1.3

Степень концентрации голосующих прав в странах ОЭСР, %

Страна	Среднее значение крупного голосующего пакета акций	Страна	Среднее значение крупного голосующего пакета акций
Австрия	54,1	Голландия	42,3
Бельгия	41,2	Испания	40,1
Германия	49,1	Великобритания	14,4
Италия	48,0	США	3,6

Источник: Кондратьев В.Б. Корпоративное управление и инвестиционный процесс /В.Б. Кондратьев. - М: Наука. 2003. С. 91.

В Германии, Австрии и Италии, наоборот, наблюдалась более высокая концентрация голосующих прав, с присутствием в акционерном капитале крупных собственников (рис. 1.2) [18].

Государство практически не присутствовало в собственности компаний стран, перечисленных в табл. 1.2. Доля зарубежных инвестиций в

инвестировании корпораций большинства из этих стран также была незначительной, за исключением Швеции, Австралии и Кореи (в которых она сопоставима с инвестициями из финансового сектора).

Доля банковских кредитов во внешнем инвестировании электроэнергетических корпораций развитых стран обычно выше в странах с концентрированной формой собственности – Японии, Германии, Италии (рис. 1.2) [18] и предпочтительность такого выбора сегодня для этих стран практически не изменилась.



Рис. 1.2. Доля банковских ссуд в заемных ресурсах электроэнергетических компаний развитых стран, 1998 г., %

Источник: Радыгин А., Синельников-Мурылев С., Мау В. и др. Развитие российского финансового рынка и новые инструменты привлечения инвестиций. М.: ИЭПП, 1998.
[URL:http://finances.narod.ru/contens.htm](http://finances.narod.ru/contens.htm)

Отмечалась высокая доля физических лиц (населения) в структуре собственности ведущих корпораций стран ОЭСР, перечисленных в табл. 1.2. В частности, в США она превышала долю собственности пенсионных, инвестиционных фондов и страховых компаний. В Италии физическим лицам принадлежала половина собственности ведущих корпораций.

В целом, в мировой практике привлечение внешнего инвестирования рассматривается исключительно с положительной стороны, поскольку оно «... как правило, дисциплинирует компании, в том числе стимулируя их не

накапливать и распродавать ненужные и непрофильные активы, повышать эффективность использования инвестиций» [6].

Механизмы инвестирования в инфраструктурных отраслях не менее важны, чем источники. Результаты исследований автора в этой области подробно не рассмотрены, а только обозначены в диссертационной работе.

В мировой экономике механизмы инвестирования разнообразнее российских: проектное финансирование, лизинг и концессии [53, 65-66]. Автором используется термин «традиционное финансирование», введенный Бланком И.А. при исследовании управления инвестициями предприятия [53]. Такое финансирование осталось характерным для российских генерирующих компаний электроэнергетики, поскольку наиболее распространено в экономиках с низким уровнем развития финансового рынка, недостаточными объемами свободного капитала у компаний и финансовых институтов, низкой правовой защищенностью иностранных инвесторов.

При этом механизме компания-инициатор инвестиционного проекта самостоятельно выбирает инвесторов для привлечения дополнительных инвестиций. Часть доходов от реализации проекта могут быть направлены на развитие других видов деятельности компании, как, собственно, и доходы от них – для погашения обязательств перед инвесторами проекта. Компания несет полную финансовую ответственность перед инвесторами, отвечая перед ними всем своим имуществом (а не только имуществом проекта).

Проектное финансирование широко использовалось в странах с развитой рыночной экономикой при инвестировании масштабных и дорогостоящих инфраструктурных инвестиционных проектов, включая и строительство электростанций. Инвестиционный проект организовывался в форме самостоятельного хозяйствующего субъекта – совместного предприятия (в современных условиях к ним относится так называемая форма компании «специального назначения» – SPV) и не был связан с другими видами деятельности компании-инициатора этого проекта. «Жизнеспособность» проекта предварительно оценивалась признанными международными

экспертами, при этом детально проверялись эффективность проекта, добросовестность и способность участников выполнить свои контрактные обязательства. Была предусмотрена поддержка проекта платежеспособной «третьей» стороной в виде гарантий, страхования и обязательств по участию в проекте. Инвестирование проекта носило строго целевой характер, применялись жесткие санкции при любом нецелевом использовании инвестиционных средств. Обслуживание финансовых обязательств перед инвесторами осуществлялось исключительно за счет доходов, получаемых в процессе реализации проекта [66].

Механизм проектного финансирования с конца 90-х годов XX в. широко использовали частные независимые производители энергии при создании новых генерирующих мощностей в других странах [67]. Сегодня в создании SPV за рубежом наиболее активны китайские корпорации. В частности, такую готовность в сооружении объектов российской электроэнергетики (строительство ПГУ-ТЭЦ 450 МВт в Ярославле совместно с ОАО «Территориальная генерирующая компания №2») продемонстрировали Huadian Power International Corporation, крупнейшая гидроэнергетическая корпорация China Yangtze Power и китайская государственная электросетевая компания SGEC (сооружение Ленской ТЭС совместно с Евросибэнерго) [68].

Финансовый лизинг широко применялся в странах со зрелой нормативно-правовой и методической базой, соответствующей международной Конвенции о лизинге. С опытом успешной практической реализации мер в области лизинга, с финансово состоятельными лизинговыми компаниями, доступным по цене и продолжительности предоставления лизингом, с высоко ответственными компаниями по соблюдению условий лизингового договора и государственной поддержкой лизинговой деятельности в стране [69-70].

Механизм концессий (государственно-частного партнерства – ГЧП) широко применялся в развитых странах, с 1990 г. – в развивающихся странах при сооружении объектов электроэнергетики (табл. 1.4), главным образом, посредством «строительство-управление-передача» и «строительство-лизинг-

передача». По первому типу частный инвестор на собственные средства возводил объект, эксплуатировал его в течение срока окупаемости, а затем безвозмездно передавал в собственность государства или муниципального образования.

Таблица 1.4

Концессии в сфере производственной инфраструктуры
(развивающиеся страны, 1990-2002 гг.)

Объекты инфраструктуры	Число объектов	Стоимость объектов (млрд. долл.)
электроэнергетика	616	136,3
аэропорты	61	10,2
морские порты	161	18,4
железные дороги	61	25,7
автомобильные дороги	319	59,3
всего	1218	249,9

В случае «строительство-лизинг-передача» инвестор не эксплуатировал построенную им электростанцию, а передавал ее в лизинг энергетической компании. В дальнейшем электростанция также переходила в собственность государства или муниципального образования [71-73].

Как было отмечено, основным механизмом инвестирования российской электроэнергетики является традиционное финансирование. Проектное финансирование, концессии и лизинг при строительстве отраслевых объектов практически не использовались. Механизм концессий применялся лишь однажды – в 2006 г. при проектировании и строительстве относительно недорогих и с небольшими сроками окупаемости московских газотурбинных станций (ГТС) «Щербинка» и «Коломенское» с целью обеспечения электрической и тепловой энергией объектов ЖКХ. Частный инвестор финансировал проектирование, строительство и ввод объекта. Государство (Департамент топливно-энергетического хозяйства г. Москвы) обеспечивало сбыт энергии, гарантируя компенсацию разницы между закупаемой ГТС ценой

газа и установленной Федеральной службой по тарифам ценой газа для ОАО «Мосэнерго» [74]. Небольшой опыт применения механизма концессий в электроэнергетике выявил много сложностей, в первую очередь, по практическому применению законодательной базы в этой области, хотя при этом механизме финансирования ГТУ-ТЭЦ могли в относительно короткие сроки поступать в ведение муниципальных органов власти [75-76, 43].

Разрабатывались новые механизмы инвестирования российской электроэнергетики. В 2005 г. – механизм гарантирования инвестиций (МГИ) по привлечению частных инвесторов в дефицитные районы в условиях отсутствия внешних инвестиций. Он гарантировал возврат вложенных средств и неизменный уровень дохода вне зависимости от колебаний цен на рынке. С момента ввода в эксплуатацию новая станция (даже если бы она и не была задействована) оплачивалась инвестору через заложенную в тариф Системного оператора дополнительную плату за услуги по формированию перспективного технологического резерва. МГИ так и не «заработал» в электроэнергетике и перспективы его применения по-прежнему неясны. Как отмечалось в публикациях автора [77, 78], законодательство по МГИ во многом осталось не доработанным, хотя регулярно обновлялось, в частности: были увеличены предельный срок действия МГИ, предельный размер вводимых мощностей, предельная единичная мощность отбираемых в ходе конкурса энергетических объектов, расширены полномочия организатора конкурса инвестиционных проектов.

Российские дореформенные и реформированные генерирующие компании электроэнергетики пока мало заинтересованы в реальном привлечении внешних инвестиций. Об этом свидетельствовали результаты исследований их инвестиционного обеспечения и инвестиционной политики.

Объемы инвестирования российской дореформенной электроэнергетики – от создания в 1992 г. Российского акционерного общества энергетики и электрификации (РАО «ЕЭС России») до его ликвидации в 2008 г. – были далеки от реально необходимых для ее развития (рис. 1.3) [79-82, 188-190].

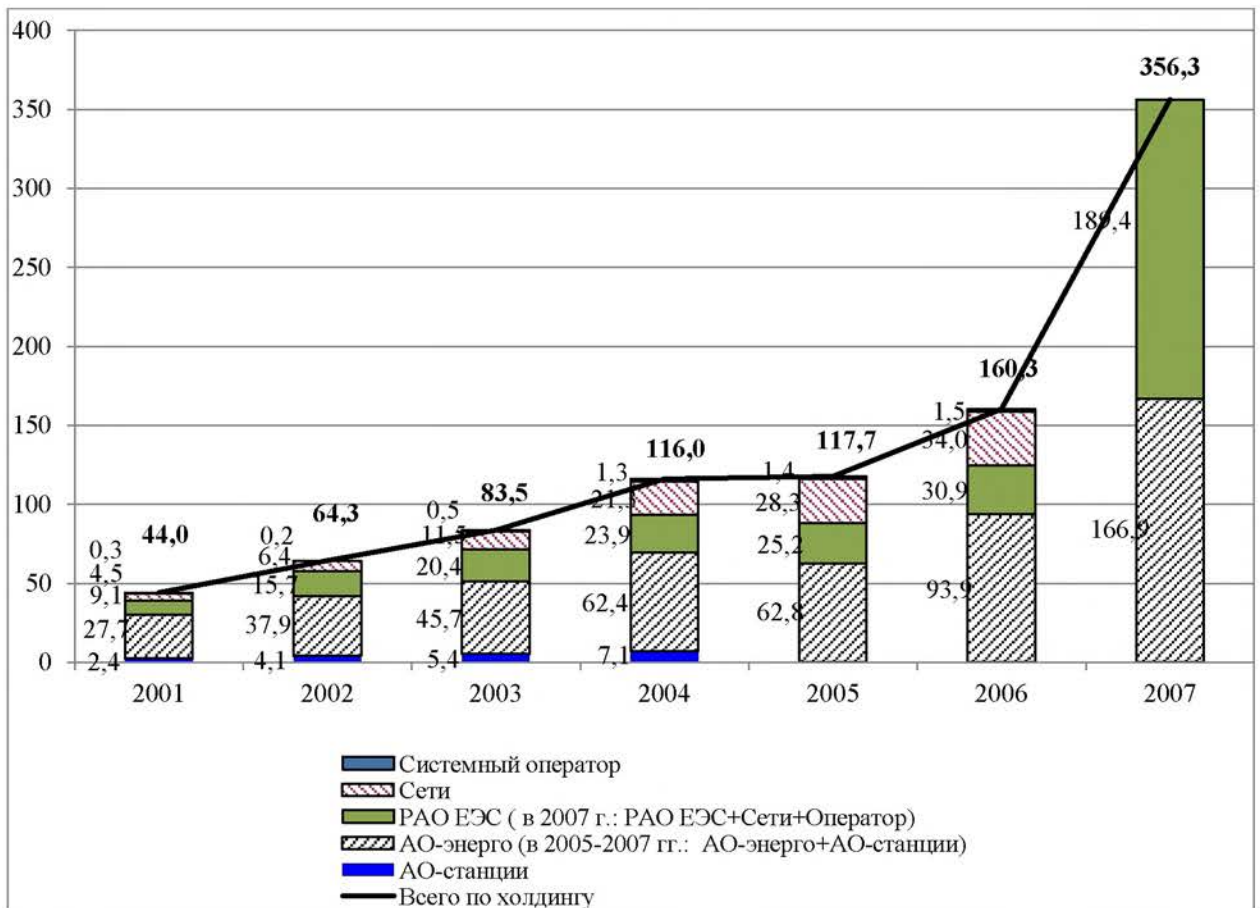


Рис. 1.3. Динамика инвестиций в холдинге РАО «ЕЭС России» (включая заемные средства), млрд. руб., в текущих ценах

Источники: Дубинин С.К. Финансовая и инвестиционная деятельность Холдинга РАО «ЕЭС России». URL: <http://www.rao-ees.ru/ru/news/speech/confer/cgi?prez291105dub.htm>

Годовые отчеты РАО «ЕЭС России» за 1996-2005 годы. URL: <http://www.rao-ees.ru/ru/investor/reporting/show.cgi?content/htm>

Годовые отчеты РАО «ЕЭС России» за 2006-2007 гг. URL: <http://www.rao-ees.ru/ru/investor/reporting/reports/report.htm>

Заметим, что границы дореформенной электроэнергетики (1992-2008 гг.), приведенные в работе, связаны с характерными особенностями ее инвестиционного обеспечения и инвестиционной политики, а не с временными этапами проводимых в отрасли структурных реформ.

Тем не менее, коротко об отраслевых структурных реформах. В дореформенный период российская электроэнергетика функционировала в рамках контролируемого государством холдингового управления объединенных РАО «ЕЭС России» акционерных компаний электроэнергетики

(АО-энерго). Под его управлением (кроме АО-энерго) находились предварительно выведенные из их состава крупные тепловые и гидравлические электростанции, системообразующая высоковольтная сеть, центральное и объединенные диспетчерские управления и другие отраслевые предприятия и организации, являющиеся его дочерними компаниями.

Отраслевые структурные реформы начались с принятия в 2001 г. постановления Правительства РФ № 526 «О реформировании электроэнергетики РФ». Были учреждены: Администратор торговой системы (ОАО «АТС») – организатор торговли на оптовом рынке электроэнергии и мощности, Федеральная сетевая компания (ОАО «ФСК ЕЭС»), диспетчер управления Единой энергетической системой – Системный оператор (ОАО «СО ЕЭС»). Новым пакетом федеральных законов в 2003 г. был определен порядок образования межрегиональных и распределительных сетевых компаний (МРСК и РСК), крупных оптовых и территориальных генерирующих компаний (ОГК и ТГК), выделенных из реорганизованных АО-энерго. Шесть тепловых ОГК были сформированы по экстерриториальному принципу, ОАО «РусГидро» объединило большинство ГЭС. По территориальному принципу были созданы 14 ТГК, а АЭС вошли в ОАО «Концерн Росатом». Все компании новой целевой отраслевой структуры в 2006-2007 гг. были обособлены от РАО «ЕЭС России» и оно прекратило свою деятельность со второго полугодия 2008 г.

Инвестирование дореформенной электроэнергетики осуществлялось из целевых инвестиционных средств, относимых на себестоимость электроэнергии (отменены в 1996 г.), а в дальнейшем из инвестиционной составляющей тарифа на электроэнергию в виде абонентной платы за услуги РАО «ЕЭС России» по организации функционирования и развитию ЕЭС России. Ее размер утверждался Федеральной энергетической комиссией (сейчас Федеральная служба по тарифам – ФСТ). Эта плата являлась временным источником инвестирования отрасли для завершения строительства генерирующих мощностей высокой степени готовности в условиях отсутствия внешних инвестиций. В последующие годы ее использовали для

инвестирования новых высокоприоритетных энергетических объектов, а также объектов в соответствии с Указами Президента РФ. Предпринимаются попытки возврата инвестиционной составляющей в тарифы на электроэнергию.

Получаемые из тарифа инвестиционные средства РАО «ЕЭС России» расходовало крайне неэффективно, допуская существенные нарушения в выполнении инвестиционной программы и нецелевое использование этих средств. Это показали результаты проверки, проведенной в 2007 г. Счетной палатой РФ [83]. Инвестиционные проекты имели произвольный формат и реализовывались без согласования с уполномоченными федеральными органами исполнительной власти, не содержали полного пакета документов, предусмотренных постановлением Правительства РФ от 19.01.2004 г. № 19 «Об утверждении правил согласования инвестиционных программ субъектов естественных монополий в электроэнергетике». Реализация инвестиционной программы по ряду объектов начиналась при отсутствии проектно-сметной документации и технико-экономических обоснований, работы выполнялись параллельно с разработкой и утверждением проекта. Наличие узкого круга подрядных организаций приводило к затягиванию и снижению эффективности конкурсных процедур, срывались графики производимых работ, имелись многочисленные случаи использования несертифицированных материалов. Отсутствие проектно-сметной документации приводило в процессе строительства к неоднократным заключениям дополнительных соглашений к договорам подряда, приводящим к существенному превышению первоначальной стоимости проекта. По формату отчета о выполнении инвестиционной программы было трудно оценить ход ее выполнения (в частности, вследствие отсутствия важнейших показателей по объемам выполненных работ, динамики дебиторской и кредиторской задолженностей) и проводить контроль использования инвестиционных средств.

Меры по увеличению эффективности расходования инвестиционных средств не дали желаемых результатов, в том числе, по причине формального контроля за их исполнением со стороны Федеральной энергетической

комиссии. Возможность аккумулирования крупных инвестиционных средств из абонентной платы не стимулировало РАО «ЕЭС России» к тщательному обоснованию экономической эффективности новых инвестиционных проектов, к повышению инвестиционной привлекательности компаний с целью выгодного привлечения внешних инвестиций.

Внешние инвестиции в развитие электроэнергетики были незначительными, хотя на акции РАО «ЕЭС России» в 1997 г. были выпущены первые американские депозитарные расписки, подготовлен выход на рынок еврооблигаций в 1998 г. в объеме 2 млрд. долларов (размещение не состоялось по причине ухудшения ситуации на фондовых рынках) [84-86].

Объемы финансирования инвестиционных программ дочерних компаний (АО-энерго) были невелики и обеспечивались, главным образом, собственными средствами, основную долю в которых составляла амортизация (рис 1.4). Накануне ликвидации РАО «ЕЭС России» немного увеличились доли прибыли и заемных средств [79, 84, 86-88].



Рис. 1.4. Финансирование инвестиционных программ АО-энерго, млрд. руб., в текущих ценах

Источник: Дубинин С.К. Финансовая и инвестиционная деятельность Холдинга РАО «ЕЭС России». URL: <http://www.rao-ees.ru/ru/news/speech/confer/cgi?prez291105dub.htm>

Размер направленной на инвестиции чистой прибыли по АО-энерго с 2002 по 2006 гг. вырос с 2,28 млрд. руб. до 12,5 млрд. руб., главным образом, за счет незначительного повышения эффективности их деятельности.

Внешние заимствования АО-энерго были незначительными и состояли, в основном, из привлеченных краткосрочных кредитов и корпоративных облигационных займов, направляемых на преодоление кассовых разрывов и выполнение обязательств перед персоналом, поставщиками, бюджетом. Условия функционирования и развития отрасли в этот период осложнялись массовыми неплатежами за электрическую и тепловую энергию, когда кредиторская задолженность за год увеличивалась более чем в 2 раза, а доля «живых» денег в платежах не достигала 20% (например, в 1997 г. - около 18%).

Вот некоторые из компаний, разместивших в 2002-2006 гг. корпоративные облигационные займы (табл. 1.5) [89-90].

Таблица 1.5

Корпоративные облигации АО-энерго

Компания	Выпуск	Размещение	Погашение	Объем, млн. руб.
Ленэнерго	1	22.04.2004	19.04.2007	3000
Башкирэнерго	1	12.09.2002	11.09.2005	500
	2	26.02.2004	22.02.2007	500
	3	2006	2009	1500
Якутскэнерго	1	04.09.2003	31.08.2006	400

Источник: Таблица составлена автором на данных: Корпоративные облигации. URL:<http://www.bonds.finam.ru>; Ежеквартальный отчет РАО «ЕЭС России» за 4 квартал 2004 г. URL:http://www.rao-ees.ru/ru/investor/corp_sob.htm

Из табл. 1.5 видно, что объемы облигационных займов были небольшими и краткосрочными, не превышали 3 млрд. руб. и 5 лет размещения. Вышедшим на долговой рынок в 2006 г. ОАО «ГидроОГК» и ОАО «ОГК-5» также удалось разместить только небольшие по объему облигационные займы – по 5 млрд. руб.

Инвестиционная политика в дореформенной электроэнергетике в условиях явного недостатка инвестиций была направлена на поддержание действующего потенциала мощностей путем реконструкции и технического перевооружения, повышения экономичности их работы, вынужденного продления сроков службы оборудования, выработавшего свой ресурс [91-96].

Для снижения затрат на приобретение комплектующих и оборудования на предприятиях РАО «ЕЭС России» вводились конкурсы на поставку материально-технических ресурсов, машин и механизмов, строительные подряды. Для повышения их открытости и эффективности в 2004 г. были утверждены стандарты, регламентирующие закупочную деятельность, создана информационно-аналитическая и торгово-операционная система электронной торговли «Рынок продукции, услуг, технологий для электроэнергетики – B2B-Energy» [97]. Для сокращения инвестиционных затрат были продекларированы исключение объектов социальной инфраструктуры из проектно-сметной документации, пересмотр и сокращение схем пусковых комплексов, новые технические решения по организации строительства и производству работ.

Оценивались возможности и условия продления сроков службы энергетического оборудования, выработавшего свой ресурс в соответствии с «Концепцией продления срока службы ответственного теплосилового оборудования электростанций» (2002 г.). В результате сроки эксплуатации мощных энергоблоков 500-800 МВт и силового оборудования меньшей мощности были увеличены до 20-25% по отношению к проектным [93].

По независимым оценкам дореформенного периода, инвестиционная программа электроэнергетики на 2008-2012 гг. только на 25-30 процентов могла быть обеспечена собственными средствами компаний (рис. 1.5) [98].

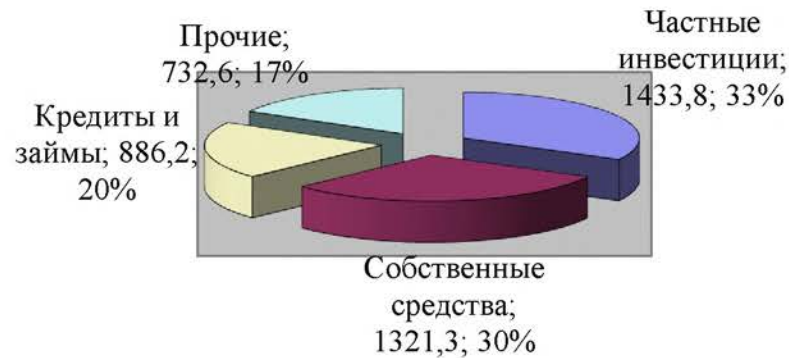


Рис. 1.5. Источники финансирования инвестиционной программы электроэнергетики России на 2008-2012 гг. (млрд. руб., %)

Источник: Христенко В.О. перспективах развития электроэнергетики РФ.
 URL: <http://www.rao-ees.ru/ru/news/speech/confer/prez/pr070606.ppt>

Недоинвестированность российской электроэнергетики, масштабность требующихся для ее развития инвестиционных средств, отсутствие у государства необходимых объемов инвестиций для отраслевого финансирования и методов контроля их эффективного использования, явились ключевыми аргументами в пользу реформирования отрасли, главным образом, с целью привлечения внешнего инвестирования. Для генерации, рассматриваемой в качестве конкурентного сектора электроэнергетики, планировались частные инвестиции, требующие эффективных и действенных механизмов повышения инвестиционной привлекательности компаний [94-95, 99-109, 88]. В этой области на уровне РАО «ЕЭС России» были разработаны и проведены необходимые мероприятия для выгодного размещения дополнительных акций генерирующих компаний накануне их приватизации. Впоследствии средства (по разным оценкам от 500 млрд. руб. до 1 трлн. руб.), полученные от приватизации (преимущественно под «бренд» РАО «ЕЭС России») поступили на счета генерирующих компаний и явились финансовой

базой для реализации их инвестиционных программ в рамках подписанных до 2015 г. Договоров о предоставлении мощности (ДПМ).

Дальнейших существенных и последовательных шагов в направлении повышения инвестиционной привлекательности компаний электроэнергетики практически не наблюдалось, о чем свидетельствовал проведенный анализ их инвестиционного обеспечения в послереформенные годы.

Общий объем инвестиций на 2008-2012 гг. в инвестиционной программе РАО «ЕЭС России» был запланирован на уровне 4,4 трлн. руб. при 43,9 ГВт вводов новых генерирующих мощностей [110]. На рис. 1.6 для наглядности представлена динамика вводов и инвестиций (до 1998 г. – в неденоминированных рублях) по холдингу РАО «ЕЭС России» со значениями вводов и инвестиций на 2008-2012 гг. при новой целевой структуре отрасли после его ликвидации [80-82, 110].

Значения вводов и инвестиций в инвестиционной программе холдинга РАО «ЕЭС России» на 2008–2012 гг. (позднее эта программа вошла в Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.) изменились под воздействием финансово-экономического кризиса 2008 года. Объемы вводов мощностей по ряду генерирующих компаний были пересмотрены в сторону уменьшения, а сроки по ним перенесены. В результате снизилась и стоимость инвестиционной программы, приблизительно на 1 трлн. руб. [111]. Тем не менее, потребность в инвестициях на развитие объектов генерации в электроэнергетике осталась весьма значительной, в базовом варианте скорректированной редакции 2010 г. «Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 г.» она составляла в 2010-2015 гг. – 2,34 трлн. руб., в 2016-2020 гг. – 2,88 трлн. руб. [112]. В дальнейшем размеры потребности в инвестициях в 2011-2020 гг. на модернизацию и строительство генерирующих мощностей были вновь скорректированы Минэнерго в сторону увеличения и составили 6,8 трлн. руб. [113].

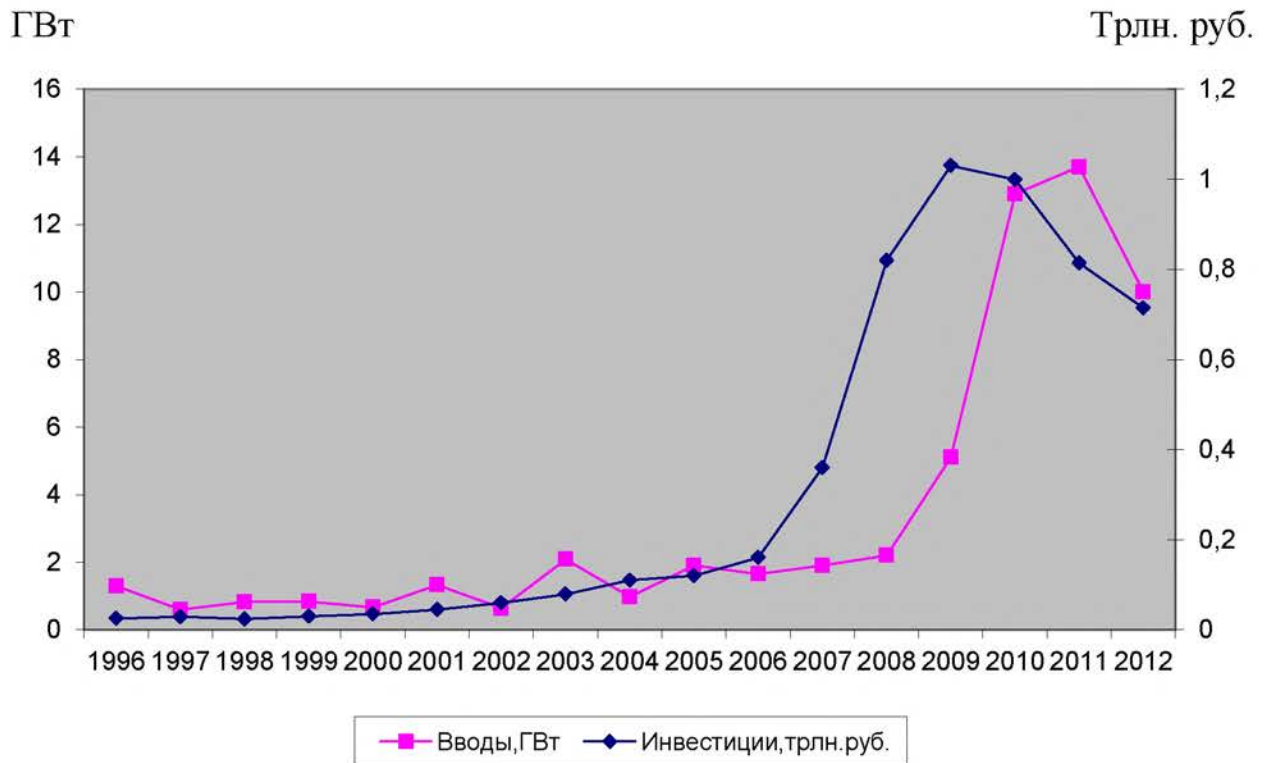


Рис. 1.6. Динамика вводов и инвестиций (в текущих ценах) по холдингу
РАО «ЕЭС России» в 1996-2012 гг.

Источник: Рисунок выполнен автором на основе данных: Годовые отчеты РАО «ЕЭС России» за 1996–2005 годы. URL: <http://www.rao-ees.ru/ru/investor/reporting/show.cgi?content.htm>

Годовые отчеты РАО «ЕЭС России» за 2006–2007 гг. URL: <http://www.rao-ees.ru/ru/investor/reporting/reports/report.htm>

Выступление Председателя Правления РАО «ЕЭС России» Чубайса А. Б. на ежегодной конференции «РАО «ЕЭС России» – открытая компания» 3 июня 2008 г. URL: <http://www.rao-ees.ru/ru/news/conf030608/show.cgi?content.htm>

Большинство российских генерирующих компаний электроэнергетики практически не повышали свою инвестиционную привлекательность, чтобы привлекать внешние инвестиции. Они, главным образом, использовали средства, полученные на выполнение своих инвестиционных программ от продажи дополнительных эмиссий акций при их приватизации, возросшие собственные возможности для инвестирования, временно увеличившиеся финансовые возможности государства и его готовность инвестировать в инфраструктуру (на фоне высоких цен на углеводороды) [114].

Рост собственных возможностей для инвестирования в послереформенные годы, в основном, был связан с увеличением прибыли (главным образом, вследствие почти трехкратного повышения цен на энергию), размещением свободных денежных средств на депозитах банков, поступлениями средств от «материнских» компаний, продажей профильных и непрофильных активов, казначейских бумаг.

Так, компания ОАО «Фортум» (ТГК-10) в рамках выделения из своего состава мощностей, работающих на угле, с целью дополнительного финансирования инвестиционной программы продала за 30 млн. долл. Аргаяшскую ТЭЦ в Челябинской области. ОАО «Мосэнерго» – головной офис (цена сделки не разглашалась). ОАО «Интер РАО» реализовало миноритарные доли акций в компаниях энергетического сектора – 26,43% ОАО «Энел ОГК-5» (625 млн. долл.), другие – за 8,2 млрд. руб. Продажу непрофильных активов (оценены в 2.3 млрд. долл.) проводил ОАО «Газпром энергохолдинг» [115-117].

Непрофильные активы, дополнительные эмиссии акций, казначейские бумаги и корпоративные облигации приобретались у российских генерирующих компаний преимущественно государством.

Частные инвесторы осуществляли свои вложения только в «высококачественные инфраструктурные активы с профессиональной руководящей командой», находящиеся, главным образом, в руках иностранных собственников. Например, частный консорциум инвесторов (в составе – «Русэнерго Фонд» компании Xenon Capital Partners» и инфраструктурный фонд Macquarie Renaissance) приобрел пакет акций ОАО «Энел ОГК-5» у ОАО «Интер РАО» [116].

Величина доходов от размещения свободных денежных средств на депозитах банков на инвестиционные цели, например, по совокупному депозитному портфелю ОАО «ОГК-3» и ОАО «ОГК-1», контролируемых ОАО «Интер РАО», составляла в последние годы более 2 млрд. руб. в год (при средней доходности в 6% годовых).

От продажи казначейских бумаг ОАО «ОГК-3» (4,14% уставного капитала) в 2012 г. ОАО «Интер РАО» выручило более 2,2 млрд. руб. ОАО «РусГидро» подготовило казначейские бумаги (11% уставного капитала) для продажи Внешэкономбанку за 64 млрд. руб.

Госкомпания размещали в электроэнергетике дополнительные эмиссии акций, которые гарантированно выкупали их собственники по преимущественному праву (пропорционально своим долям в уставном капитале компании), государственные банки, аффилированные с государством инвестиционные и управляющие компании. В частности, такие дополнительные эмиссии в июле-августе 2010 г. провели ОАО «РусГидро» и ОАО «Интер РАО» (21,9 и 24,9 млрд. руб., соответственно). Основную часть допэмиссии ОАО «Интер РАО» (на 21,3 млрд. руб.) приобрел Внешэкономбанк, на 3,6 млрд. руб. – акционеры компании. Дополнительная эмиссия акций ОАО «РусГидро» объемом в 89 млрд. руб. (август 2011 г.) была выкуплена акционерами компании в рамках преимущественного права [118].

Другие генерирующие компании электроэнергетики перенесли или отложили свои первичные размещения акций, в основном, из-за неблагоприятной конъюнктуры на финансовых рынках. Привлечения дополнительных средств с международных финансовых рынков посредством выпуска американских и глобальных депозитарных расписок практически не было. В рассматриваемый период ОАО «Интер РАО» разместило обыкновенные акции в размере около 2 млрд. долл. в форме глобальных депозитарных расписок на Лондонской фондовой бирже [119].

Госкомпания получали на выполнение инвестиционных программ льготные кредиты от государства и аффилированных банков. Например, Сбербанк открыл кредитную линию ОАО «РусГидро», выделив в 2011 г. кредит в размере 40 млрд. руб. ОГК-2 получила кредиты от Газпромбанка, АБ «Россия», ОАО «Газпром энергохолдинга» в размере 10 млрд. руб., 4.5 млрд. руб. и 9 млрд. руб., соответственно [120].

Долгосрочные кредиты на рынках капитала для финансирования своих инвестиционных программ (даже в период кризиса) успешно привлекали иностранные собственники российской генерации. Например, Европейский банк реконструкции и развития открыл кредитную линию на финансирование инвестиционной программы ОАО «ОГК-5» (сейчас ОАО «Энел ОГК-5», подконтрольная итальянскому энергоконцерну Энел) на 12 лет без залогового обеспечения и поставке значительно ниже рыночной, главным образом, доверяя высокому профессионализму руководящей команды в этой компании [121].

Планировались инфраструктурные облигации под гарантии РФ для компаний электроэнергетического сектора, ведущих строительство особо значимых инфраструктурных объектов, как на весь срок окупаемости инвестиционного проекта, так и на более короткие сроки с возможностью дополнительной эмиссии и рефинансирования предыдущих выпусков на текущих уровнях доходности. Эти облигации были рассчитаны на государственные банки, получающие от государства кредиты на льготных условиях, и на других институциональных инвесторов (пенсионные фонды и страховые компании). В частности, Внешэкономбанку было разрешено инвестировать до 80% средств пенсионных накоплений в инфраструктурные облигации российских компаний, располагающих высоким кредитным рейтингом от авторитетных международных агентств. О намерении выпускать такие облигации объявляло ОАО «РусГидро» [122].

Однако необходимость в инфраструктурных облигациях по мере ослабления кризиса 2008 г. уменьшилась, для привлечения дополнительных инвестиционных средств компании начали размещать корпоративные облигации под приемлемые ставки на российских фондовых биржах, также преимущественно выкупаемые государством. ОАО «РусГидро» разместило в 2011 г. два выпуска пятилетних рублевых облигаций на общую сумму в 15 млрд. руб. и четырех серий стоимостью 10 млрд. руб. каждый. Был объявлен выпуск четырех траншей долговых бумаг ОАО «ТГК-1» общим объемом 8

млрд. руб. сроком на 10 лет для сооружения энергоблока ПГУ-450 на Правобережной ТЭЦ [123].

К сожалению, объявленные российские инфраструктурные облигации в строгом смысле было нельзя отнести к инфраструктурным, поскольку они не отвечали критериям, применимым к этим облигациям в законодательстве стран, использующих их для инвестирования. В первую очередь, по причине отсутствия четкого целевого назначения средств от размещения инфраструктурных облигаций. В зарубежной законодательной практике такие средства привлекаются надежным заемщиком для финансирования соответствующего всем требованиям конкретного инфраструктурного проекта, а не под инвестиционную программу в целом. По сути, российские инфраструктурные облигации являлись, скорее, корпоративными облигациями инфраструктурных компаний. В некоторых публикациях такие ценные бумаги определяют как «квазиинфраструктурные» облигации [124].

Еврооблигации размещало в 2010 г. только ОАО «РусГидро» объемом в 20 млрд. руб. и сроком погашения в 2015 г. [125-126]. Авторитетные инвестиционные финансовые компании в это время были готовы приступить к организации размещения еврооблигаций российских электроэнергетических компаний в размере от 50 до 800 млрд. руб. (в зависимости от размеров их инвестиционных программ) сроком на 7-10 лет [127]. Для размещения долгосрочных еврооблигаций требовался высокий международный рейтинг отраслевых компаний, для получения которого ими должны были осуществляться конкретные практические меры по повышению инвестиционной привлекательности. Такой заинтересованности российские генерирующие компании электроэнергетики не проявили.

Инвестиционная составляющая, оставшаяся в тарифах реформированных компаний электроэнергетики ОАО «Росэнергоатом» и ОАО «ФСК ЕЭС», сохранила низкую эффективность. По результатам аудита инвестиционной деятельности госкомпаний, проведенного Счетной палатой РФ в 2011 г., наиболее существенные недостатки были выявлены у ОАО «ФСК ЕЭС»,

причем при объявленном государственном контроле его инвестиционной деятельности. Отсутствовали положительные сдвиги с дореформенных времен.

Включение объектов в инвестиционные программы происходило без их технико-экономического обоснования. Строительство проводилось с нарушениями действующих норм и правил градостроительного, земельного и экологического законодательства, в отсутствие утвержденной проектно-сметной документации, положительных заключений ФГУП «Главгосэкспертиза», экологической экспертизы и разрешений на проведение строительных работ. Плановые объемы инвестиционных программ были недостаточно обоснованы и, как правило, избыточны (например, у ОАО «ФСК ЕЭС» в 2009-2011 гг. почти вдвое). Допускались неоднократные и необоснованные корректировки и неисполнение инвестиционной программы, приводящие к увеличению объемов незавершенного строительства (по ОАО «ФСК ЕЭС» на 2010-2014 гг. перешли 253 незавершенных объекта с начатым строительством в период с 2003 по 2008 гг.) [128].

К предложениям по возврату инвестиционной составляющей в тариф на электроэнергию как относительно быстрого, доступного и менее затратного способа получения дополнительных инвестиционных средств нужно относиться с определенной осторожностью и по другим причинам.

Инвестиционная составляющая в тарифе на электроэнергию в отдельных госкомпаниях электроэнергетики в прежнем или в предлагаемом обновленном виде (при включении ее в тариф не заранее, а в более поздние сроки – после вводов в эксплуатацию энергетических объектов) способна привести к серьезному противостоянию с крупными потребителями. Современные потребители отказываются в принудительном порядке оплачивать непродуманные, недальновидные и неэффективные решения по развитию компаний электроэнергетического сектора. Тем более что использование этих инвестиционных средств увеличивает выручку и капитализацию отраслевых компаний, повышая доходы владельцев акций и энергетических менеджеров. Потребители готовы на величину оплаченной инвестиционной составляющей

тарифа участвовать в капитале госкомпаний, например, через передачу им части дополнительной эмиссии акций [129].

В такой ситуации генерирующим компаниям электроэнергетики, видимо, было бы продуктивнее использовать так называемое частное размещение акций. В этом случае ценные бумаги предлагаются ограниченному кругу наиболее заинтересованных в них потенциальных инвесторов, включая потребителей энергии, поскольку для публичного размещения акций в России пока не создано эффективного рынка [130]. Возможно, у потребителей появились бы дополнительные возможности для участия в оптимизации инвестиционной деятельности компаний электроэнергетического сектора, включая влияние на формирование инвестиционной программы и снижение ее стоимости, например, через своих представителей в Советах директоров. Отчасти эту миссию в новых условиях активно выполняет Совет потребителей.

В противном случае отдельные крупные потребители готовы строить собственную генерацию: ОАО "Газпром" разрабатывал для обеспечения собственных нужд электроэнергетические проекты на попутном и природном газе. Нефтяная компания ТНК-ВР планировала строительство трех газовых станций на попутном газе в Иркутской (до 300 МВт), Оренбургской областях (первый блок – 400 МВт) и на Ямале (200 МВт) [131].

Планируется в 2015-2030 гг. постепенный выход государства из активов топливно-энергетического комплекса по причине прогнозируемого долгосрочного дефицита федерального бюджета, низкой эффективности государственных компаний [129]. При значительном снижении инвестирования государством компаний электроэнергетики необходимо заблаговременное принятие мер по повышению их инвестиционной привлекательности для привлечения внешних инвестиций.

Проблема инвестиционной привлекательности особенно актуальна в современном мире в условиях глобализации, растущего мирового спроса на инвестиции и увеличивающейся конкуренции за их получение между

различными странами и компаниями, обострившегося мирового кризиса ликвидности.

Одним из ключевых факторов инвестиционной привлекательности акционерных компаний в мире является корпоративное управление (КУ). За эффективность системы корпоративного управления инвесторы готовы платить за акции российских компаний премию до 40% от их цены [132].

«Общее качество корпоративного управления» и «приверженность деловой этике» получили по 8,1 баллу, «высокий уровень транспарентности» – 9 баллов из десяти максимально возможных среди предложенных зарубежным бизнесменам и экспертам факторов значимости в пользу российских компаний при принятии ими инвестиционных решений [2].

Ведущие специалисты Мирового банка в области корпоративного управления подчеркивали «... неадекватная модель корпоративного управления в переходных экономиках может отложить начало устойчивого экономического роста на десятилетия» [3].

Для формулирования оснований для совершенствования корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики, возможностей применения с этой целью мирового опыта были проведены исследования зарубежного и российского опыта корпоративного управления.

1.2. Особенности зарубежного и российского корпоративного управления

В зарубежной практике корпоративное управление в обобщенном виде «объединяет в себе нормы законодательства, нормативные положения и практику хозяйствования в частном секторе, что позволяет привлекать финансовые и кадровые ресурсы, эффективно осуществлять хозяйственную деятельность и, таким образом, продолжать свое функционирование, накапливая долгосрочную экономическую стоимость путем повышения стоимости акций и соблюдая при этом интересы акционеров и общества в целом» [133-134]. Термин «корпоративное управление» в английском языке

«corporate governance» имеет двойное значение и, в первую очередь подразумевает более высокий уровень руководства в компании – «корпоративную власть», нацеленную на достижение максимальной эффективности работы корпорации в интересах акционеров, предоставивших финансовые ресурсы, а не привычное («corporate management») – оперативное, тактическое управление компанией [135-137].

Корпоративное управление, собственно, и возникло в связи с разделением власти в крупных зарубежных корпорациях на рубеже XIX-XX веков – с отделением права собственности от управления. Позитивность перехода контроля от собственников к менеджерам-инженерам была обоснована в 1924 г. Т. Вебленом [7]. В начале 30-х годов А. Берле и Г. Минз уже рассматривали отношения «собственник-менеджер» как так называемую «агентскую проблему», возникшую вследствие несовпадений интересов собственников капитала и управляющих им агентов, со всеми вытекающими негативными последствиями [8].

«Агентская проблема» явилась существенной составной частью теории «несовершенных контрактов» фирмы, впервые разработанной Р. Коузом в 1937 г. [9]. Различным аспектам «агентской проблемы» были посвящены многочисленные работы зарубежных авторов, в первую очередь, О. Вильямсона, В. Баумола, М. Дженсена, В. Меклинга, С. Гроссмана, О.Харта, А. Шлейфера [10-12].

В 90-х годах XX в. возник новый всплеск интереса к проблематике корпоративного управления, главным образом, по причине «переосмысления» накопленного в этой области опыта развитых стран, приватизацией в странах с переходной экономикой (включая Россию). Модели корпоративного управления, возникшие в развитых странах, были объединены по характерным признакам в так называемые мировые «типовые» модели корпоративного управления: англо-американскую и германскую (иногда японскую модель корпоративного управления рассматривают как самостоятельную) [13].

К типичным представителям с англо-американской моделью корпоративного управления, отличающейся преобладанием множества мелких акционеров в структуре акционерного капитала, были отнесены США и Великобритания. При развитом институте прав собственности в этих странах, основной конфликт интересов определен как «слабый собственник – сильный менеджер», а основным инструментом внешнего корпоративного контроля являлся ликвидный фондовый рынок. Вмешательство государства в дела корпораций было ограниченным.

Германская модель корпоративного управления характерна для Германии и некоторых других стран континентальной Европы, а также для Японии и Кореи. Здесь – концентрированная структура акционерного капитала, с несколькими крупными собственниками. Основной конфликт в этой модели – «слабые менеджеры, слабые миноритарные собственники – сильные мажоритарные собственники», а система внешнего корпоративного контроля осуществлялась, главным образом, головным банком.

В основу мировых «типовых» моделей корпоративного управления, заложены стандартные нормы и правила корпоративного управления, общепризнанные в зарубежной практике. Эти правила появились в 1999 г. в результате обобщения опыта в области корпоративного управления государств Организации экономического сотрудничества и развития как «Принципы корпоративного управления ОЭСР» [138]. Эти принципы являлись определенными стандартами наилучшей практики корпоративного управления в мире (далее по тексту – «зарубежные стандарты КУ»), в том числе для развивающихся стран и стран с переходной экономикой, заинтересованных в привлечении инвестиций:

1. Соблюдение прав акционеров (защита владельцев акций).
2. Равное отношение к акционерам (обеспечение равного отношения ко всем владельцам акций, включая мелких и иностранных инвесторов).
3. Учет роли заинтересованных лиц в управлении компанией (признание предусмотренных законом прав заинтересованных лиц, поощрение

активного сотрудничества компании с ними в целях увеличения активов, создания новых рабочих мест и достижения высоких финансовых показателей).

4. Раскрытие информации и прозрачность (обеспечение своевременного и достоверного раскрытия информации обо всех существенных аспектах функционирования и развития компании с обеспечением беспрепятственного доступа к ней).

5. Обязанности Совета директоров (СД) обеспечивать эффективное текущее и стратегическое руководство компанией, надлежащий контроль над работой органов управления, подотчетность перед акционерами и компанией в целом.

В обобщенном виде: справедливость (стандарты 1 и 2), ответственность (стандарт 3), прозрачность (стандарт 4) и подотчетность (стандарт 5).

Причем в развитой зарубежной практике корпоративного управления акценты сегодня смещаются преимущественно в сторону соблюдения стандарта «ответственности» компаний «...вопросы *социальной ответственности* способны оказывать такое же влияние на деловую репутацию и стоимость бизнеса, как и стандартные показатели экономического роста» [139].

Поскольку корпоративное управление в компании определено как власть, были проведены прямые аналогии между стандартами корпоративного управления и стандартами государственного управления (табл. 1.6) [136-137, 140]. Это – одна из научных гипотез автора по исследованию корпоративного управления в контексте власти, формирующего доверие инвестиционного сообщества к отечественным компаниям. При выполненной корреляции определенных ключевых понятий рассматривалась корпоративная практика в электроэнергетике по аналогии с государственным управлением. Предлагались изменения в корпоративные процедуры по примеру государственных и наоборот. Исследования автора в этой области не вошли в данное диссертационное исследование.

Стандарты управления

Стандарты	Корпоративного управления	Государственного управления в РФ
Справедливость	Признание, соблюдение и защита прав акционеров. Равное отношение к акционерам. Соблюдение и защита прав мелких (миноритарных) акционеров	Признание, соблюдение и защита прав граждан. Осуществление прав одних граждан, не нарушая права других. Регулирование и защита прав национальных меньшинств
Ответственность	Признание и учет предусмотренных законом прав заинтересованных лиц Поощрение активного сотрудничества с заинтересованными лицами в целях экономического и финансового благополучия компании	Признание и учет законных прав заинтересованных лиц по международным договорам и соглашениям Поощрение активного сотрудничества м/у государством и заинтересованными лицами в вопросах роста экономической и финансовой устойчивости страны
Прозрачность	Обеспечение своевременного и достоверного раскрытия информации обо всех существенных аспектах управления, функционирования и развития компании Беспрепятственный доступ к информации	Обеспечение своевременного и достоверного раскрытия информации обо всех существенных аспектах управления, функционирования и развития государства Обеспечение гласности
Подотчетность	Обеспечение подотчетности совета директоров акционерам и компании в целом Подотчетность правления совету директоров	Обеспечение подотчетности парламента избирателям (гражданам) Подотчетность правительства парламенту

Источник: Таблица выполнена автором на данных Corporate Governance: A Framework for Implementation, – World Bank, 1999, Конституции РФ. URL: <http://www.constitution.ru>,

При этом подчеркивалась на опыте развитых стран значимость исследований факторов внешней институциональной среды в формировании эффективной системы корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики, участвующих в ее создании агентов, действующих в различных сферах и влияющих на формирование репутации компании (рис. 1.7) [138, 141].

Внутренние факторыВнешние факторы

Рис. 1.7. Система корпоративного управления в компаниях развитых стран

Источник: Corporate Governance: A Framework for Implementation, - World Bank, 1999

Обозначены направления деятельности негосударственных структур в роли таких агентов, касающиеся образовательной работы, популяризации внедрения на практике норм «Кодекса корпоративного управления» РФ, информирования западных и внутренних инвесторов о происходящих изменениях в российском корпоративном секторе, формирования процедур

деловой этики и добровольного принятия их деловым сообществом и других направлений.

Опыт корпоративного управления в России относительно небольшой. Активный интерес к таким исследованиям возник в начале 2000-х годов. В этот период появилось большое количество теоретических работ по корпоративному управлению, выполненных, главным образом, Радыгиным А. Д., Энтовым Р. М., Долгопятовой Т. Г., Стиглицем Дж., Васильевым Д., Яковлевым А., Беликовым И. в области создания национальной модели корпоративного управления [15-21, 22-23, 17, 25, 26, 34]. Часть авторов, исходя из высокой концентрации собственности и сильного мажоритарного контроля со стороны крупных собственников акций в отечественных компаниях, склонялись к построению российской модели корпоративного управления по «германскому» типу (Фридман Р., Литвак Дж., Радыгин А.Д, Долгопятова Т. Г.). Другие – к англо-американской модели и обосновывали свою позицию заложенными в российское корпоративное управление базовыми принципами англосаксонского права, ориентированными на защиту мелких акционеров, и повсеместным распространением американских стандартов финансовой отчетности (Васильев Д., Кристофер Кокс).

Позднее появились работы по изучению экономических ограничений и противоречий национальной модели корпоративного управления (Капелюшников Р. А., Долгопятова Т. Г., Авдашева С. Б., Беликов И.) [27, 32-33, 24, 29-30].

Значимость особенностей институциональной среды и исторических условий развития в разных странах при становлении их национальных моделей корпоративного управления подчеркивались в трудах зарубежных (Меннингс Р., Краакман Р., Дж. Хей, Стиглиц Дж., Тейлор Б., Трикер Б.) [38, 17, 142-143] и отечественных авторов (Кондратьев В. Б., Бухвалов А. В., Плескачевский В. С., Пумпянский Д., Потанин В. О., Долгопятова Т. Г., Радыгин А.Д., Энтов Р. М., Шаститко А. Е. и другие) [16, 28, 35-37, 31, 143-150]. Стиглиц Дж., Шаститко А. Е., Бухвалов А. В., Меннингс Р., Тейлор Б. и другие высказывали

определенные опасения «трансплантации» в Восточную Европу зарубежных механизмов корпоративного управления. Ведь «типовые» мировые модели корпоративного управления формировались, в основном, в условиях высокоразвитых финансовых и институтов права, правоприменительной практики, конкурентных товарных рынков, рынков капитала и труда, развитого инфорсmenta (от англ. глагола «force» – «принуждать» к исполнению).

Российская модель корпоративного управления создается в условиях слабости национального фондового рынка и банковской системы, правовой системы и правоприменительной практики, выборочного инфорсmenta. Эти моменты подробнее рассмотрены в п. 2.2. при выявлении факторов внешней среды, определяющих инвестиционную привлекательность электроэнергетики. Отдельные особенности и типичные недостатки российской модели корпоративного управления, создающейся в таких условиях, были отмечены Мерритт Б. Фокс, Швырковым О. [152, 47].

Определены характерные черты формирующейся российской модели корпоративного управления: высокая концентрация собственности нефинансовых организаций и государства в акционерном капитале компаний; перманентное перераспределение собственности; относительно слабый внешний корпоративный контроль; жесткое доминирование со стороны крупных собственников в ущерб интересам мелких акционеров; смешение полномочий, обязанностей и ответственности между крупными собственниками и менеджментом; декларативный и формальный характер корпоративной практики. В более поздних исследованиях Константинова Г., Бухвалова А. В., Трикера Б. были отмечены такие характерные черты национальной модели корпоративного управления как отсутствие традиций корпоративной этики и деловой культуры, воспроизводства репутации и доверия. В отдельных работах (Долгопятова Т. Г.) дополнительно подчеркивались слабость стратегического управления, отсутствие или краткосрочность горизонтов управления.

Отдельные исследования российской корпоративной практики связаны с выявлением основных тенденций его развития и законодательного регулирования, наиболее актуальных компонентов корпоративного управления, особенностей в контексте текущей экономической ситуации. Обобщенные результаты этих исследований представлены в специализированном журнале «Корпоративное управление» Национального совета по корпоративному управлению (НСКУ) и Приложениях к газете «Коммерсантъ» [143-150], с 2008 г. – в «Национальных докладах по корпоративному управлению». В частности, тема «Национального доклада по корпоративному управлению» 2012 г. – состояние и основные тенденции в развитии корпоративного управления в России и за рубежом в условиях процесса глобализации [153].

По авторитетному мнению фондовых управляющих одной из старейших и влиятельных в мире финансовой компании JP Morgan Chase «...современное состояние корпоративного управления в России миновало только этап начального становления и ему предстоит еще значительный путь совершенствования».

В стране «...сегодня необходимо развивать существующие институты и наполнять корпоративные процедуры реальным содержанием, с расстановкой правильных акцентов в контурах новой модели» [154], поскольку большинство российских компаний «...лишь декоративно и временно улучшают корпоративное управление, в действительности ничего не меняя и продолжая управлять компаниями так, как считают нужным» [2].

К сожалению, состояние корпоративного управления в России в приведенных цитатах отражает практику управления в российских дореформенных и реформированных генерирующих компаниях электроэнергетики (Баринов В. А., Волков Э. П., Дьяков А. Ф., Гительман Л. Д., Макаров А. А., Бушуев В. В., Эдельман В. И. и др.), хотя она рассматривается на отраслевом уровне, в основном, как оперативно-тактическое управление [40-41, 44, 43, 155].

Работ по исследованию корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики немного. На начальном этапе его совершенствования они выполнены менеджментом РАО «ЕЭС России» накануне его ликвидации [45], аналитиками международного рейтингового агентства Standard and Poor's Е. Дубовицкой, Е. Марушкевич, О. Швырковым, Ю. Кочетыговой, Р. Кирдань в рамках ежегодного присвоения агентством рейтингов корпоративного управления отдельным отраслевым компаниям [46, 47-48].

Не найдено работ с углубленным анализом корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики, направлений его совершенствования с целью повышения доверия инвесторов, с учетом характерных национальных и отраслевых особенностей, значимых и специфических факторов внешней среды.

Для формулирования оснований для разработки новых методических подходов и инструментов к совершенствованию корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики были выполнены дополнительные исследования его практики в этих компаниях.

1.3. Корпоративное управление в российской электроэнергетике, требующее модернизации методов и инструментов

Структурные реформы в российской электроэнергетике сопровождались развитием корпоративного управления в виде отдельных корпоративных процедур [95, 156-158]. Однако корпоративные методы управления были приоритетными, в основном, на уровне материнской компании – РАО «ЕЭС России». Они обеспечивали прозрачность управления и улучшение взаимодействия с мелкими акционерами (так называемые «семь шагов менеджмента РАО «ЕЭС России» навстречу миноритарным акционерам») и другими заинтересованными лицами. Улучшение корпоративного управления проводилось, главным образом, с целью увеличения мотивации инвесторов к

приобретению активов российской электроэнергетики накануне ликвидации РАО «ЕЭС России» [99-103].

Эти выводы подтверждены результатами транспарентности (прозрачности) российских компаний в 2005-2007 гг. от авторитетного международного рейтингового агентства Standard and Poor's (S&P). Из общих результатов по прозрачности российских компаний, полученных S&P в эти годы, автором были выделены и систематизированы данные прозрачности компаний электроэнергетики и сведены в таблицу 1.7 [159-161]. В этой таблице представлены компании, имевшие в этот период ликвидные акции, представленные в высших котировальных списках российских и международных фондовых площадок.

Как показывают данные табл. 1.7, средние общие значения прозрачности российских электрогенерирующих компаний выросли с 43,3% в 2005 г. до 50,2% в 2007 г. Их отставание в эти годы от значений по компаниям России (50% и 55%, соответственно) было невелико. Отклонения в блоках информации по средним значениям прозрачности компаний электроэнергетики и компаний России, в основном, были также небольшими. Средние значения прозрачности находились на уровне минимального требуемого раскрытия информации со стороны российских фондовых бирж, но не соответствовали показателям международных стандартов (средние показатели транспарентности компаний с листингом на Лондонской фондовой бирже составляли в 2007 году 63%, Нью-йоркской – 74%). Для сравнения: лучшие показатели информационной прозрачности по S&P в 2007 г. среди российских компаний достигли компании телекоммуникационного сектора – «Голден Телеком» (77%), «Мобильные телеСистемы» (77%).

При сравнении информационной прозрачности отдельных электрогенерирующих компаний наблюдались значительные отклонения в значениях. Так, разница между самым высоким общим баллом прозрачности в 2007 г. у РАО «ЕЭС России» (72%) и самым низким (Башкирэнерго – 28%) составила 44 пункта.

Таблица 1.7

Результаты исследования прозрачности российских электроэнергетических компаний в 2005-2007 гг.

Компания	Раскрытие информации по блокам, %														
	Структура собственности и отношения с инвесторами			Финансовая и операционная информация			Состав, процедуры работы Совета директоров и менеджмента			Общий балл			Место среди компаний России		
	2005	2006	2007	2005	2006	2007	2005	2006	2007	2005	2006	2007	54-ех	70-и	80-и
Мосэнерго	56	55	52	59	63	56	55	58	58	58	59	55	19	25	39
РАО «ЕЭС России»	57	58	71	49	55	70	53	53	78	52	55	72	26	33	5
Кузбассэнерго	41	48	40	47	72	54	50	61	51	46	63	49	33	18	53
Якутскэнерго	40	45	н/д	41	48	н/д	48	47	н/д	43	47	н/д	38	47	н/д
Иркутскэнерго	33	45	55	37	43	49	31	40	37	34	43	48	46	56	58
Башкирэнерго	30	30	31	25	26	25	30	30	31	27	28	28	50	68	78
ТГК-8	н/д	62	49	н/д	51	34	н/д	65	44	н/д	58	41	н/д	27	71
ОГК-6	н/д	69	67	н/д	46	30	н/д	59	48	н/д	55	44	н/д	35	68
ОГК-3	н/д	52	54	н/д	43	57	н/д	52	41	н/д	48	52	н/д	46	48
ОГК-5	н/д	55	62	н/д	36	53	н/д	58	50	н/д	46	55	н/д	50	40
ОГК-2	н/д	56	52	н/д	36	41	н/д	49	40	н/д	45	44	н/д	52	70
ТГК-9	н/д	49	59	н/д	26	39	н/д	57	52	н/д	37	48	н/д	61	60
ТГК-5	н/д	41	54	н/д	40	54	н/д	38	47	н/д	35	53	н/д	63	46
ТГК-6	н/д	45	н/д	н/д	17	н/д	н/д	30	н/д	н/д	28	н/д	н/д	69	н/д
ТГК-1	н/д	н/д	59	н/д	н/д	59	н/д	н/д	54	н/д	н/д	58	н/д	н/д	33
ОГК-4	н/д	н/д	62	н/д	н/д	51	н/д	н/д	62	н/д	н/д	56	н/д	н/д	37
Среднее	43	50.7	54.8	43	43	48	44.5	49.8	49.5	43.3	46.2	50.2			
Среднее по компаниям России	49	55	55	51	56	57	49	48	50	50	53	55			

Отклонения значений прозрачности по блокам информации между этими компаниями в 2007 г. были практически на том же уровне: «структура собственности и отношения с инвесторами» – 40 пунктов, «финансовая и операционная информация» – 45 пунктов, «состав, процедуры работы совета директоров и менеджмента» – 47 пунктов.

Автором были выделены и систематизированы за 2005-2007 гг. данные по российским генерирующим компаниям электроэнергетики национального рейтинга корпоративного управления «РИД-Эксперт РА» [162-163]. Общий уровень корпоративного управления в них отражен за этот период в табл. 1.8. Как показывают ее данные, в 2005-2007 гг. ни одна из электрогенерирующих компаний не попала в высший рейтинговый класс А. Все компании в 2006-2007 гг. оказались в классе В, разделившись по подклассам (В++, В+, В).

Таблица 1.8

Национальный рейтинг корпоративного управления
электрогенерирующих компаний в 2005-2007 гг.

	31.01.2005 г.			26.12.2006 г.			29.12.2007 г.		
Рейтинговые классы	A++(0)	A+(0)	A(0)	A++(0)	A+(0)	A(0)	A++(0)	A+(0)	A(0)
	B++(1)	B+(32)	B(6)	B++(3)	B+(38)	B(7)	B++(1)	B+(23)	B(0)
	C++(2)	C+(0)	C(0)	C++(0)	C+(0)	C(0)	C++(0)	C+(0)	C(0)

Примечание: в скобках приведено число электроэнергетических компаний

Источник: Таблица составлена автором на данных «РИД-Эксперт РА».

В рейтинговый подкласс В+ по методике «РИД-Эксперт РА» вошли большинство генерирующих компаний электроэнергетики – с характерными умеренными рисками, связанными с нарушением прав акционеров, недостаточно эффективной работой органов управления и информационной непрозрачностью.

Результаты национального рейтинга корпоративного управления для электрогенерирующих компаний, присутствующих во всех национальных рейтингах за 2005-2007 гг., представлены на рис. 1.8. Рисунок показал падение

среднего уровня корпоративного управления в компаниях электроэнергетики в 2007 г. Исключением являлось только ПАО «ЕЭС России», вошедшее в 2007 г. в рейтинговый подкласс В++ с развитой практикой корпоративного управления, что явилось дополнительным подтверждением улучшения корпоративного управления в «материнской» компании для привлечения инвесторов в электроэнергетику под «бренд» ПАО «ЕЭС России».

Слабая практика корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики в 2005-2007 гг. была отмечена и в рейтингах корпоративного управления S&P – ниже 5 из 10 максимально возможных по цифровой шкале.

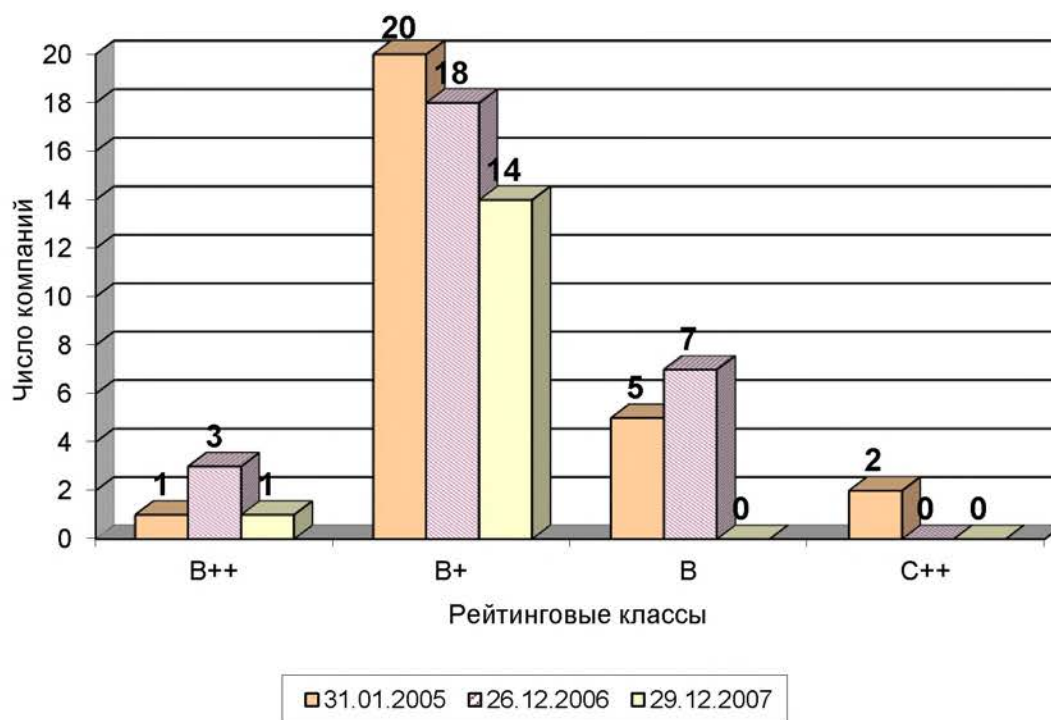


Рис. 1.8. Национальный рейтинг корпоративного управления электрогенерирующих компаний

Источник: Рисунок выполнен автором на данных «РИД–Эксперт РА».

Как было отмечено, слабая практика корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики на протяжении ряда лет была следствием отсутствия стимулов к его улучшению, в первую очередь, по причине слабой заинтересованности во внешних инвестициях. Инвестирование «привычно» осуществлялось из собственных средств и

получаемых «ссудных» инвестиций всех видов от государства и аффилированных с ним структур.

Основные выводы по главе 1.

- Показана неэффективность инвестирования российских дореформенных и реформированных генерирующих компаний электроэнергетики государством и из инвестиционной составляющей тарифа на электроэнергию, необходимость его снижения из этих источников.
- Предложено использовать зарубежный опыт внешнего инвестирования в качестве возможной альтернативы, подтвержденный разнообразием источников и механизмов, включая значимость корпоративного управления в инвестиционной привлекательности зарубежных корпораций. Она обусловлена развитым стратегическим управлением, высокой эффективностью внешнего корпоративного контроля со стороны банков и фондовых рынков, соблюдением общепризнанных в мире стандартов корпоративного управления (справедливости, ответственности, прозрачности, подотчетности).
- Определены особенности общероссийской и отраслевой практики корпоративного управления: декларативность и формальность; слабость фондового рынка и банковской системы, правовой системы и правоприменительной практики; выборочный инфорсмент; неконкурентные товарные рынки и труда; значительное присутствие государства в собственности компаний; неразвитость механизмов инвестирования; перманентное перераспределение собственности; смешение полномочий, обязанностей и ответственности между крупными собственниками и менеджментом; отсутствие воспроизводства репутации и доверия; слабость стратегического управления.
- Обобщение опыта инвестирования и корпоративного управления в зарубежных корпорациях и российских отраслевых компаниях электроэнергетики позволили сформулировать основания для разработки новых методов и инструментов совершенствования корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики в интересах

инвесторов с учетом национальных и отраслевых особенностей, значимых факторов внешней среды.

ГЛАВА 2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ В РОССИЙСКИХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЯХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В ИНТЕРЕСАХ ИНВЕСТОРОВ

2.1. Методический подход к совершенствованию корпоративного управления

Разработан методический подход к совершенствованию корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики в интересах инвесторов, схематично представленный на рис. 2.9.



Рис. 2.9. Схема подхода к совершенствованию корпоративного управления
в российских генерирующих компаниях электроэнергетики

Источник: Рисунок автора.

Основные положения разработанного подхода и описание его элементов приведены ниже и отражены в публикациях автора [77-78, 94-95, 108-109, 135-136, 156, 158, 164-172].

Основными элементами этого подхода являются разработанные автором: 1) методика определения дополнительных и уточненных стандартов корпоративного управления для российских генерирующих компаний электроэнергетики, 2) имитационная финансово-экономическая модель развития отраслевых компаний, 3) практические рекомендации потенциальных изменений в выявленных сферах внешней среды, значимых для корпоративного управления, в том числе специфических и присущих только электроэнергетике. Схема методики определения стандартов КУ для российских генерирующих компаний электроэнергетики приведена на рис. 2.10.



Рис. 2.10. Схема методики определения стандартов КУ для российских генерирующих компаний электроэнергетики (рисунок автора)

Зарубежные стандарты корпоративного управления – справедливости, ответственности, прозрачности, подотчетности – обычно продекларированы в российских компаниях. Основные компоненты по каждому них не обобщены. Они формулировались автором на данных международного рейтингового агентства Standard and Poor's при присвоении рейтингов корпоративного управления отечественным компаниям [173]. Окончательный состав основных компонентов был сформирован автором на дополнительных данных одного из лучших зарубежных аналогов корпоративного управления в российской электроэнергетике – ОАО «Э.ОН Россия».

Выбор ОАО «Э.ОН Россия» был обусловлен, главным образом, высокой эффективностью корпоративного управления в этой компании. Динамика акций ОАО «Э.ОН Россия» была выше других отраслевых компаний, а в отдельные периоды (апрель 2014 г.) даже лучше рынка [174]. Не исключено, что эта положительная динамика определялась политикой ее дивидендных выплат (более 60% чистой прибыли) в последние годы. Эту политику компания сохранила даже в условиях ужесточения регулирования и неопределенности окупаемости новых инвестиционных проектов. Рыночная капитализация ОАО «Э.ОН Россия» была значительно выше других российских генерирующих компаний электроэнергетики, близких к ОАО «Э.ОН Россия» размерами установленной мощности и Уставного капитала. В частности, по итогам 9 месяцев 2013 г. рыночная капитализация ОАО «Э.ОН Россия» составляла 156,6 млрд. руб., ОАО «ТГК-7» – 52,8 млрд. руб., ОАО «ТГК-1» – 0,042 млрд. руб. (см. табл. 3.16). Учитывалась высокая социальная ответственность компании. Она заключалась в обеспечении надежного и бесперебойного электроснабжения российских потребителей, отмеченного Системным оператором (ОАО «СО ЕЭС») среди других электрогенерирующих компаний тем, что ОАО «Э.ОН Россия» стала в 2013 г. первым лауреатом учрежденной им награды «За значительный вклад в обеспечение надежности режимов ЕЭС России» [175].

Ниже в укрупненном виде приведен сформированный перечень основных компонентов одного из зарубежных стандартов корпоративного управления – «прозрачность»:

- ✓ перечень обязательных внутренних документов,
- ✓ общепринятый состав информации о корпоративном управлении и форма ее представления на официальных сайтах компаний,
- ✓ виды финансовой отчетности,
- ✓ наличие социальной и экологической отчетности,
- ✓ полнота представления, своевременность и регулярность опубликования отчетности,
- ✓ наличие финансового календаря о последовательности и сроках опубликования отчетности в течение года,
- ✓ прозрачность структуры собственности,
- ✓ раскрытие дивидендной истории,
- ✓ раскрытие информации о внутреннем контроле,
- ✓ наличие и доступность информации о вознаграждениях высшему руководству,
- ✓ раскрытие условий договора с Генеральным директором или Управляющей организацией,
- ✓ прозрачность профессиональных данных, информации об образовании, независимости членов Совета директоров,
- ✓ данные о количестве очных и заочных заседаний и их посещаемости членами Советов директоров,
- ✓ информация о корпоративной этике, органов контроля за ее соблюдением.

Основные компоненты стандарта «прозрачность» приведены не случайно. В обобщенном виде через прозрачность информации перечислены отдельные основные компоненты других стандартов корпоративного управления. Эти обобщенные данные были использованы при покомпонентном сопоставлении зарубежных стандартов с текущей корпоративной практикой в российских

генерирующих компаниях электроэнергетики, выполненного по 21 генерирующей компании электроэнергетики (14 Территориальным генерирующим компаниям, 5 Оптовым генерирующим компаниям, ОАО «РусГидро», ОАО «Интер РАО»). Данные о корпоративной практике в этих компаниях, главным образом, соответствовали официальной информации, представленной на их сайтах (подробнее п. 3.1 гл. 3). Выявленные несоответствия приравнивались к особенностям корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики.

Особенности корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики определялись по четырем направлениям, предложенным автором: «нарушения», «отсутствие», «специфика», «усиление» (рис. 2.10).

Нарушения касались несоответствий основных компонентов корпоративного управления в отраслевых компаниях требованиям передовой зарубежной практики. Такие нарушения по каждому стандарту корпоративного управления выявлялись среди российских генерирующих компаний электроэнергетики, фиксировались и формулировались как уточненные компоненты. Забегая вперед, поясним это. Среди несоответствий по стандарту «прозрачность» были выявлены непрозрачность структуры акционерного капитала и владения акциями других компаний, несвоевременность ее обновления после отчетной даты (подробнее п. 3.1 гл. 3). Предложены уточненные компоненты: раскрытие информации о каждом акционере, владеющем более 1% акций в компании и в других компаниях; раскрытие бенефициарных собственников.

Отсутствие означало, что некоторых общепризнанных в зарубежной практике корпоративного управления компонентов не было практически ни в одной из российских генерирующих компаний электроэнергетики. В этом случае такой компонент выделялся и формулировался как дополнительный стандарт корпоративного управления для российских генерирующих компаний электроэнергетики с соответствующими новыми компонентами. В частности,

такого важного компонента как «связь вознаграждения членов Совета директоров и исполнительного руководства с результативностью компании» не было ни в одной из российских генерирующих компаний электроэнергетики (кроме ОАО «Э.ОН Россия»). Соответственно, для них был сформулирован дополнительный стандарт КУ – «мотивированность» (подробнее п. 3.1 гл. 3). Один из разработанных новых компонентов для этого стандарта – «наличие показателей оценки и расчетной формулы определения вознаграждений членам СД и менеджерам высшего звена от результативности компании и личного участия в заседаниях» (Приложение 1). Предложена упрощенная формула расчета вознаграждений для членов СД (с учетом практики корпоративного управления в ОАО «Э.ОН Россия»):

$$ГВ = 2.млн.руб. * (EBITDA_{факт} / EBITDA_{план}) * (l / o)$$

где ГВ – размер годового вознаграждения; EBITDA факт – прибыль в годовой финансовой отчетности компании по МСФО (с подтверждением внешнего Аудитора), до вычета налогов, процентов и амортизации; EBITDA план – прибыль в бюджете компании, подготовленном по МСФО для отчетного финансового года, до вычета налогов, процентов и амортизации; l – число заседаний, в которых член СД принимал личное участие в отчетном году; o – общее число заседаний СД в отчетном году. Причем вознаграждение не выплачивается при соотношении (EBITDA факт/EBITDA план) меньшем, чем 0.8.

По направлению «отсутствие» рассматривалась деловая культура в российских генерирующих компаниях электроэнергетики, приравненная к общей деловой культуре российского менеджмента, оцененная зарубежными инвесторами как невысокая [176]. Разработан дополнительный стандарт корпоративного управления – «добросовестность», с новыми компонентами деловой этики по этому стандарту для отечественных отраслевых компаний.

Специфика предполагала выявление особенностей, присущих только российской корпоративной практике, и не свойственных зарубежному

корпоративному управлению. Например, выплата дивидендов только части акционеров в российских генерирующих компаниях электроэнергетики. Такие особенности формулировались как уточненные компоненты для этих компаний при сохраненных названиях каждого из мировых стандартов корпоративного управления.

Усиление связано со спецификой российской внешней среды корпоративного управления, главным образом, обусловленной отсутствием должного внешнего корпоративного контроля со стороны отечественного фондового рынка и банков, слабым инфорсментом. В странах со слабыми внешними механизмами корпоративного контроля они обычно компенсировались усилением стандартов корпоративного управления в компаниях. Несмотря на определенную автономность внешнего корпоративного контроля от направления «отсутствие», относящегося к покомпонентному сопоставлению, дополнительный стандарт корпоративного управления «надзорность» для российских генерирующих компаний электроэнергетики разрабатывался по тому же направлению. Новые компоненты по стандарту «надзорность» определялись для усиления внутреннего и внешнего корпоративного контроля.

Разработка согласно предложенной методике дополнительных и уточненных стандартов корпоративного управления для российских генерирующих компаний электроэнергетики выполнена в п. 3.1 главы 3.

В рамках предложенного подхода была разработана укрупненная имитационная финансово-экономическая модель (ФИНЭКОМ). Она позволила рассчитывать значения ключевых финансовых показателей компании для различных вариантов (в том числе с улучшенной практикой КУ) с целью последующего анализа влияния на инвестиционную привлекательность компании (п. 2.3 гл. 2).

Считалось, что инвестиционная привлекательность компании вырастет при соблюдении ее высшим руководством разработанных дополнительных и

уточненных стандартов корпоративного управления и увеличении стоимости компаний до значений требований зарубежных долгосрочных инвесторов.

В рамках разработанного подхода определялись оценочные показатели эффективности корпоративного управления. В их состав включены ключевые финансовые показатели, определяющие инвестиционную привлекательность российских генерирующих компаний электроэнергетики. Они являлись результирующими для расчетов на модели ФИНЭКОМ. По каждому из показателей выделены диапазоны численных значений (оптимальные, удовлетворительные, пограничные, критические) в рамках корпоративной практики российских генерирующих компаний электроэнергетики (табл. 2.11). Эффективность корпоративного управления определялась значениями оценочных показателей, приближенных к общепринятым в мировой практике, при которых возможен рост цен акций компаний и, соответственно, их рыночной капитализации, величиной которой обычно определяются эффекты КУ. Исходя из этого, модель ориентирована на значения показателей не ниже средних из диапазона «удовлетворительных» значений. Считалось, что инвестиционная привлекательность компаний повышалась с ростом численных значений ключевых финансовых показателей от средних величин диапазона «удовлетворительных» значений к «оптимальным» значениям.

При определении состава ключевых финансовых показателей были учтены оценочные показатели ОАО «Э.ОН Россия» (в частности, рентабельность по EBITDA) и особенности формирующейся российской модели корпоративного управления, в которой в отличие от «типовых» мировых моделей корпоративного управления отсутствует явная предпочтительность в источниках инвестирования. Определены финансовые показатели, отвечающие интересам кредиторов и акционеров, но с акцентом на стратегических и портфельных инвесторов. Из отраслевых особенностей учтены неплатежи с включением динамики дебиторской и кредиторской задолженности (с высокой вероятностью их повышения).

Варианты улучшенной корпоративной практики в российских генерирующих компаниях электроэнергетики сформированы с учетом прямого и опосредованного влияния положительных изменений в их корпоративном управлении. Прямое влияние – экономия операционных издержек при снижении непроизводительных затрат, связанных с отсутствием мотивированности высшего руководства, снижение стоимости инвестиционной программы при более эффективном руководстве и увеличении надзорности при ее формировании и реализации. Опосредованное – более выгодные условия инвестирования в виде увеличения сроков и снижения ставок по займам, роста рыночной стоимости акций.

При разработке методического подхода к совершенствованию корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики в интересах инвесторов выполнены исследования внешней среды. Эти исследования необходимы для выявления значимых для эффективного корпоративного управления внешних факторов, определяющих инвестиционную привлекательность компаний, в том числе специфических, присущих только электроэнергетике, для выработки последующих рекомендаций, включая продвижение и увеличение действенности разработанных стандартов, стимулирующих компании к повышению инвестиционной привлекательности.

2.2. Значимые факторы внешней среды, определяющие инвестиционную привлекательность компаний

Внешние факторы для российских генерирующих компаний электроэнергетики во многом коррелировались с инвестиционным климатом страны [177]. В обобщенном виде – как факторы «...характерные для данной страны, определяющие возможности и стимулы фирм к активизации и расширению масштабов деятельности путем осуществления продуктивных инвестиций, созданию рабочих мест, активному участию в глобальной конкуренции» [178]. Состав этих факторов разнообразен и различается по

странам мира [179-184]. Традиционные внешние факторы, используемые Всемирным Банком, представлены на рис. 2.11 [178]. Рыночные макрофакторы (ликвидность и волатильность рынка, качество регулирования рынка и защиты инвесторов, открытость рынка капитала, эффективность системы расчетов и уровень транзакционных издержек), как правило, рассматриваются зарубежными институциональными инвесторами.

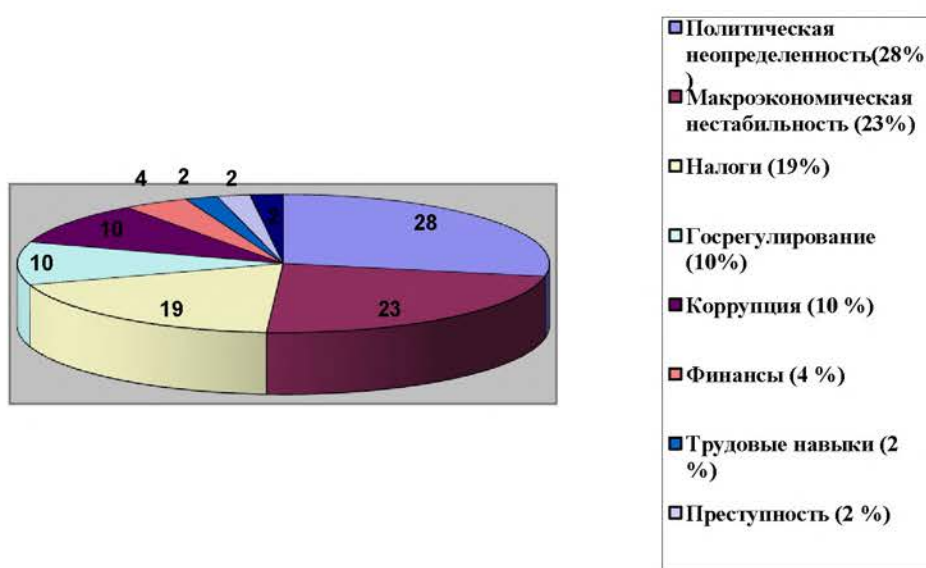


Рис. 2.11. Значимость факторов, формирующих инвестиционный климат страны

Источник: Улучшение инвестиционного климата в интересах всех слоев населения. Доклад о мировом развитии 2005. – WorldBank. URL:<http://www.un.org/russian/esa/docs/wdr2005.pdf>

Исследования факторов внешней среды в диссертационном исследовании проводились в контексте повышения инвестиционной привлекательности российских генерирующих компаний электроэнергетики на основе обобщения данных о требованиях инвесторов. Были выделены значимые факторы внешней среды, определяющие инвестиционную привлекательность этих компаний в рыночных условиях функционирования и развития отечественной электроэнергетики [185-187], публикации автора [94-95, 77, 191-198, 165, 167]:

- развитие и исполнение законодательства,
- государственное регулирование,

- совершенствование налоговой политики и налогового администрирования,
- развитие финансовой системы (фондового и страхового рынков, банковской системы).

Уровень разработанности российского корпоративного *законодательства* оценивался зарубежными менеджерами высшего уровня Нью-Йорка, Лондона и Москвы как отвечающий требованиям российской экономики [199], включая права акционеров (табл. 2.9) [25]. Сравнительный анализ данных таблицы 2.9 по правам акционеров выполнен по примеру стран с относительно развитой правовой системой и наличием соответствующих институтов для эффективного применения и исполнения собственного законодательства. Его результаты касались только гражданского корпоративного права и не учитывали, в частности, уголовный аспект проблемы (физическое воздействие, вооруженный захват компаний, коррупцию и использование государственных силовых структур в рамках корпоративных конфликтов). По этой причине к данной оценке по соблюдению прав российских акционеров нужно относиться с определенной осторожностью.

Результаты проведенных сопоставлений зарубежной и отечественной отраслевой корпоративной практики, выполненной в п. 3.1 главы 3 согласно предложенной методике определения стандартов корпоративного управления в рамках разработанного методического подхода показали, что для его совершенствования в российских генерирующих компаниях электроэнергетики нужны определенные изменения в российской законодательной практике и внутренних документах компаний. Предложения автора в этой области изложены в виде дополнительных и уточненных стандартов для российских генерирующих компаний электроэнергетики в Приложении 1. Вот некоторые из рекомендаций по этим изменениям, не вошедшие в него. Они касались:

Таблица 2.9

Сравнительный анализ прав акционеров в различных странах

Права акционеров	Страны «большой семерки»	15 крупнейших развивающихся стран	Россия
Одна акция – один голос	есть	Малайзия, Греция, Чили, Южная Корея	есть
Голосование по почте с помощью бюллетеней	Великобритания, США, Франция, Канада	Аргентина, Южная Корея	есть
Отсутствие блокировки акций перед общим голосованием	Япония, Канада, США, Великобритания	Бразилия, Чили, Португалия, Ю. Корея, Филиппины, Индонезия, Малайзия, Таиланд, Индия, Ю. Африка	есть
Кумулятивное голосование	США	Таиланд, Аргентина, Филиппины, Тайвань	есть
Право меньшинства акционеров отменять решения менеджмента	Великобритания, США, Канада, Япония, Германия	Аргентина, Бразилия, Чили, Филиппины, Малайзия, Тайвань, Таиланд, Индия, Ю. Африка	есть
Право меньшинства акционеров требовать выкупа акций по справедливой цене в случае крупных сделок, реорганизации или изменения устава	Великобритания, США, Канада, Япония, Германия	Аргентина, Бразилия, Чили, Филиппины, Малайзия, Тайвань, Таиланд, Индия, Ю. Африка	есть
Право созыва чрезвычайного собрания акционеров (процент акций)	1% - США 2% - Япония 5% - Канада и Германия 10% - Великобритания и Франция 20% - Италия	1% - Чили 3% - Тайвань 5% - Ю. Африка, Греция, Аргентина, Бразилия, Португалия, Ю. Корея 10% - Индия, Малайзия, Индонезия, Турция, Филиппины 20% - Таиланд, 33% - Мексика	10%
Право участия в прибыли компании (обязательные дивиденды)	нет	Чили – 30% Греция – 35% Бразилия - 50% Филиппины -50% Португалия – 50%	нет
Право на получение полной и достоверной информации о компании	есть	есть	Существенно хуже, чем в других странах

Источник: Васильев Д. Корпоративное управление в России: есть ли шанс для улучшения? - <http://www.hse.ru/ic/materials/dvasiliev.htm>

- введения четкого определения «недобросовестное поведение» для членов высшего руководства компаний и разработки конкретных мер по усилению ответственности при нарушениях (значительное увеличение материальной ответственности, досрочное освобождение от занимаемых должностей и невозможность их получения в других компаниях, уголовной ответственности),
- расширения перечня обязательных требований Федеральной службы по финансовым рынкам (ФСФР) к корпоративному управлению компаний-эмитентов для включения их акций в высший котировальный лист уровня «А»,
- создания специального информационного Интернет-сайта для миноритарных акционеров российских генерирующих компаний электроэнергетики (возможно, в рамках информационного сайта Ассоциации по защите прав инвесторов) для обсуждения и оценки корпоративного управления в этих компаниях, обмена опытом, обсуждения предложений по исполнению и внесению изменений во внутренние документы, включая меры дисциплинарного воздействия на руководство отраслевых компаний,
- последовательного перехода от рекомендательного к обязательному исполнению основных положений «Кодекса корпоративного поведения» ФКЦБ РФ, в частности, по раскрытию условий Договора с Генеральным директором или Управляющей организацией (особенно в Холдингах),
- разработки преференций компаниям с высокой рыночной капитализацией и располагающих рейтингом корпоративного управления от авторитетных международных рейтинговых агентств,
- создания при ФСФР специального «Совета по контролю» или наделения ее дополнительными полномочиями для выполнения контрольных финансовых функций, в частности, введением права запроса у компаний, например, копий платежных документов о выплате дивидендов всем акционерам (с целью исключения случаев предпочтительных выплат их отдельным категориям),
- усиления требований по созданию комитетов при Советах директоров (СД), обязательности профильного образования у членам СД и опыта работы в соответствующих сферах (например, для Председателя комитета по аудиту при

СД – финансовое образование, наличие опыта работы в финансовой и аудиторской областях),

- введения обязательной отчетности по исполнению Кодекса корпоративной этики (по аналогии с «Кодексом корпоративного поведения» ФКЦБ), хотя бы на уровне СД отраслевых компаний,
- создания при Совете директоров комитета или назначению одного из его членов по этике, в компетенции которого находились вопросы по выявлению (предупреждению) нарушений законов и этических норм, применению к нарушителям необходимых санкций, в том числе предусмотренных Кодексом корпоративной этики,
- наделения одного из членов Советов директоров полномочиями контроля над выполнением обязательств в области социальной ответственности компании и (или) наделение органов внутреннего контроля или внешнего аудитора дополнительными полномочиями по ее мониторингу,
- внедрения практики проведения общественной экспертизы нефинансовых отчетов компаний и получения по ним независимого подтверждения Российского союза промышленников и предпринимателей в целях повышения значимости этих отчетов для заинтересованных сторон,
- ограничения сроков продажи акций высшим менеджментом компании, включенных в начисления их оплаты труда и премирования,
- использования критериев «эффективного совета директоров» англо-американской модели корпоративного управления при определении «независимого» директора, процедур отбора кандидатов на эти должности.

Правовая система и правоприменительная практика в России отличаются относительной слабостью [35, 200]. Нормы корпоративного права нуждаются в определенном инфорсменте, без которого невозможно исполнять действующие и новые законы в сфере корпоративного управления. Трудности с *исполнением российского корпоративного законодательства*, в частности, обусловлены несовершенством и неоднозначным толкованием его норм, наличием

определенного несоответствия между прописными нормами права и его реальным исполнением.

Уровень исполнения российского корпоративного законодательства, в частности, по защите прав инвесторов является невысоким (табл. 2.10) [15].

Таблица 2.10

Сравнительная характеристика страновых моделей защиты прав
инвесторов

Защита прав инвесторов	Германская и Скандинавская	Страны «общего права»	Россия
Правовые механизмы защиты инвесторов	Средняя	Наилучшие	Формально близки к странам «общего права»
Уровень исполнения законодательства	Наилучший	Сильный	Низкий

Примечание: К странам «общего права» относятся страны т. н. англо-американской модели корпоративного управления.

Источник: Радыгин А.Д., Энтов Р.Н. Унификация корпоративного законодательства: общемировые тенденции, законодательство ЕС и перспективы России
URL:<http://www.iet.ru/files/persona/radygin/radyginentov.pdf>

Необязательность исполнения законов часто обусловлена отсутствием санкций за неисполнение правовых норм или их неэффективностью, когда нарушение закона выгоднее его исполнения. Отсутствует независимая, беспристрастная и эффективная (с глубокой специализацией судей в области коммерческого права, корпоративных исков) судебная система, без которой, в частности, практически невыполнимы любые гарантии прав собственности, исполнения контрактов, соблюдения прав акционеров. На основе исследований отмечено усиление давления на суды со стороны влиятельных политических сил, несмотря на многочисленные меры, предпринимаемые в деле реформирования судебной системы [200-201]. Иностранные инвесторы, работающие в России, предпочитают заключать контракты по английскому праву, когда споры разрешались международными третейскими арбитражами.

В частности, ФСФР при отсутствии ресурсов и подобного опыта правоприменения не справлялась в последние годы с возникшими нарушениями в этой области.

В создании основ для защиты акционеров в России необходимо активное участие фондовых бирж, организаций по защите прав акционеров, различных зарубежных и российских институтов и советов по корпоративному управлению, ассоциаций директоров.

Государственное регулирование, как, собственно, государственная *налоговая политика* обозначены в работе в качестве внешних факторов, способных оказывать существенное влияние на ключевые финансовые показатели, определяющие эффективность корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики и их инвестиционную привлекательность.

Регулятивная практика и российская правовая среда нуждаются в совершенствовании, об этом свидетельствовали многочисленные оценки зарубежного инвестиционного сообщества, которые в последние годы не поднимались выше пяти баллов по 10-и балльной шкале [2]. Причинами низкого качества налогообложения в России (в рейтингах делового климата) были названы «...на треть – это вина ставок налогов, но на две трети – влияние качества налогового администрирования» [202].

Результаты исследований изменения налоговой нагрузки на финансовые показатели российских генерирующих компаний электроэнергетики показали, что увеличение налоговой нагрузки на фонд оплаты труда являлось более чувствительной мерой, чем такое или более значительное повышение других налогов, например, налога на прибыль. Замена Единого социального налога в 2011 г. страховыми взносами и увеличение их ставки с 26% до 34% подтвердили это.

Отмечена необходимость предоставления капиталоемким компаниям электроэнергетики льготного налогового режима на период строительства и ввода в эксплуатацию генерирующих мощностей с предоставлением

возможности по выплатам налогов в более поздние сроки, с процентными начислениями по льготным ставкам Центрального банка РФ.

Нужны изменения в налоговом администрировании, повышение его качества, обеспечение равных условий для всех участников экономической деятельности без преференций и наказаний, а также соблюдение «правил игры» в долгосрочной перспективе. Решение проблем улучшения налогового администрирования находится не в расширении полномочий налоговых органов, а в обеспечении баланса интересов государства и налогоплательщиков, причем с новой мотивацией в деятельности налоговых органов для исполнения задач по контролю соблюдения налогового законодательства, а не наполнения бюджета любой ценой. «Правоприменительные действия налоговых органов выглядят произвольными, они часто используются для того, чтобы заставить компании, выбранные в качестве мишеней, подчиниться давлению, смысл которого имеет мало общего с налогами» [2].

Российский *фондовый, страховой и рынок облигаций, банковская система* обозначены в диссертационном исследовании и как внешние сферы для формирования потенциальных внутренних инвесторов, так называемых фондов «длинных» денег для отечественных генерирующих компаний электроэнергетики.

Российский *фондовый рынок* недостаточно развит. Он часто ослаблен по политическим причинам. Своего исторического максимума достигал в докризисный 2007 г., когда капитализация фондового рынка была сопоставима с ВВП (32.5 трлн. руб. при объеме ВВП в 32.99 трлн. руб.) и соотношение капитализации и ВВП практически равнялось 100% [155]. Хотя из четырех фондовых рынков стран БРИК российский – самый небольшой. По итогам 2012 г. его капитализация – 0.817 трлн. долл. (для сравнения: Бразилия – 1.2 трлн. долл., Индия – 2.5 трлн. долл., Китай – 3.7 трлн. долл., США – 18.7 трлн. долл.). Текущая капитализация всего рынка РФ была ниже, чем совокупная

стоимость трех корпораций: Exxon Mobil Corporation, Apple Inc., Google Inc. [203].

Стратегическое значение российского фондового рынка для финансовой системы страны до сих пор во многом недооценено. Предлагаемые с 1999 г. программы по созданию в Москве нового международного финансового центра (МФЦ) для взаимодействия организаций, нуждающихся в привлечении капитала, и инвесторов, стремящихся к размещению своих средств, с участниками из многих стран мира, не имели должного отклика. Терялся шанс стать региональным финансовым центром стран СНГ, отдан Вене, Стамбулу, Балтии [204]. Построение международного финансового центра приоритетно для России. МФЦ мог бы решать задачи по привлечению и размещению капитала более эффективно, чем национальный фондовый рынок, в том числе за счет большего количества участников, специально созданных условий регулирования и интегрированности в мировые финансовые рынки.

С этой целью необходимо формировать соответствующее законодательство, регулирующее инфраструктуру финансовых рынков, сферу корпоративного управления и защиту прав собственности; надежную, высокотехнологичную инфраструктуру организованной торговли; обеспечить упрощенный доступ российских и иностранных участников к организованным торгам и т.д. В общем виде эти условия изложены в утвержденной Правительством «Концепции долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2020 года» [205]. Упущены возможности партнерства в создании МФЦ в Москве, предложенные руководством Франкфуртской фондовой биржи, становление которой происходило приблизительно в таких же условиях, в которых находился российский фондовый рынок. Заметным шагом на пути к созданию МФЦ расценивалось объединение ЗАО «ММВБ» и ОАО «РТС» в единый биржевой холдинг «Московская биржа» [206].

Однако капитализация российского фондового рынка постоянно снижалась. По итогам 2011 г. ее отношение к ВВП составило 47.3%. С 2007 по 2011 гг. в отраслевой структуре рынка акций доля электроэнергетики

понижилась 12.5% до 8.7% [207]. На конец первого квартала 2013 г. капитализация рынка РФ составляла 0.796 трлн. долл. [203].

С 2011 г. уменьшилось число публичных эмитентов акций на рынке РФ. В 2011 г. их было 343 ед., на конец первого квартала 2013 г. – 298 ед. Российские эмитенты уходили на зарубежные рынки. Из общего объема привлеченных российскими компаниями в 2012 г. средств (около 2.3 млрд. долл.) с этих рынков пришло 2.1 млрд. долл. а, соответственно, с российского – всего 0.2 млрд. долл. Для сравнения: NASDAQ, NYSE привлекли в это время 39.511 млрд. долл. НКЕ (Гонконг, Китай) – 15.5 млрд. долл., LSE – 5.7 млрд. долл. [203].

Практика частного инвестирования в ценные бумаги со стороны физических лиц крайне неразвита в России. Только 0.7% населения страны имели такой опыт. Для сравнения: в США из 313 млн. человек 90 миллионов (28% населения) инвестировали в акции и взаимные фонды, в Великобритании 23%, в Германии – 14%, в Бразилии – 9% и в Китае – 7% [203].

Отмечено стандартное поведение российских физических лиц (населения), предпочитающих не преумножать, а сохранять свои сбережения, расходовать их на приобретение недвижимости, валюты или открывать краткосрочные банковские вклады. В результате, нет «длинных» денег на развитие экономики страны.

Государство обязано повышать привлекательность национального фондового рынка для российских компаний, чтобы они стремились размещать и торговать на нем своими акциями. Когда такой заинтересованности нет, трудно рассчитывать на создание международного финансового центра. Подобным опытом располагает Бразилия, создавшая публичный сектор фондового рынка с повышенными требованиями к листингу, своеобразную «доску почета» для лучших национальных компаний. Были получены превзошедшие все ожидания высокие результаты улучшения текущей практики корпоративного управления в компаниях, стремящихся выполнять эти требования для попадания в состав лучших национальных компаний [152]. Не

менее важной задачей для государства и заинтересованных негосударственных структур в этой области является повышение финансовой грамотности населения.

Российский рынок *корпоративных облигаций* значительно отстал от рынка акций, как в абсолютном выражении, так и в отношении к ВВП, видимо, по причине более позднего развития данного сегмента рынка (его формирование состоялось в 2000-2003 гг., в то время как организованный рынок акций возник в 1995 г.). Совокупная стоимость корпоративных облигаций в обращении к ВВП составляла в 2007, 2011 гг. – 3.8%, 6.3%, соответственно [206]. Россия по соотношению стоимости корпоративных облигаций в обращении к ВВП в разы уступала практически всем крупным развивающимся рынкам, в которых это соотношение обычно составляет 25-30%. Приближение России к такому уровню прогнозировалось к 2020 г. в «Концепции долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2020 года», сравнившись с размером прогнозируемого на этот период соотношения вклада банковского сектора в финансирование инвестиций в основной капитал к ВВП.

Развитие российского *страхового* рынка не соответствовало общей динамике финансовых рынков и экономики в целом. Его емкость относительно невелика, доля страховых премий (взносов) к ВВП в 2007 г. составила 2.4%, с планируемым увеличением этой доли к 2020 г. до 7-9%, в основном, посредством развития накопительного страхования жизни и механизмов обязательного страхования ответственности хозяйствующих субъектов на случаи причинения вреда и стихийных бедствий.

Отмечено отставание и несоответствие *российского банковского сектора* инвестиционным потребностям экономики. В этом секторе преобладали мелкие банки, процесс их консолидации развивался медленно (рис. 2.12) [208 - 215].

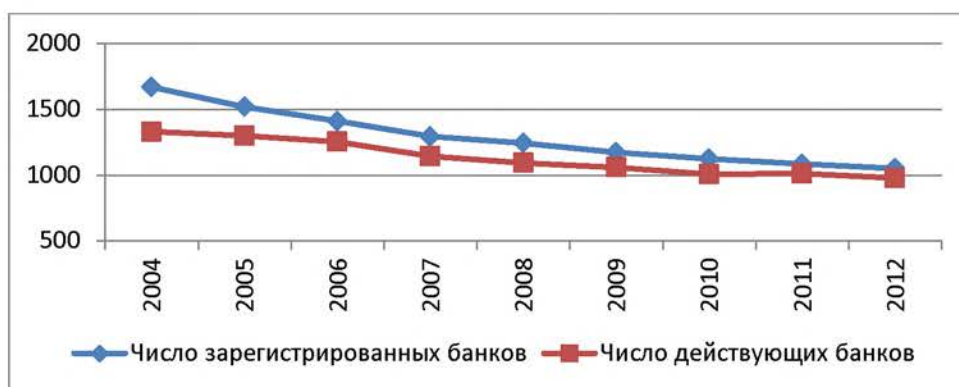


Рис. 2.12. Динамика количества банков в России

Источник: Рисунок выполнен автором на данных: Российские стат. ежегодники за 2007-2011 гг.: Стат. сб./ Росстат.; Финансы России за 2010-2012 гг.: Стат. сб./ М.: Росстат.

Собственные средства у большинства российских банков в силу низкой капитализации небольшие. В частности, в 2013 г. число банков с уставным капиталом от 500 млн. руб. до 1 млрд. руб. равнялось 123, а с уставным капиталом от 10 млрд. руб. и выше – 23 [215]. В совокупном объеме активов российских банков, составлявших в 2013 г. 54.3 трлн. руб., солидная доля средств приходилась на депозиты физических лиц в размере 16.2 трлн. руб., (28.5%). Как отмечалось, эти активы не могли быть использованы банками в долгосрочных целях, видимо, и по этой причине банковские кредиты носили краткосрочный характер.

Основная часть российских банков по-прежнему сосредоточена в московском регионе, а за его пределами преимущественно созданы филиалы, число которых составляло 2349 в 2013 г. Наблюдалась высокая концентрация банковской собственности с непрозрачной структурой. В развитых странах, например, в Германии и Японии банковская система прозрачна, с характерной диффузной формой собственности (на 5 ведущих акционеров приходится 16% акций банковских холдингов) [216-218].

Структурная реформа банковской системы в России продвигалась медленно, хотя она планировалась в первую очередь для увеличения инвестиционных возможностей банков. Намечены поэтапное повышение требований к минимальному размеру капитала российских банков и упрощение процедуры их слияний и поглощений, уход небольших банков, в основном, по

причине недостатка ресурсов для увеличения капитала. Его минимальные размеры к 2012 г. намечалось повысить до 180 млн. руб., а к 2015 г. – до 300 млн. руб. [219]. Необходимо повысить персональную ответственность руководства банков за принимаемые решения, исходя из опыта развитых стран, когда виновные в нарушениях менеджеры банков обязаны полностью возмещать потери и возвращать полученные зарплаты и бонусы, усилить банковский надзор со стороны Центрального Банка.

Долгосрочные кредиты не должны носить «ссудный» характер, а предоставляться компаниям под конкретные, эффективные инвестиционные проекты, с последующим мониторингом процесса их реализации. Такой мониторинг со стороны банков был бы более эффективным при их вхождении в капитал российских генерирующих компаний электроэнергетики в качестве стратегических инвесторов. Как показала российская корпоративная практика, особо значимыми в этом отношении считались иностранные банки.

Выявлены значимые факторы внешней среды для российских генерирующих компаний электроэнергетики, относящиеся к *специфическим факторам*, свойственным только электроэнергетике.

Эти внешние факторы способны влиять на эффективность корпоративного управления в отраслевых компаниях и повышение их инвестиционной привлекательности. К ним отнесены: выполнение обязательств Правительства РФ перед инвесторами по созданию конкурентного рынка электроэнергии (мощности) и либерализация цен на нее; недопущение манипулирования объемами и ценами на поставки топлива и энергии; прозрачность тарифного регулирования на монопольные услуги; недискриминационный доступ к сетям; возможность заключения долгосрочных свободных договоров на топливо и энергию; дальнейшее развитие рынка. Результаты исследований отраслевой специфики внешней среды были обобщены в отдельных публикациях автора [77, 102-104, 106, 108-109, 156, 165, 167].

Создание конкурентного рынка электроэнергии (мощности) и либерализация цен на нее осуществлялись в соответствии с постановлением

Правительства РФ от 31.08.2006 г. № 529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности)» [220], когда все, введенные после 2007 г. новые мощности, должны были выйти на нерегулируемый рынок. Федеральный закон «Об электроэнергетике» запрещал с 2011 года госрегулирование цен.

Опасения о невозможности создания полностью конкурентного и либерализованного рынка по-прежнему остались, в том числе по причине последствий складывающейся монополизации рынка и антиинфляционных настроений Правительства РФ.

Высокая монополизация рынка, отсутствие конкуренции, как правило, считались первичными источниками роста инфляции, реальные темпы роста которой в последние годы превышали значения, прогнозируемые Минфином РФ и Минэкономразвития РФ. Как показала практика, сдерживая инфляцию, Правительство РФ при формальном завершении либерализации рынка может регулировать цены на электрическую энергию.

Возможны *манипулирования* со стороны новых монополистов, например, объемами поставок топлива и ценами на него, ценами на электроэнергию. При доле газа на уровне 68% в структуре топливного баланса тепловых электростанций РФ и осуществлении 79% всех его поставок на эти электростанции структурами ОАО «Газпром», поставки газа для электростанций компаний, в которых ему принадлежит высокая доля собственности, могут осуществляться в других объемах и по более низким ценам. Федеральная антимонопольная служба РФ выявляла в 2010 г. злоупотребления посредническими схемами при закупке топлива со стороны ОАО «Мосэнерго», ОАО «ОГК-6», ОАО «Камчатэнерго», Дальневосточной генерирующей компании, омского филиала ОАО «ТГК-11» и других энергокомпаний, приведших к росту цены электрической и тепловой энергии [221]. Видимо, необходимы законодательные поправки по усилению требований к ценообразованию на товары и услуги взаимозависимых компаний.

Подобных случаев можно было бы избежать при непрерывном контроле Федеральной антимонопольной службы и принятии реальных мер по штрафованию виновных компаний и изъятием незаконно полученного ими дохода. Ситуация в этой области с принятием ФЗ от 06.12.2011 г. № 404-ФЗ «О внесении изменений в Кодекс РФ об административных правонарушениях, административной ответственности за манипулирование ценами на оптовом или розничном рынках электроэнергии (мощности)» пока мало изменилась.

Территориальные генерирующие компании ожидают совершенствования *тарифного* регулирования на тепловую энергию (ведь доля выручки от продажи тепла в общих доходах от реализации энергии этих компаний может составлять от 20 до 50% в зависимости от региона). Не исключено, что улучшить тарифное регулирование на тепловую энергию можно через увеличение продолжительности действия тарифов (от одного года до трех лет в рамках двусторонних регулируемых договоров), изменение формулы их установления (метод индексации регулируемых тарифов (цен)) аналогично тарифному образованию на электроэнергию в новом рынке электроэнергии и мощности (НОРЭМ) [220].

Тарифы на монопольные услуги по передаче электрической энергии по сетям, диспетчеризации и другие, включаемые в тариф на электроэнергию, должны быть прозрачными и открытыми, а используемые для их расчета формулы доступными и стабильными. Непоследовательность и несогласованность политики Правительства РФ в этом вопросе не способствует привлечению инвесторов. Примером являлись неопределенность и непоследовательность действий Правительства РФ по переходу сетевых компаний на метод тарифного RAB-регулирования (по возврату инвестированного капитала). Затягивание сроков и регулярный пересмотр его параметров для ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «МРСК» привело в 2011 г. к удешевлению их акций на 18%, снизив капитализацию и сделав непривлекательной для инвесторов текущую дополнительную эмиссию.

Постановление от 09.11.2009 г. № 910 «О порядке определения стоимости и оплаты услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» устанавливало порядок оказания услуг и их оплаты Системным оператором и независимыми субъектами оперативно-диспетчерского управления. При этом порядок формирования тарифов на эти услуги не раскрывался, как, собственно, и установление рамок их предельного уровня на соответствующую услугу.

Компании нуждаются в исчерпывающей и понятной информации о порядке и механизмах технологического присоединения к сетям, гарантиях, обоюдной ответственности сторон, в том числе и за несоблюдение сроков выполнения мероприятий, необходимых для такого подключения. Плата за присоединение должна быть прозрачной, необременительной для потенциальных инвесторов, поскольку в стремлении через ее повышение по максимуму обеспечить дополнительными средствами развитие сети, можно потерять инвесторов для инвестирования в генерацию. Желательно, чтобы формула расчета платы за присоединение оставалась неизменной в течение определенного времени. Порядок урегулирования конфликтов, установления и применения платы по технологическому присоединению к сети и другим вопросам должен быть заранее определен и максимально отлажен Правительством РФ и Федеральной службой по тарифам России. Разработанным постановлениям Правительства РФ и приказам ФСТ России по этим вопросам (в частности, № 442 от 04.05.2012 г., № 1144 от 30.06.2012 г.), по определению размера платы за технологическое присоединение (№ 209-э/1 от 11.09.2012 г.) нужны дальнейшие дополнения и изменения. Практика показала, что в регионах сетевая компания располагает собственной методикой расчета стоимости технологического присоединения и может добиться утверждения практически любого тарифа на присоединение. Федеральная антимонопольная служба по шесть-семь месяцев судилась с сетевыми компаниями, чтобы они подключали потребителей.

Для участников рынка по технологическому присоединению потребителей к электрическим сетям был создан единый Интернет-портал, содержащий последовательность действий при подаче электронной заявки. Здесь планировался понятный для потребителей тарифный калькулятор для расчетов стоимости подключения. К сожалению, не предусматривалась юридическая сила таких расчетов при возможных дальнейших разбирательствах с сетевой компанией, стремящейся, как правило, завысить тарифы на технологическое присоединение к электрическим сетям. Не исключено, что такой Интернет-портал явился продолжением запущенного в 2012 г. ОАО «ФСК ЕЭС» информационного портала «Услуги по технологическому присоединению» [222].

Заключение *долгосрочных двусторонних договоров* с крупными покупателями электроэнергии и поставщиками топлива явилось бы дополнительным стимулом для компаний, предоставляя им новые возможности для планирования бизнеса. Отчасти такие возможности появились у инвесторов при создании НОРЭМ и переходе от регулируемого сектора к долгосрочным двусторонним регулируемым договорам на электрическую энергию (мощность). Однако ограниченность предельного срока их заключения во времени (до пяти лет) слабо способствовало принятию инвестиционных решений, ведь срок окупаемости проектов, как правило, достигал десяти - пятнадцати лет. Для решения этой проблемы нужен дополнительный рынок производных финансовых инструментов.

Проработка возможностей и условий заключения долгосрочных договоров на поставку топлива в энергетику страны началась в 2005 г. При либерализованном в стране рынке мазута и угля поставщики этого топлива были готовы заключать долгосрочные контракты, проблемы возникли с поставщиками газа. По причине низкого тарифа на его поставку для российских промышленных потребителей, не покрывающего затраты на добычу, транспортировку и переработку этого топлива, ОАО «Газпром» не заключал долгосрочные договоры с отраслевыми компаниями. Предложения

Минпромэнерго РФ по учету этих затрат при определении цены на газ в долгосрочных договорах на поставку топлива были отклонены ОАО «Газпром», а предложенная им формула для установления цены на газ не была принята энергетиками.

Возможно, либерализация и внедрение конкурентных механизмов в газовой отрасли, в том числе через обеспечение независимым производителям природного газа доступа к газо-транспортной системе (ГТС), могли бы решить проблему заключения долгосрочных договоров на поставки топлива и способствовать построению системы долгосрочных коммерческих отношений между топливными и энергетическими компаниями. В частности, вопрос о недискриминационном доступе независимых производителей к ГТС не мог решиться с 2007 г. ОАО «Газпром» в 2010-2011 гг. отказался согласовывать проект такого постановления Правительства РФ, подготовленный Федеральной антимонопольной службой, ссылаясь на противоречия проекта с Гражданским кодексом РФ, ограничивающим холдинг как собственника ГТС [223-224].

Компании заинтересованы в дальнейшем *развитии рынка* электроэнергетики (мощности) посредством запуска долгосрочного рынка мощности (ДРМ), создания «вспомогательных» рынков системных услуг и производных финансовых инструментов.

Пока неясно, сможет ли долгосрочный рынок мощности, запущенный в 2011 г., стать важнейшим элементом оптового рынка, стимулирующим инвесторов к строительству новых мощностей, обеспечивая долгосрочные гарантии возврата инвестиций. Правительством РФ были утверждены основные принципы и ценовые параметры ДРМ. Нет полной определенности с параметрами выхода на рынок мощности ГЭС и АЭС, с механизмом ввода верхней границы оплаты мощности в зонах свободного перетока с ограниченной конкуренцией, юридическими условиями гарантий, сроков и порядка оплаты новых мощностей.

Инвесторам нужна адекватная методика оценки экономической обоснованности ценовых заявок генерирующих компаний на новую мощность,

чтобы установление на нее цены некоммерческим партнерством «Совет рынка» по итогам конкурентного отбора мощности (КОМ) было бы для компаний предсказуемым. В частности, при первом конкурентном отборе мощности «Совет рынка» не пропустил заявки по оплате новой мощности ОАО «Мосэнерго», посчитав их завышенными на 20%. Установленный «Советом рынка» тариф на новую мощность для ОАО «ТГК-1» оказался уже более чем вдвое ниже первоначальной заявки компании.

Либерализованный долгосрочный рынок мощности, по мнению генераторов, несовершенен и требует кардинальных доработок. В частности, по результатам КОМ на 2011 г. 74% генерирующих мощностей регулировались государством, что противоречило идее свободного рынка. Внедряются инструменты «ручного» управления и регулирования, которые дискредитируют главные задачи рынка – конкуренцию эффективных и вывод неэффективных генераторов, стимулирование инвестиций в строительство новых и модернизацию действующих мощностей.

Рынок системных услуг нужен для поддержания требуемого уровня надежности и заданных технических параметров энергосистемы. Потребители на этом рынке смогут заключать договоры на регулирование нагрузки, согласно которым Системному оператору предоставляется право в случае резкого всплеска потребления электроэнергии ограничивать ее подачу потребителю, ограничение на поставку которому будет оплачено. У производителей появляется возможность заключения договоров на поддержание частоты и напряжения в сети, обеспечение резервов мощности. Сейчас генерирующие компании участвуют в поддержании системной надежности по собственному желанию и не могут оплачивать расходы через рынок. Постановлением Правительства РФ от 3.03.2010 г., № 117 были определены виды услуг по обеспечению системной надежности, порядок отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих такие услуги, а также правила их оказания, механизмы ценообразования. Рынок системных услуг смог бы реально заработать в условиях полной либерализации

рынков электроэнергии и мощности, позволяя компаниям электроэнергетики и потребителям получать компенсацию за поддержание в энергосистеме определенных технологических параметров. Возможно, Минэнерго РФ нужно доработать соответствующую нормативную документацию, завершить отбор исполнителей и заключение договоров на поставку и покупку системных услуг.

Рынок производных финансовых инструментов необходим для управления ценовыми рисками в либерализованной электроэнергетике. На этом рынке могли бы заключаться форвардный, фьючерсный или опционный договоры между участниками о будущей цене электроэнергии (мощности), позволяющие им в зависимости от складывающейся на рынке конъюнктуры цен переносить риск их изменения с одной стороны на другую, приобретая ценовую определенность на согласованный период времени. С целью перераспределения ценовых рисков на рынок производных финансовых инструментов могли бы привлекаться и не связанные с электроэнергетикой участники (инвестиционные компании, банки и др.). Начало работы этого рынка планировалось еще во втором полугодии 2008 г., но постоянно переносилось, в том числе по причине неподготовленности нормативной базы. Пока нет федерального закона «О производных финансовых инструментах» (его проект находится в Государственной Думе и, скорее всего, до рассмотрения его придется уже дорабатывать). Не подготовлены сопутствующие принимаемому новому закону необходимые изменения и поправки в действующие законодательные акты РФ, в Гражданский и Налоговый кодексы РФ, федеральные законы «Об акционерных обществах», «О рынке ценных бумаг», «Об инвестиционных фондах».

Для возврата и доходности вложенного капитала инвесторы хотят быть уверены в руководстве компании, его способности к целевому и эффективному использованию привлекаемых средств, в получении прогнозных значений доходности компании, приближенных к передовой зарубежной практике. Этим обусловлены их требования к корпоративному управлению в российских генерирующих компаниях электроэнергетики.

Данные о стратегии, включая прогнозные значения доходности, обычно предоставляются инвесторам западными корпорациями. Они рассчитываются на имитационных финансово-экономических моделях. Менеджмент в российских генерирующих компаниях использует такие модели преимущественно для тактического управления и для подготовки годовой финансовой отчетности, а не для стратегических целей. Этим обусловлена разработка для Комитетов по стратегии при Советах директоров российских генерирующих компаний электроэнергетики имитационной финансово-экономической модели.

2.3. Имитационная финансово-экономическая модель как инструмент повышения инвестиционной привлекательности

Имитационная финансово-экономическая модель создана как инструмент повышения инвестиционной привлекательности российских генерирующих компаний электроэнергетики, позволяющая проводить многовариантные расчеты динамики ключевых финансовых показателей при различных внутрикорпоративных решениях, меняющихся условиях внешней среды [172, 167, 225].

Как отмечено, она разработана как инструмент для Советов директоров при принятии стратегических решений по увеличению эффективности корпоративного управления и повышению инвестиционной привлекательности отраслевых компаний. Отечественный опыт имитационного моделирования финансово-экономической и производственной деятельности в российских генерирующих компаниях электроэнергетики относительно небольшой [254-255], не найдены моделей, разработанных в контексте повышения инвестиционной привлекательности отраслевых компаний.

Схема укрупненной модели ФИНЭКОМ развития российских генерирующих компаний электроэнергетики выполнена автором и представлена на рис. 2.13.

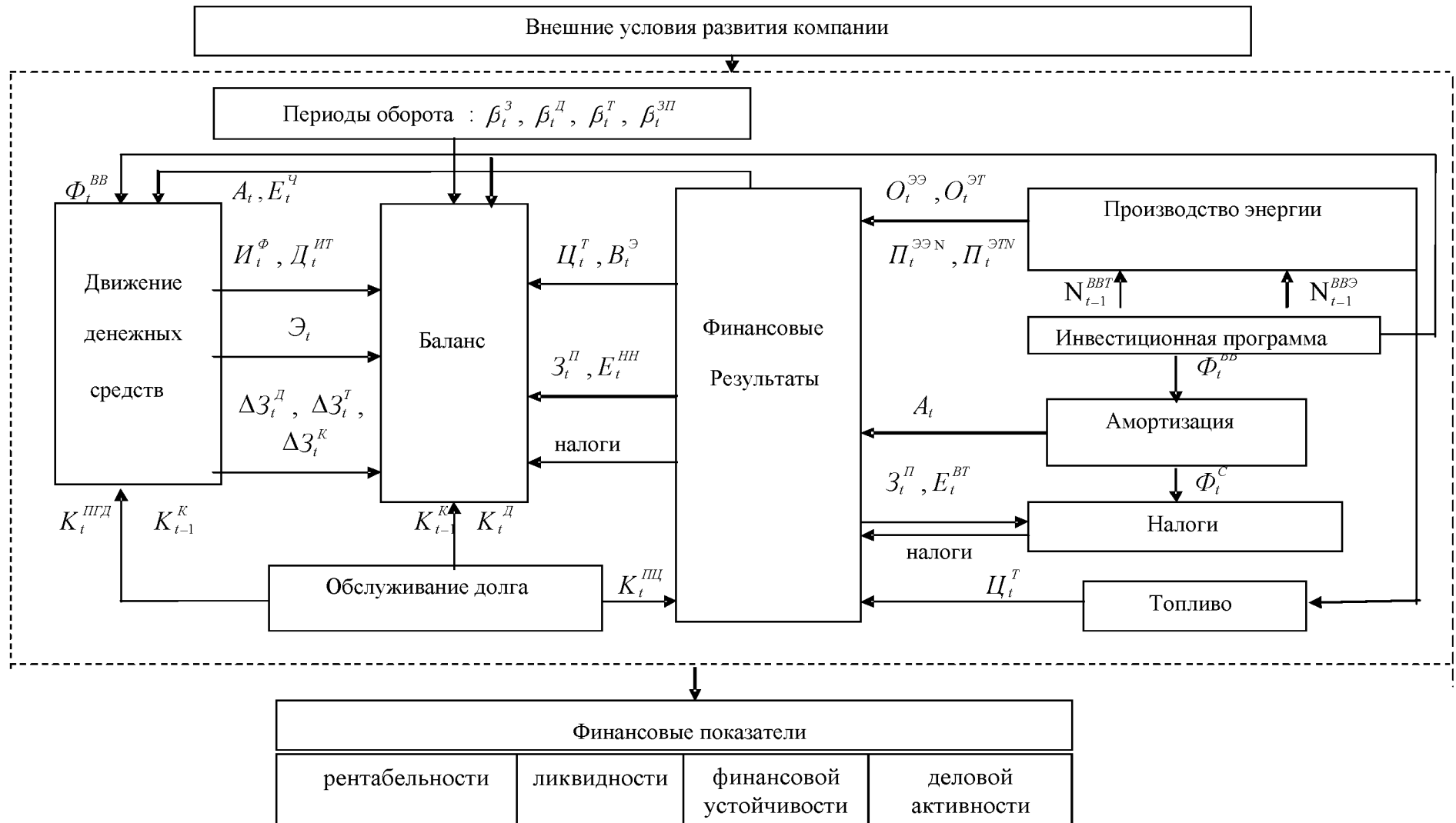


Рис.2.13. Схема укрупненной финансово-экономической модели развития электроэнергетической компании
 Источник: Рисунок автора

Основные отличительные особенности модели ФИНЭКОМ от аналогичных моделей в электроэнергетике наряду с тем, что она разработана для комитетов по стратегии при Советах директоров, заключались в эффектах корпоративного управления в интересах инвесторов, соответствии ее основополагающих блоков («финансовые результаты», «баланс» и «движение денежных средств»), перечня, формул и числовых значений ключевых финансовых показателей международным стандартам финансовой отчетности (МСФО) [230-231]. МСФО в большей мере соответствуют интересам инвесторов в отличие от российских стандартов бухгалтерской отчетности, имеющих явную фискальную направленность. При ее разработке учтены специфические и технологические особенности отраслевых компаний, связанные с неплатежами, непрерывностью и одновременностью процессов производства, передачи, распределения и потребления энергии при расчете оборотного капитала. В текущих активах компаний нет компонентов незавершенного производства и готовой продукции, находящейся на складе. Использованы изменения работающего капитала при расчетах потоков денежных средств.

При построении модели использованы положения Федеральных законов РФ, включая «Налоговый Кодекс РФ», «Бюджетный Кодекс РФ», «Об основах налоговой системы в РФ», с учетом вносимых изменений и дополнений, и другие законодательные и нормативно-правовые акты.

Модель разработана в программе Excel в виде набора взаимосвязанных блоков, в которых заданы и (или) рассчитываются показатели финансово-экономической и производственной деятельности компании.

Часть из них служит исходной информацией для других блоков. Основная исходная информация содержится в блоке «Внешние условия развития компании». Выходными результирующими параметрами модели являются значения ключевых финансовых показателей: рентабельности, ликвидности, финансовой устойчивости и деловой активности. Диапазоны численных значений показателей (оптимальные, удовлетворительные, пограничные,

критические) определены в рамках корпоративной практики российских генерирующих компаний электроэнергетики. Они приведены в табл. 2.11 [230-231, 235].

Таблица 2.11

Значения ключевых финансовых показателей

Показатели	оптимальные	удовлетвор.	пограничные	критические
Рентабельности				
Рентабельность продаж	> 0.15	0.05 – 0.15	0 – 0.05	< 0
Доходность активов	> 0.03	0.012 – 0.03	0 – 0.012	< 0
Доходность собственного капитала	> 0.05	0.02 – 0.05	0 – 0.02	< 0
Рентабельность по EBITDA	> 0.20	0.10 – 0.20	-	-
Ликвидности				
Коэффициент абсолютной ликвидности	> 0.15	0.03 – 0.15	0,01 – 0,03	< 0.01
Коэффициент срочной (быстрой) ликвидности	> 0.95	0.75 – 0.95	0,5 -0,75	< 0.50
Коэффициент текущей ликвидности	> 2.00	1.2 – 2.00	1,0 – 1,2	< 1.00
Финансовой устойчивости				
Коэффициент финансовой независимости	> 0.80	0.65 – 0.80	0,5 – 0,65	< 0.50
Деловой активности				
Динамика дебиторской задолженности	<(- 0.10)	(- 0.10) - 0	0 – 0.10	> 0.10
Динамика кредиторской задолженности	<(- 0.10)	(- 0.10) - 0	0 – 0.10	> 0.10
Соотношение дебиторской и кредиторской задолженностей	> 1.2	1,0 – 1,2	0,8 – 1,0	< 0.8

Источник: Таблица выполнена автором на данных: Корпоративные сайты ОАО «ТГК-5», «ОГК-1». URL: <http://www.tgc5.ru/>, <http://www.ogk-1.ru/>

Холт Р.Н. Основы финансового менеджмента. - М.: Дело, 1993. – 128 с.

Боди Э., Мертон Р. Финансы: Пер. с англ. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2004. – 592 с.

Значения ключевых финансовых показателей приближены к общепринятым в мировой практике корпоративного управления, при которых возможен рост цены акций компаний и их рыночной капитализации, величиной которой обычно определяется эффективность корпоративного управления. Определены значения, которые не могли быть ниже средних из диапазонов «удовлетворительных» значений.

Считалось, что инвестиционная привлекательность компаний повышалась с ростом численных значений показателей от средних величин из диапазона «удовлетворительных» значений к «оптимальным» значениям. Если величины ключевых финансовых показателей принимали значения, выходящие за нижнюю границу диапазона «удовлетворительных» числовых значений и попадали в «пограничный» диапазон значений эффективности корпоративного управления, то компания имела низкую привлекательность для потенциальных инвесторов. При «критических» значениях – очень низкую инвестиционную привлекательность.

Ниже кратко описаны блоки модели. В них отражены методы, порядок и последовательность расчетов, принятые допущения. Математическое описание ФИНЭКОМ приведено в Приложении 2.

Внешние условия развития компании

В блоке «Внешние условия развития» модели представлена основная исходная информация. Она содержит общеэкономические параметры по налоговой и кредитной политике в стране, тарифной и ценовой политике в отношении энергоносителей и энергии, инфляции.

Значения перечисленных общеэкономических параметров заданы по годам расчетного периода с учетом планируемых изменений в кредитной, налоговой, тарифной и ценовой политике, ожидаемых инфляционных колебаний.

Производство энергии

Блок «Производство энергии» в модели включает ее производство и отпуск в сеть по каждому виду энергии: электрической и тепловой. Режим работы оборудования задан числом часов использования установленной мощности. Годовой объем производства электроэнергии определялся через произведение установленной мощности на число часов ее использования за вычетом расходов на собственные нужды. Расходы на собственные нужды, в свою очередь, заданы в процентах от годовой выработки электроэнергии. Годовой объем производства тепловой энергии определялся как произведение установленной тепловой мощности на число часов ее использования. Величина установленных

мощностей по видам энергии изменялась в зависимости от размеров выбытия мощностей и ввода в эксплуатацию новых. Размеры выбытия и вводов в эксплуатацию новых мощностей заданы. Годовые объемы полезного отпуска электроэнергии и тепла рассчитывались с учетом размеров покупной энергии.

Инвестиционная программа

Блок «Инвестиционная программа» представлен в упрощенном виде и содержит информацию о развитии компании в виде заданных по инвестиционному проекту значений вводов генерирующих мощностей $N_t^{BBЭ}$, N_t^{BBT} в электро- и теплогенерации, соответственно, а также заданных значений стоимости вводимых мощностей $\Phi_t^{BBЭ}$, Φ_t^{BBT} по годам расчетного периода.

Амортизация

Начисление амортизации в блоке «Амортизация» производилась по линейному методу. Выбор этого метода обусловлен действующей на протяжении ряда лет практикой его применения отраслями с длительными сроками службы основных фондов. Тем более что в Налоговом кодексе РФ основные фонды электроэнергетической компании отнесены к амортизационным группам с линейным методом начисления амортизации, независимо от сроков ввода в эксплуатацию отраслевых объектов. Базой для начисления амортизации при этом методе являлась первоначальная (балансовая) стоимость основных фондов.

Переоценка основных фондов в модели не предусматривалась, поэтому начисление амортизации производилось через произведение их первоначальной стоимости (с учетом изменений, связанных с выбытием и вводами новых мощностей) и заданной среднеотраслевой нормы амортизационных отчислений.

Топливо

В блоке «Топливо» рассчитывался расход условного топлива на производство электро- и тепловой энергии через заданные по годам расчетного периода удельные показатели расхода этого топлива и объемы отпуска с шин и

коллекторов по видам энергии. Разделения по видам топлива не предусматривалось. Топливная составляющая производственных издержек (стоимость условного топлива на производство энергии) определялась, исходя из суммарных затрат условного топлива на производство энергии и его цены. Цена условного топлива задана по годам расчетного периода и корректировалась на значения прогнозируемых инфляционных ожиданий.

Финансовые результаты

Блок «Финансовые результаты» в модели отражал эффективность (прибыльность) основной деятельности компании по выработке электро- и теплоэнергии по годам расчетного периода. Значения прибыли рассчитывались как разность между доходами и расходами компании. Составляющие доходов и расходов, последовательность определения прибыли выстроены в соответствии с требованиями МСФО. Некоторые из обязательных к раскрытию по МСФО составляющие доходов и расходов (по причине их относительной незначительности для электроэнергетических компаний) введены в другие (более значимые) составляющие блока. Например, доходы от выданных компанией кредитов и ее финансовых инвестиций во – «внереализационные доходы» компании. В них включены расходы по оперативно-диспетчерскому управлению. Внереализационные расходы, доходы от продажи имущества, дивиденды заданы по годам расчетного периода. При наличии «Положения о дивидендной политике» во внутренних документах компании, дивиденды при утвержденной процентной ставке начислений могли бы определяться как произведение от чистой прибыли. Разделения на привилегированные и обыкновенные акции не проводилось, рассматривалось общее среднее количество обращающихся обыкновенных акций.

Переменная и постоянная части производственных издержек объединены в «расходы от основной деятельности». К переменным в этих издержках отнесены затраты на топливо.

Выручка от реализации определялась по каждому виду энергии произведением заданных цен (тарифов) на отпускную электроэнергию и тепло

(из блока «Внешние условия развития») и значений полезного отпуска этих видов энергии (блок «Производство энергии»).

Часть слагаемых расходов по основной деятельности (зарплата, прочие налоги, прочие расходы в себестоимости) заданы, другие рассчитывались непосредственно в блоке «Финансовые результаты» (например, затраты на покупную электрическую и тепловую энергию), остальные являлись выходными параметрами блоков «Топливо», «Налоги», «Амортизация».

Нераспределенная прибыль компании на конец каждого года расчетного года суммировалась с накопленной суммой нераспределенной прибыли на конец предыдущего года, ее итоговое значение отражалось в «Балансе», являясь составляющей собственного капитала компании.

Налоги

Блок «Налоги» в модели был выделен как самостоятельный.

Перечень налогов, объекты налогообложения, налоговая база, ставки налогов и прочие составляющие по расчету налогов соответствовали положениям Налогового кодекса РФ и профильным федеральным законам и постановлениям Правительства РФ, с учетом изменений и дополнений. Ставки налогов приведены в блоке «Внешние условия развития».

Незначительные по размерам для компании налоги объединены в общую группу «другие налоги в себестоимости». Они заданы по годам расчетного периода.

В «Налоги» введены «расходы по налогу на прибыль», включающие так называемые «прочие расходы по налогу на прибыль». Такие налоги, в частности, возможны при использовании компанией инвестиционного налогового кредита, предусмотренного Налоговым кодексом РФ, нормы которого пока не нашли практического применения.

Обслуживание долга

Блок «Обслуживание долга» отражал результаты взаимодействия компании с кредиторами посредством кратко- и долгосрочных заимствований. Краткосрочные займы рассматривались в пределах одного года. Их размеры,

порядок и объемы погашения по годам расчетного периода заданы. Ставка процента по краткосрочным кредитам в рамках одного года расчетного периода была одинаковой для всех кредитов. Проценты начислялись на величину просуммированных краткосрочных заимствований у разных кредиторов в текущем году.

На долгосрочные займы компании, в основном, распространялись те же допущения, что и на краткосрочные. Ставка процента по долгосрочным кредитам в рамках одного года расчетного периода была одинаковой для всех кредитов. Для долгосрочных заимствований проценты начислялись, исходя из просуммированных оставшихся к погашению частей долгосрочного долга от разных кредиторов в рамках одного года расчетного периода.

Сальдо по долгосрочным кредитам (остаток задолженности по займам) в текущем году рассчитывалось как разность между оставшейся к погашению частью долгосрочных кредитов предыдущего года и суммой выплачиваемых кредитов в текущем году, увеличиваясь на величину погашения нового кредита предыдущего года.

Периоды оборота оборотных средств

В этом блоке содержались заданные в днях значения оборота запасов, дебиторской и кредиторской задолженностей компании. За период оборота дебиторской задолженности принимался срок оплаты счетов за отпущенную потребителям энергию. Периоды оборота кредиторской задолженности определялись сроками оплаты поставленных компании топлива и энергии, а также периодичностью выплат заработной платы персоналу и расчетов с бюджетом по налогам. Период оборота запасов топлива соответствовал их технологическим нормам. Периоды оборота кредиторской задолженности на топливо и покупную энергию соответствовали средним значениям по российским генерирующим компаниям электроэнергетики. Периодичность уплаты налогов задана в соответствии со значениями Налогового кодекса РФ.

Баланс

Блок «Баланс» в рассматриваемой модели отражал финансовое положение компании на конец каждого года расчетного периода и разработан в соответствии с универсальным бухгалтерским уравнением МСФО: Активы = Обязательства + Собственный капитал.

В состав активов включены оборотные и внеоборотные активы. Оборотные активы представлены денежными средствами (средствами на банковских счетах и в кассе компании), ценными бумагами, дебиторской задолженностью (преимущественно задолженностью потребителей за поставленную энергию), запасами топлива и прочими оборотными активами. Особенностью расчета оборотных активов в электроэнергетике являлось отсутствие таких компонентов как сырье, незавершенное производство и готовая продукция, находящаяся на складе. Вспомогательные материалы и прочие незначительные для электроэнергетической компании оборотные активы не рассматривались отдельной строкой.

Размеры денежных средств в оборотных активах баланса определялись в блоке «Движение денежных средств» модели, являясь итоговыми значениями потоков денежных средств от производственной (основной), инвестиционной и финансовой деятельности компании по годам расчетного периода, скорректированные на величину денежных средств на начало каждого года. Стоимость ценных бумаг задана и соответствовала цене их приобретения при осуществлении финансовых инвестиций компании, не меняясь в динамике.

Запасы топлива и дебиторской задолженности определялись произведением стоимости топлива и выручки от реализации энергии на соответствующие коэффициенты оборачиваемости запасов и дебиторской задолженности, которые рассчитывались как частное от деления периодов их оборота на количество дней в году (в модели - 365 дней). Величина прочих оборотных активов задана по годам расчетного периода.

Внеоборотные активы представлены основными средствами компании (стоимостью зданий, сооружений, оборудования и других основных фондов).

Внеоборотные активы в «Балансе» показывались по остаточной стоимости (балансовой стоимости основных фондов за вычетом амортизации). Учитывались изменения их стоимости с учетом выбытия и ввода в эксплуатацию новых основных фондов по мере реализации инвестиционной программы компании.

Стоимость земли (обычно входящей в состав внеоборотных активов по МСФО в зарубежных компаниях), во внеоборотных активах модели не рассматривалась.

Краткосрочные обязательства отражали краткосрочную кредиторскую задолженность компании перед поставщиками, рабочими и служащими (начисленная заработная плата), бюджетами разных уровней (налоги). К краткосрочным обязательствам компании, в частности, отнесены краткосрочные банковские ссуды, предназначенные для покрытия недостатка собственных оборотных средств и часть долгосрочного долга к оплате в текущем году. Они включены в «прочие краткосрочные обязательства».

Кредиторская задолженность рассчитана как произведение стоимости и коэффициентов оборота по каждой из составляющих кредиторской задолженности.

Долгосрочные обязательства компании представлены в модели банковскими кредитами, срок погашения которых выходит за пределы одного года. Прочие долгосрочные обязательства отражали преимущественно отложенные налоговые обязательства компании.

Собственным капиталом компании являлся акционерный капитал и нераспределенная прибыль (чистая прибыль за вычетом выплаченных акционерам компании дивидендов), показываемая накопленным итогом на конец каждого года расчетного периода.

В модели рассматривалась возможность увеличения акционерного капитала через дополнительную эмиссию акций.

Движение денежных средств

В блоке «Движение денежных средств» определялись результаты производственной (основной), инвестиционной и финансовой деятельности компании, расчет которых осуществлялся по данным блоков «Баланс», «Финансовые результаты», «Инвестиционная программа» и «Обслуживание долга».

Доходы от основной деятельности, главным образом, формировались из чистой прибыли и амортизационных отчислений компании. Учитывалось влияние на их значения по годам расчетного периода динамики работающего капитала компании – состояния текущих активов и краткосрочных обязательств по сравнению с предыдущим годом. Уменьшение размеров запасов, дебиторской задолженности и рост кредиторской задолженности к концу текущего года по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, как правило, приводили к дополнительному увеличению доходов от основной деятельности компании и, соответственно, наоборот.

Инвестиционная деятельность компании связана с ее развитием и включала расходы на приобретение долгосрочных активов (соответственно ее инвестиционной программе), по финансовым инвестициям. Эти расходы заданы в модели, как, собственно, и доходы по финансовым инвестициям, включенные во внереализационные доходы блока «Финансовые результаты». В доходы от инвестиционной деятельности компании включены доходы от продажи ее имущества и долгосрочных активов.

Финансовая деятельность компании направлена на обеспечение основной и инвестиционной деятельности компании денежными средствами, включая новые займы и дополнительную эмиссию акций. Расходы по финансовой деятельности представлены возвратом привлеченных компанией кредитов и выплатой дивидендов по акциям. Проценты по кредитам учтены в блоке «Финансовые результаты» при определении величины чистой прибыли компании.

Ключевые финансовые показатели

Компании обычно оцениваются ее потенциальными инвесторами по-разному. Кредиторов, как правило, интересует показатели кредитоспособности компаний, перспективы возврата предоставленных ссуд. Стратегические инвесторы анализируют компании через показатели, характеризующие их как объект надежного вложения средств, способные реализовать инвестиционные программы и увеличить их капитализацию. Для портфельных инвесторов важна способность компаний к устойчивому развитию и повышению их рыночной капитализации, выплате акционерам «достойных» дивидендов. В модели предложены ключевые финансовые показатели, отражающие пересекающееся множество представлений об инвестиционной привлекательности компаний электроэнергетики практически всех групп долгосрочных инвесторов, но с определенным акцентом на интересы стратегических и портфельных инвесторов.

Рентабельность:

- рентабельность продаж (ROS),
- доходность собственного капитала (ROE),
- доходность активов (ROA), рентабельность по EBITDA.

Ликвидность:

- абсолютная ликвидность (AR),
- быстрая ликвидность (QR),
- текущая ликвидность (CR).

Финансовая устойчивость:

- финансовая независимость (EA).

Деловая активность:

- динамика дебиторской задолженности,
- динамика кредиторской задолженности,
- соотношение дебиторской и кредиторской задолженностей.

Основные выводы по главе 2.

- Предложен методический подход к совершенствованию корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики в интересах инвесторов, включающий оригинальную методику определения дополнительных и уточненных стандартов корпоративного управления. В ее основе – сопоставление основных компонентов мировых стандартов корпоративного управления с корпоративной практикой в российских генерирующих компаниях электроэнергетики по предложенным автором направлениям: «нарушения», «специфика», «отсутствие», «усиление». При формировании основных компонентов и авторских направлений учтены национальные и отраслевые особенности, опыт ОАО «Э.ОН Россия», выбранного в качестве лучшего отраслевого аналога корпоративного управления.
- Выявлены значимые факторы внешней среды, определяющие инвестиционную привлекательность российских генерирующих компаний электроэнергетики, на основе обобщения требований потенциальных инвесторов, авторских исследований влияния налоговой нагрузки, изменений ставок и сроков предоставления заемных средств, государственного регулирования тарифов на энергию и топливо на ключевые финансовые показатели компаний. В эти факторы включены: развитие и исполнение законодательства; госрегулирование; совершенствование налоговой политики и налогового администрирования; развитие финансовой системы.
- Разработана имитационная финансово-экономическая модель развития российских генерирующих компаний электроэнергетики как дополнительный инструмент для Комитетов по стратегии при Советах директоров. Она создана для принятия ими решений по увеличению эффективности корпоративного управления и инвестиционной привлекательности путем проведения многовариантных расчетов различных внутрикорпоративных решений, меняющихся внешних условий. Ее основные отличительные особенности от

моделей в электроэнергетике: соответствие основополагающих блоков, перечня, формул и численных значений ключевых финансовых показателей международным стандартам финансовой отчетности, эффектам корпоративного управления, приближенным к мировой практике увеличения капитализации компаний.

- Для подтверждения необходимости и эффективности использования методического подхода к совершенствованию корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики в интересах инвесторов по предложенной методике определены стандарты корпоративного управления для этих компаний и апробирован подход на примере ОАО «ТГК-9».

ГЛАВА 3. ПОВЫШЕНИЕ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ РОССИЙСКИХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ ПУТЕМ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ

3.1. Разработка стандартов корпоративного управления

Предложенный методический подход к совершенствованию корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики в интересах инвесторов включал методику определения дополнительных и уточненных стандартов корпоративного управления для этих компаний. Согласно методике сопоставлены основные компоненты каждого общепризнанного в передовой зарубежной практике стандарта корпоративного управления (*справедливость, ответственность, прозрачность, подотчетность*) с корпоративной практикой в российских генерирующих компаниях электроэнергетики.

Справедливость. Основные компоненты этого стандарта корпоративного управления были связаны с соблюдением прав миноритарных (мелких) акционеров в российских генерирующих компаниях электроэнергетики на участие в управлении, доходах, получении полной, своевременной и достоверной информации о компаниях.

В российских генерирующих компаниях электроэнергетики складывается высокая концентрация собственности в руках государства и финансово-промышленных групп (табл. 3.12). Причем государство является практически самым крупным акционером российских электрогенерирующих компаний, у которого – контрольный пакет акций ОАО «ИнтерРАО» и ОАО «РусГидро». Через энергетический гигант ОАО «Газпром» им контролируются ОАО «ОГК-2», ОАО «ОГК-6» (присоединена к ОАО «ОГК-2»), ОАО «ТГК-1» и ОАО «Мосэнерго», не считая контроля Правительством РФ 100% акций «Концерна Энергоатом» (через Государственную корпорацию по атомной энергии «Росатом»).

Таблица 3.12

Крупные акционеры электрогенерирующих компаний России, 1 п/г 2012 г.

Крупные акционеры	Доля в акционерном капитале компаний, %
ОАО «Интер РАО»	ОГК-1 (56,0), ОГК-3 (81,9), ОГК-5 (26,4), ТГК-6 (26,1), ТГК-7 (32,4), ТГК-11 (85,0), Иркутскэнерго (40)
ОАО «Газпром»	ОГК-2 (57,6), ТГК-1 (51,8), ТГК-3 (53,5)
РФ (Федеральное агентство по управлению гос. имуществом)	РусГидро (60,5), ТГК-5 (25,09)
ЗАО «КЭС-Холдинг»	ТГК-5 (51,4), ТГК-6 (40,5), ТГК-7 (50,8), ТГК-9 (77,5)
ЗАО «Лукойл»	ТГК-8 (95,4)
«Онэксим»	ТГК-4 (50)
«Сибирская генерирующая компания»	ТГК-12 (66,13), ТГК-13 (61,2)
ОАО «Э.ОН Россия»	ОГК-4 (82,3)
ОАО «Энел ОГК-5»	ОГК-5 (56,4)
ОАО «Фортум»	ТГК-1 (25,7), ТГК-10 (93,4)
«Синтез»	ТГК-2 (44,8)
«Prosperity Capital»	ТГК-2 (28)
«ECN + РЖД»	ТГК-14 (83,6)

Примечания:

- доля ОАО «Газпром» в ОАО «ОГК-2» соответствует объединенной ОАО «ОГК-2» (с присоединенной ОАО «ОГК-6»)

- доля ЗАО «КЭС-Холдинг» приведена с учетом подконтрольных ему оффшорных компаний

Источник: Таблица составлена автором на основе данных с официальных сайтов компаний, сайтов ведущих аналитических и информационных агентств.

Наметилась тенденция дальнейшего увеличения присутствия государства в отраслевой генерации. По данным информационного агентства Биг Пауэр Ньюс компания ОАО «Интер РАО» консолидировала на своем балансе 100% голосующих акций ОАО «ТГК-11», проводила реорганизацию в части 100% владения акциями ОАО «ОГК-1», ОАО «ОГК-3» с целью дальнейшего присоединения генерирующих активов, выделяемых из ОАО «Башкирэнерго».

Велись переговоры по объединению электрогенерирующих активов ОАО «Газпром» и ЗАО «КЭС-Холдинг». В объединенной компании должны были принадлежать 75% минус одна акция ОАО «Газпром», «Ренове» (контролирует ЗАО «КЭС-Холдинг») – не менее 25% плюс одна акция. Планировалась дополнительная эмиссия акций ОАО «ОГК-2», после размещения которой доля ОАО «Газпром» в капитале компании могла превысить 70% вместо текущих

57,6%. Государственный «Роснефтегаз» планировал стать владельцем блокирующего пакета ОАО «РусГидро» при условии передачи от ОАО «Интер РАО» в компанию 40% акций ОАО «Иркутскэнерго», перезагрузки сделки по обмену активами с «Евросибэнерго».

Наличие держателя крупного пакета акций обычно не оказывает обязательно отрицательного воздействия на практику корпоративного управления, если отношения между всеми владельцами таких пакетов и компанией прозрачны, можно определить, насколько действия крупных акционеров отвечают интересам всех акционеров. К сожалению, этого пока не происходит в российских генерирующих компаниях электроэнергетики, где права миноритарных акционеров, владеющих относительно небольшими пакетами акций, часто нарушаются.

Выявлены наиболее характерные нарушения прав миноритарных акционеров: на участие в годовом общем собрании акционеров (ГОСА), присутствие в составе Советов директоров и контролирующих органах, обязательные дивиденды, на получение полной и достоверной информации о компании.

Миноритарные акционеры нередко теряли право на участие в ГОСА вследствие позднего и (или) вовсе неполучения сообщения об его проведении или бюллетеня для голосования. Их представители не допускались к участию в общем собрании на формальных основаниях, например, из-за отсутствия четко определенной формы составления доверенности на представителя акционера во внутренних документах компании. Нарушались процедуры ГОСА, в частности, не публиковались в полном объеме информационные материалы к годовому собранию, в том числе на английском языке. Например, в ОАО «ТГК-1» они представлялись лишь банку-депозитарию, который координировал голосование владельцев депозитарных расписок. Не предоставлялась полная информация о кандидатах в Советы директоров, Ревизионную комиссию, Департамент внутреннего контроля, о Генеральном директоре, внешнем Аудиторе компании,

включая их профессиональные квалификацию и опыт, часто указывались только текущие занимаемые должности.

Миноритарные акционеры были единичны в Советах директоров и исполняли роль наблюдателей, либо вовсе отсутствовали в их составах. Распространенной причиной их отсутствия в СД компаний являлось недобросовестное поведение мажоритарного акционера, как, например, в ОАО «ТГК-2» по надуманным причинам миноритарные акционеры во главе с фондом Prosperity Capital Management не смогли выдвинуть в 2010 г. своего представителя в СД компании, имея для этого законные 2% голосов. Трудности с включением кандидатов в список для голосования по своим кандидатам в Совет директоров возникали в этой компании и в последующие годы [236].

Входящие в состав Советов директоров миноритарные акционеры, исполняли роль наблюдателей, не всегда отстаивали интересы мелких акционеров. Нередко они поддерживали в СД крупных акционеров, например, в ОАО «ТГК-1» интересы миноритарного акционера – ОАО «Фортум» разошлись с интересами других миноритарных акционеров компании и оно предпочло им сотрудничество с мажоритарным акционером этой компании - газовым концерном ОАО «Газпром» [237].

У многих российских электрогенерирующих компаний отсутствовали формализованная дивидендная политика, в том числе критерии для определения рекомендованных дивидендных выплат. Не были разработаны правила определения части чистой прибыли, направляемой на выплату дивидендов. Отсутствовали «Положения о дивидендной политике» в составе внутренних документов. Не публиковались дивидендные истории. Видимо, в привычной корпоративной практике крупных собственников было не принято делиться прибылью с другими акционерами.

Процедуры выплаты дивидендов часто не соблюдались, включая нарушения сроков, когда вместо установленных законом 60 дней они порой увеличивались до шести и более месяцев. В итоге фактическая выплата дивидендов происходила не ранее двенадцати месяцев после окончания

отчетного года, поскольку они утверждались, как правило, на ГОСА в середине текущего года. Были случаи дивидендных выплат крупным акционерам раньше остальных акционеров, что совершенно не свойственно зарубежной корпоративной практике. Нужны положения в российское корпоративное законодательство и во внутренние документы компаний, запрещающие делать это, а также положения, исключающие отдачу предпочтений какой-либо из групп акционеров.

Контролирующие акционеры совместно функционирующих групп (новых Холдингов в электроэнергетике), объединяющих формально различные юридические лица с одними экономическими целями, по сути, в единый бизнес, обычно не заинтересованы в максимизации стоимости непрофильных для них электроэнергетических активов в общей структуре. Они превращают эти активы в центры затрат, а центры прибыли перемещаются в другие, входящие в Холдинг компании. В результате миноритарные акционеры несли материальные убытки, невыплаченные вовремя дивиденды обесценивались, терялась возможность их выгодного реинвестирования.

Из-за высокой неоднородности корпоративного управления в большинстве генерирующих компаний российской электроэнергетики отсутствовали необходимые внутренние документы и структуры, способствующие соблюдению прав акционеров. Собственные Кодексы корпоративного управления имели 60% из вошедших в исследование 21 генерирующей компании электроэнергетики, для большинства из которых содержание этих Кодексов часто носит декларативный и формальный характер, даже при обязательном представлении в годовых отчетах компаний сведений об их исполнении в Федеральную службу по финансовым рынкам.

По мнению зарубежного инвестиционного сообщества «...интересы миноритарных акционеров равным счетом ничего не значат для мажоритарных акционеров. Все это напоминает российскую бизнес-культуру девяностых годов» [2].

Ответственность. Основные компоненты этого стандарта корпоративного управления связаны с соблюдением интересов заинтересованных сторон. Одним из основных компонентов стандарта «ответственности» компаний считались ежегодные нефинансовые отчеты, опубликованные по международным стандартам – отчетности «Глобальная инициатива по отчетности» (GRI), признанной ООН в качестве основного универсального инструмента корпоративной социальной отчетности. В этих отчетах доступно и достоверно должны быть представлены результаты деятельности компаний по вопросам, представляющим наибольший интерес для ключевых заинтересованных сторон. В корпоративной практике российских генерирующих компаний электроэнергетики нефинансовая отчетность не получила должного развития.

Немногие из российских реформированных электрогенерирующих компаний учитывали интересы заинтересованных сторон и совмещали долгосрочные экономические, экологические и социальные аспекты в единой стратегии развития, считая социальную ответственность прямой обязанностью государства. Информация о социальных программах и экологической политике раскрывается в годовой отчетности, но не является подробной и систематической. На сайтах представлены лишь отдельные положения по экологической политике, охране труда, социальным программам для сотрудников, спонсорству и благотворительности.

Отдельные компании разработали Концепции реализации экологической политики, однако текущие затраты на охрану окружающей среды, строительство и реконструкцию природоохранных объектов незначительны. Например, в ОАО «ТГК-9» они составили в 2009 г. – 344,9 млн. руб. Для сравнения: компания по итогам этого года выплатила вознаграждение своей Управляющей организации в размере 1,010 млрд. руб. [238].

В Национальный Регистр нефинансовых отчетов в 2007 г. были внесены отчеты восьми генерирующих компаний (РАО «ЕЭС России», ОАО «ОГК-1», ОАО «ОГК-2», ОАО «ОГК-4», ОАО «ТГК-2», ОАО «ТГК-5», ОАО «ТГК-10»,

ОАО «ТГК-13»), причем информативность большинства из них во многом не соответствовала международным стандартам. Лишь единичные отраслевые компании (например, ОАО «ТГК-5» и ОАО «ОГК-1») по итогам 2007 г. выпускали отчеты о социальной ответственности и корпоративной устойчивости, подготовленные с учетом международных стандартов. ОАО «ТГК-5» входила в число победителей международного конкурса отчетов, объявленного GRI, среди компаний мирового уровня, выпускающих такие отчеты не менее 10 лет. В Национальном Регистре нефинансовых отчетов за 2008 г. были представлены отчеты двух генерирующих компаний (ОАО «ОГК-2», ОАО «ТГК-13»), в 2009 г. – одной (ОАО «ОГК-2»), в 2010 г. – двух (ОАО «ОГК-2», ОАО «РусГидро»), в 2011 г. – трех (ОАО «ОГК-2», ОАО «РусГидро», ОАО «Интер РАО»), в 2012 г. – одной компании (ОАО «РусГидро») [239].

Электрогенерирующие компании практически не использовали рекомендации Российского союза промышленников и предпринимателей (РСПП), разработанные для составления их нефинансовой отчетности, базовые индикаторы результативности компаний, отвечающие международным рекомендациям и адаптированные к российской системе учета и законодательства. Отраслевыми компаниями слабо востребованы предлагаемые РСПП общественная экспертиза, независимое подтверждение нефинансовых отчетов, способные повысить их значимость для потенциальных инвесторов [240].

Не в полном объеме разрабатывались дополнительные методики идентификации, анализа, оценки и оптимизации нефинансовых рисков и рисков событий, возникающих при взаимодействии компаний с заинтересованными сторонами в соответствии со стандартами по управлению рисками Федерации европейских ассоциаций риск-менеджеров.

Не раскрывались вопросы, связанные соблюдением принципов деловой этики, например, заложенные РСПП в Социальную хартию российского бизнеса. Хотя, как отмечено выше, современная деловая культура российского менеджмента оценивалась зарубежными инвесторами как невысокая [176].

При этом Кодексами корпоративной этики располагали несколько российских генерирующих компаний электроэнергетики. Наряду с ОАО «Э.ОН Россия» – ОАО «Энел ОГК-5», ОАО «Фортум», ОАО «Мосэнерго» (бывшая ОАО «ТГК-3»), ОАО «Интер РАО» и ОАО «РусГидро». Комитетов по этике при СД, либо выполнения их функций хотя бы одним из его членов, не было ни в одной из отраслевых компаний. Процедуры по применению и контролю над их соблюдением в перечисленных компаниях были возложены, главным образом, на комитеты при Советах директоров. Например, в ОАО «Энел ОГК-5» – на комитет по аудиту, в ОАО «РусГидро» – на комитет по кадрам и вознаграждениям.

Прозрачность. Основные компоненты при сопоставлениях по этому стандарту корпоративного управления перечислены в п. 2.1 главы 2.

Значения информационной прозрачности компаний электроэнергетики практически оставались на минимальном уровне требований российских фондовых бирж и не дотягивали до мирового уровня (в 2010 г. на Лондонской фондовой бирже – 66%, Нью-Йоркской – 76%) [241, 173, 242-243]. Эти значения отражены в табл. 3.13, составленной автором по результатам исследований прозрачности российских компаний в 2008-2010 гг. международным рейтинговым агентством Standard & Poor's.

Таблица 3.13

Показатели раскрытия информации по отраслям в 2008-2010 гг., %

Отрасль (количество компаний)	2008	2009	2010
Телекоммуникации (9)	74	72	72
Металлургия (10)	70	67	70
Банки (4)	52	66	69
Нефть и газ (12)	63	64	65
Пищевая промышленность, потребительские товары и розничная торговля (10)	60	61	63
Электрoэнергетика (26)	55	51	57
Машиностроение (3)	44	46	46

Источник: Таблица составлена автором на данных исследований Standard & Poor's прозрачности российских компаний в 2008-2010 гг.,
URL: <http://www.standardandpoors.page.php?path=analitica>

Информационная прозрачность реформированных генерирующих компаний электроэнергетики была еще ниже приведенных в таблице 3.13 средних значений – около 44%, поскольку в электроэнергетику были включены 8 компаний сетевого комплекса, уровень раскрытия информации у которых считался выше. Отмечались существенные отклонения в информационной прозрачности между лидерами – 66% у ОАО «Энел ОГК-5» и аутсайдерами – около 25%.

Самая низкая раскрываемость информации наблюдалась по вознаграждениям членов совета директоров и высшего менеджмента. Для сравнения: в компаниях экономики – немногим более 20% (табл. 3.14), электроэнергетики – около 13%.

Таблица 3.14

Раскрытие информации российскими компаниями по компонентам блоков,
2007-2010 гг., %

Компоненты, %						
	1	2	3	4	5	6
90 компаний, 2010 г.	62	58	60	59	60	26
90 компаний, 2009 г.	61	58	57	58	61	21
90 компаний, 2008 г.	57	53	57	66	60	22
80 компаний, 2007 г.	59	52	55	61	63	22

Компоненты: 1 - структура собственности, 2 - права акционеров,

3 – финансовая информация, 4 – операционная информация,

5 – информация о совете директоров и менеджменте,

6 – вознаграждение членов совета директоров и высшего менеджмента

Источник: Таблица составлена автором на основе данных Standard & Poor's исследований прозрачности российских компаний в 2008-2010 гг.,

URL: <http://www.standardandpoors.page.php?path=analitica>

Устойчивое нежелание компаниями раскрывать информацию о вознаграждении высшего руководства подтверждалось отсутствием у многих из них в составе внутренних документов Положений «О выплате членам Совета директоров вознаграждений и компенсаций», соответствующих разделов в

Положениях «О Советах директоров», Положений «О вознаграждении Правления». Норма «публичное раскрытие на корпоративном сайте информации о вознаграждении Правления» отсутствует в отчете о соблюдаемых нормах Кодекса корпоративного поведения Федеральной комиссии по ценным бумагам.

Углубленный анализ информации с официальных сайтов генерирующих компаний электроэнергетики показал, что ни одна из них в приемлемом для инвесторов виде не раскрывала информацию по прогнозам доходов, условиям договора с Генеральным директором и деталям вознаграждения менеджмента, социальной отчетности, фактам оказания компаниям внешними аудиторами неаудиторских услуг и размерам вознаграждения за эти услуги, сделкам с заинтересованностью. Практически закрыта информация (за исключением отдельных компаний) об активности работы и объективности принимаемых решений членами СД, включая количество заседаний СД, соотношение числа очных и заочных заседаний, личное участие и присутствие на них независимых директоров (табл. 3.15).

В тех немногочисленных российских генерирующих компаниях электроэнергетики, которые публикуют информацию о вознаграждениях высшего руководства, их размеры являются, как правило, фиксированными и, соответственно, не связанными ни с результативностью компаний, ни с участием его членов в заседаниях Советов директоров. Только в ОАО «Э.ОН Россия» вознаграждения членам Советов директоров по итогам года начислялись, исходя из значений результативности компании. В восьми из 21 исследуемых компаний была выявлена небольшая связь размеров вознаграждений членам Советов директоров с их присутствием на заседаниях, когда они не выплачивались при отсутствии на более чем половине из этих заседаний.

Как следствие, в российских генерирующих компаниях электроэнергетики отмечены «незаслуженно» высокие размеры вознаграждений.

Таблица 3.15

Элементы информации, наименее раскрываемые крупнейшими компаниями
России и электроэнергетики в 2009 г.

Элементы информации	Доля компаний, раскрывающих информацию	
	Россия	Электроэнергетика
Структура собственности		
Количество и имена акционеров, владеющих пакетами акций размером более 10%	26	8
Данные о бенефициарных акционерах, владеющих более 75 % акций	48	33
Права акционеров		
Информация о наличии Кодекса делового поведения и этики	27	20
Объявление рекомендованных дивидендов до даты закрытия реестра	36	17,5
Календарь важных для акционеров событий	44	27,5
Финансовая информация		
Подробный прогноз доходов	19	0
Информация об оказании аудитором каких-либо неаудиторских услуг	19	0
Вознаграждение аудитора за неаудиторские услуги	12	0
Информация о сделках с заинтересованностью	23	0
Публикация аудированной финансовой отчетности по МСФО/ОПБУ США до конца апреля	39	7,5
Операционная информация		
Социальная отчетность	7	0
Информация о Совете директоров и менеджменте		
Условия договора с генеральным директором	1	0
Данные о посещаемости Совета директоров	29	2,5
Данные о соотношении числа очных и заочных заседаний Совета директоров	37	2,5
Вознаграждение членов Совета директоров и менеджмента		
Раскрытие детальной информации о вознаграждении членов Совета директоров	20	7,5
Подробная информация о вознаграждении менеджмента	6	0

Источник: Таблица составлена автором на основе данных: Марушкевич Е. Корпоративное управление в энергокомпаниях: после реформы.
URL: <http://www.standardandpoors.page.php?path=analitica>

Они выявлены при сопоставлении ОАО «Э.ОН Россия» и близких ему по размерам установленной мощности и уставного капитала российских генерирующих компаниях электроэнергетики по показателям результативности и вознаграждений (табл. 3.16).

Таблица 3.16

Показатели результативности компаний и вознаграждений высшему
руководству за 9 месяцев 2013 г.

Компания	Рыночная капитализация, млрд. руб.	Прибыль, млрд. руб.	Вознаграждения	
			Совет директоров млн. руб.	Правление, (УК), млн. руб.
ОАО «Э.ОН Россия»	156,6	16,4	16,6	не выплач.
ОАО «Энел ОГК-5»	43,7	2,8	12,7	21,1
ОАО «ТГК-1»	24,5	н/д	21,9	40,7
ОАО «ОГК-1»	0,042	н/д	2,1	408,0 (УК)
ОАО «ТГК-7»	52,8	1,8	н/д	477,0 (УК)
ОАО «ТГК-9»	23,8	отрицательная.	4,3	445,7 (УК)

Примечания: Таблица составлена автором на данных отчетности компаний с их официальных сайтов. Прибыль – до выплаты процентов и налогов, н/д – нет данных.

Как показывают данные табл. 3.16, размеры фиксированных выплат по итогам 9 месяцев 2013 г. в виде вознаграждений Управляющим компаниям (УК), под руководством которых находятся три компании электроэнергетики в этой таблице, в 24-28 раз превысили значения выплаченного ОАО «Э.ОН Россия» вознаграждения членам своего высшего руководства за этот период. При этом результативность компаний электроэнергетики с УК значительно уступала достигнутым ОАО «Э.ОН Россия» показателям, в частности, рыночная капитализация ОАО «ТГК-7» была практически в 3 раза ниже, а у ОАО «ТГК-9» – в 6,5 раз. ОАО «ТГК-1» с рыночной капитализацией более чем в 6 раз меньшей, чем в ОАО «Э.ОН Россия», выплатило по итогам 9 месяцев 2013 г. своему высшему руководству вознаграждение почти в 4 раза превышающее аналогичные выплаты ОАО «Э.ОН Россия».

Сроки публикации годовой и квартальной финансовой отчетности по международным стандартам финансовой отчетности (МСФО) в большинстве российских отраслевых компаний отставали от передовой международной практики. Годовые финансовые отчеты публиковались 6-12 месяцев, а квартальные – более 10-15 недель после окончания отчетного периода, в то время как передовая мировая практика корпоративного управления предусматривала для раскрытия годовой и квартальной отчетности два-три

месяца, три недели, соответственно. Финансовых календарей о последовательности и сроках опубликования отчетности в течение года не было ни в одной из исследуемых отраслевых компаний (кроме ОАО «Э.ОН Россия»). Наличие таких календарей могло бы дисциплинировать компании, а их четкое исполнение повысить к ним доверие инвесторов.

Компании не раскрывали своих реальных владельцев. Структура акционерного капитала на большинстве их официальных сайтов представлена номинальными держателями, на которых и зарегистрирована основная часть акций компаний. Реальная концентрация собственности у мажоритарных акционеров, представленных в табл. 3.12, видимо, может быть выше, поскольку не раскрывались бенефициары (реальные собственники, скрывающиеся за юридическим владением собственностью другим лицом).

Компании неохотно раскрывали аффилированность владельцев относительно небольших пакетов акций с крупными акционерами. В частности, информация об аффилированности между ООО «Русские энергетические проекты» (владеет 17,7% акций ОАО «ТГК-1») и контролирующим акционером – ОАО «Газпром» содержалась в отчете компании по МСФО, но не публиковалась ни в годовом отчете, ни на официальном сайте.

Не обеспечивался свободный доступ к информации. Сайты многих отраслевых компаний обновлялись нерегулярно, последние отчеты компаний, важные для инвесторов внутренние регламентирующие документы и отчеты об их исполнении часто отсутствовали. Английская версия отчетности у многих компаний была упрощена и не содержала разделов и материалов, публикуемых в русскоязычной версии.

Подотчетность. Основные компоненты этого стандарта корпоративного управления связаны с Советами директоров (СД) в российских генерирующих компаниях электроэнергетики (их структурой, полномочиями, функциями и т.д.).

Советы директоров в большинстве российских электрогенерирующих компаний сформированы крупными собственниками и представляли их

интересы. Отсутствовала информация по членам СД об их профессиональных качествах и навыков работы в команде, необходимом опыте корпоративного управления. Не проводились регулярные заседания СД в очной форме, важные для детального и всестороннего обсуждения и проработки актуальных вопросов, в том числе подготовленных его комитетами.

Фактически нет реально независимых директоров. Независимые директора продекларированы в 11 из 21 компании, при этом во всех компаниях (кроме ОАО «РусГидро») их менее трех. Обычно вместо независимых директоров присутствуют квазинезависимые директора, аффилированные с крупными акционерами и (или) с государством.

Как показала зарубежная практика корпоративного управления, присутствие независимых директоров с фидуциарными обязанностями (действовать в интересах всей компании) особенно важно в компаниях с высокой концентрацией собственности, к которым относятся российские генерирующие компании электроэнергетики.

Как уже отмечалось, государство после ликвидации РАО «ЕЭС России» осталось крупным отраслевым игроком. В компаниях с государственным участием возможны смешение функций государства как акционера и регулятора, явно противоречащее определенному ОЭСР основному принципу корпоративного управления для компаний с государственным участием, разделяющему эти функции. Смешение функций государства как акционера и регулятора подвергает инвесторов рискам использования им своего влияния для продвижения социальной и стратегической программы страны за счет акционерной собственности компаний.

Процедуры принятия решений в компаниях с государственным участием становятся длительными и бюрократизированными, в первую очередь вследствие максимального присутствия в Совете директоров «своих представителей» и их обязательного голосования по директивам государства. Общий уровень профессиональных навыков корпоративного управления у представителей государства в СД относительно невысокий, в том числе по

причине отсутствия реального опыта коммерческой деятельности. Многие новые назначения по замене государственных служащих в Советах директоров независимыми директорами и «профессиональными поверенными» практически ничего не изменили, профессионализм новых директоров и их способность принимать решения независимо от государства остались по-прежнему невысокими.

Более того, государственные компании не привыкли привлекать внешние инвестиции на выполнение своих инвестиционных программ, поэтому не принимают «правила игры» корпоративного управления, которыми обычно принято руководствоваться частному бизнесу в отраслевых компаниях электроэнергетики.

Не во всех компаниях созданы комитеты при СД, в первую очередь, по аудиту, назначениям и вознаграждениям. Там, где такие комитеты существовали, не решались вопросы в рамках имеющихся у них широких полномочий. Например, многие Комитеты по кадрам и вознаграждениям не занимались решением основных вопросов, связанных с вознаграждением членов высшего исполнительного руководства и СД, политикой преемственности для директоров и топ-менеджеров, утверждением изменений в организационной структуре и проведением регулярной оценки работы Генерального директора. На немногочисленных заочных заседаниях часто обсуждались вопросы организации их собственной работы.

В большинстве генерирующих компаний электроэнергетики вместо независимого директора председателем комитета по аудиту при СД назначался представитель крупного акционера. Штат и руководитель Департамента внутреннего аудита, без согласования с Комитетом по аудиту при СД, утверждался и подчинялся Генеральному директору. В мировой практике корпоративного управления «...определение состава, срока полномочий службы внутреннего аудита, назначение его руководителя и членов, порядка работы, размера и условий оплаты труда» относятся к исключительной компетенции СД [244]. Надзорные функции со стороны СД за подразделениями

внутреннего аудита в отраслевых компаниях формальны, а в некоторых из них такой контроль отсутствовал.

Это является типичным признаком управления в странах с переходной экономикой, когда при высокой концентрации собственности не разграничены компетенции СД и менеджмента, отсутствовало разделение прав собственности и управления ею. При этом образовывалось управленческое ядро из собственников и менеджеров без четко установленной системы разделения властных полномочий, прав, ответственности и функций между различными уровнями управляемой компании. Оно выполняло в компании как представительскую, так и контролирующие функции, подменяло все механизмы корпоративного управления. Интересы не попавших акционеров в управленческое ядро часто нарушались, что, собственно, и было отмечено выше [244].

При отсутствии соответствующих законодательных правил председатель и члены СД обычно находились в составе Советов директоров более пяти лет, возглавляли и (или) входили в составы СД более пяти-семи других компаний и организаций (в зарубежной практике корпоративного управления обычно не более пяти лет и не более чем в трех других компаниях, соответственно).

Для примера, из данных с официальных сайтов компаний, председатель Совета директоров ОАО «ТГК-4» одновременно возглавлял СД ОАО «Омскэнерго», ОАО «Пензенская энергосбытовая компания», ОАО «Красноярскэнерго» и ОАО «ТГК-13», являясь при этом членом СД ОАО «Ульяновскэнерго», ОАО «Волжская ТГК», ОАО «Тюменьэнерго», ОАО «Оренбургэнерго», ОАО «Волжская МРК», ОАО «Самараэнерго». Его заместитель совмещал обязанности председателя СД «Хакасская сервисно-ремонтная компания», являясь при этом членом Совета директоров еще в четырех компаниях. Не исключено, что по этой причине практика корпоративного управления ОАО «ТГК-4» в 2009 г. была оценена S&P по международной шкале как слабая (РКУ-4).

Были отмечены отдельные факты аффилированности внешних Аудиторов с компаниями, например, через выплаты им за оказанные неаудиторские, консультативные услуги при переходе компаний на отчетность по МСФО.

По результатам сопоставления основных компонентов каждого общепризнанного в передовой зарубежной практике стандарта корпоративного управления (*справедливость, ответственность, прозрачность, подотчетность*) с корпоративной практикой в российских генерирующих компаниях электроэнергетики (рис. 2.10) и выявленных несоответствий по четырем авторским направлениям: «нарушения», «специфика», «отсутствие», «усиление» были разработаны дополнительные и уточненные стандарты корпоративного управления. По направлениям «отсутствие» и «усиление» – дополнительные стандарты: мотивированность, надзорность, добросовестность (выделены на рис. 3.14) с новыми компонентами корпоративного управления.

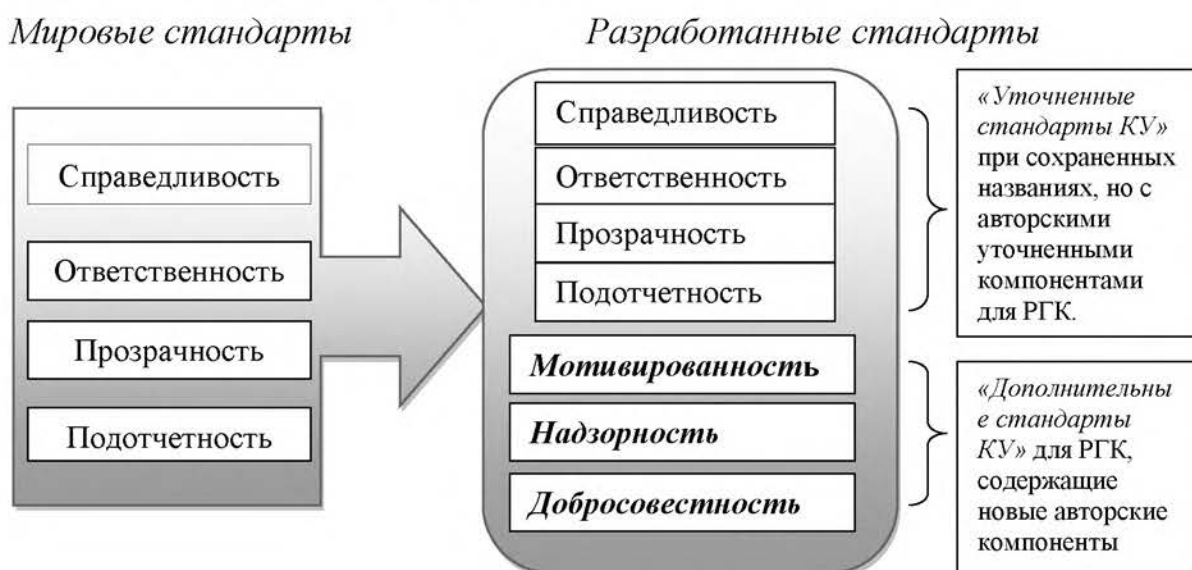


Рис 3.14. Стандарты корпоративного управления

Источник: Рисунок автора

Уточненные стандарты корпоративного управления разработаны по направлениям «нарушения» и «специфика». Для них сохранены названия мировых стандартов (справедливость, ответственность, прозрачность, подотчетность), но они содержали дополнительные компоненты автора для российских генерирующих компаний электроэнергетики. Состав

дополнительных и уточненных стандартов корпоративного управления приведен в Приложении 1.

Использование разработанных стандартов в рамках предложенного методического подхода к совершенствованию корпоративного управления в интересах инвесторов для российских генерирующих компаний электроэнергетики имеет особую значимость ввиду отсутствия регулярных и авторитетных рейтингов их корпоративного управления. Эффекты применения этих стандартов заключаются в получении объективных данных о корпоративной практике в компаниях, необходимых им для выявления и устранения «узких» мест в корпоративном управлении и повышению инвестиционной привлекательности. Необходимы реальные данные о корпоративной практике компаний и инвесторам, для оценки и принятия взвешенных решений о вложении средств.

3.2. Эффекты применения разработанных стандартов

Эффекты применения разработанных стандартов корпоративного управления для российских генерирующих компаний электроэнергетики доказаны результатами проведенного автором углубленного анализа текущей практики корпоративного управления в ОАО «ТГК-9». Этот анализ выполнен по каждому из разработанных стандартов на основе информации, представленной на ее официальном сайте.

Мотивированность. Отсутствовали разделы во внутренних документах ОАО «ТГК-9», регламентирующие основания, порядок начислений и выплат вознаграждений членам Совета директоров и Управляющей организации. Следовательно, был непонятен механизм начислений размеров вознаграждений членам Совета директоров, особенно Управляющей организации, исходя из результатов сопоставления выплачиваемых крупных вознаграждений и невысоких показателей результативности компании в отчетный период.

Сумма вознаграждений Управляющей организации за оказание услуг в области управления определялась заранее, а не по итогам года. Обычно эта сумма на следующий год уже известна в публикуемом отчете ОАО «ТГК-9» за последний квартал текущего года. В частности, в отчете за 4 квартал. 2012 г. вознаграждение ЗАО «Комплексные энергетические системы» на 2013 г. уже было определено в размере 859.367 млн. руб. за еще не оказанные услуги ОАО «ТГК-9» в области управления. Как было отмечено выше, по итогам 9 месяцев 2013 г. было выплачено 445.7 млн. руб. ЗАО «Комплексные энергетические системы». При этом результативность ОАО «ТГК-9» за этот период отличалась относительно невысокой рыночной капитализацией компании (в 23.8 млрд. руб.) и отрицательными значениями прибыли (см. табл. 2.13 Гл. 2).

В ОАО «ТГК-9» ликвидирован комитет по кадрам и вознаграждениям при Совете директоров, обычно занимающийся в мировой практике корпоративного управления вопросами разработки кадровой и мотивационной политики для высшего руководства. Размеры вознаграждения каждому из членов Совета директоров в компании сейчас одинаковы и выплачиваются в фиксированном объеме. В 2011 г. они составляли 1.500 тыс. руб. Отсутствие мотивационной политики, фиксированные выплаты вознаграждений членам Совета директоров и Управляющей организации, на наш взгляд, не могут стимулировать к повышению эффективности их деятельности, увеличению капитализации и максимизации прибыли компании, продекларированные в «Кодексе корпоративного управления» ОАО «ТГК-9».

Надзорность. Ослаблены механизмы по соблюдению и защите прав миноритарных акционеров в части практически отсутствующего независимого надзора над системой внутреннего контроля (аудита) компании. При явном доминировании представителей крупных собственников в Совете директоров и органах внутреннего контроля слабо контролируется и аудиторский процесс, и Департамент внутреннего аудита. Организационная структура и штат Департамента внутреннего аудита утверждался и подчинялся непосредственно Генеральному директору. Отчеты о проводимых проверках и выявленных

нарушениях предоставлялись этим Департаментом также Генеральному директору, а не в комитет по аудиту при Совете директоров. Возможно, продекларированные в Положении «О внутреннем контроле» ОАО «ТГК-9» (принято в конце 2012 г.) расширение компетенций комитета по аудиту, введение процедуры конкурсного отбора внешнего аудитора перед утверждением его кандидатуры на Годовом общем собрании акционеров со временем улучшат организацию и эффективность внутреннего контроля в компании и усилят независимость внешнего аудита.

При формировании комитета по аудиту при Совете директоров ОАО «ТГК-9» Были нарушены требования «Кодекса корпоративного поведения» Федеральной комиссии по ценным бумагам РФ о наличии в его составе только независимых и неисполнительных директоров. В качестве независимых директоров входили представители ЗАО «Группы компаний «Ренова»» и ЗАО «Комплексные энергетические системы».

Добросовестность. Во внутренних документах ОАО «ТГК-9» отсутствует «Кодекс корпоративной этики», нет Комиссии по этике при Совете директоров и наделения полномочиями для выполнения таких обязанностей одного из его членов. Вероятно, по этой причине не наблюдалось надлежащего исполнения взятых компанией на себя обязательств, в первую очередь продекларированных в Кодексе корпоративного управления и в Положении «О корпоративной политике». Отчасти факты несоблюдения стандарта корпоративного управления по добросовестности руководящего руководства компании можно обобщить по результатам выполненного выше анализа текущей корпоративной практики ОАО «ТГК-9».

Не наблюдалась положительная динамика дивидендных выплат, не создан продекларированный во внутренних документах компании понятный механизм определения их размеров. Корпоративная политика компании по срокам выплаты дивидендов не соответствовала положениям Кодекса корпоративного поведения ФКЦБ. Не выполнялись обязательства по раскрытию механизмов начислений вознаграждений членам Советов директоров и Управляющей

организации, прозрачности структуры акционерного капитала, раскрытию информации в англоязычной версии сайта, своевременному опубликованию годовой отчетности, особенно по МСФО. Не выполнены обязательства по созданию как минимум двух комитетов при Совете директоров (создан один – комитет по аудиту).

Не выполнялись обязательства высшего руководства ОАО «ТГК-9» перед акционерами компании по максимизации прибыли и увеличению ее капитализации, продекларированные в Кодексе корпоративного управления. По данным годовых отчетов компаний за 2012 г. чистая прибыль в ОАО «ТГК-9» равнялась 857 млн. руб., в ОАО «Э.ОН Россия» – 18.4 млрд. руб. Причем ОАО «Э.ОН Россия» направила эту прибыль на выплату дивидендов, а в ОАО «ТГК-9» дивиденды за 2012 г. не выплачивались. Как отмечено выше, по итогам 9 месяцев 2013 г. рыночная капитализация ОАО «ТГК-9» составила 23.8 млрд. руб., в ОАО «Э.ОН Россия» – 156.5 млрд. руб. при близких значениях установленной мощности и Уставного капитала. Уставной капитал ОАО «ТГК-9» – 23.5 млрд. руб., ОАО «Э.ОН Россия» – 25.2 млрд. руб. Чистая прибыль в ОАО «ТГК-9» в этот период была отрицательной, в ОАО «Э.ОН Россия» составила 16.4 млрд. руб.

Продекларированные компанией обязательства управления («О корпоративной политике») как минимум один раз в год пересматривать правила и процедуры корпоративного управления не выполнялись, такого пересмотра не было с 2009 года.

Справедливость. Не соблюдались права миноритарных акционеров, в частности, на присутствие в органах управления компании. Крупные акционеры ОАО «ТГК-9» регулярно проводили консолидацию голосов и их равномерное распределение в пользу своих кандидатов, практически не оставляя возможности кандидатам миноритарных акционеров войти в Совет директоров и контролирующие органы. Отсутствие полных биографических данных о кандидатах в Совет директоров и Ревизионную комиссию в информационно-аналитических материалах к годовому общему собранию

акционеров не позволяли мелким акционерам своевременно выявлять аффилированность между ними. Отсутствие полных биографических данных объяснялось личным присутствием кандидатов на Годовом общем собрании акционеров и получением от них информации. При этом в Уставе ОАО «ТГК-9» и ее других внутренних документах не предусмотрено обязательного присутствия на собрании кандидатов в Совет директоров и Ревизионную комиссию.

Нарушены права акционеров на получение части чистой прибыли ОАО «ТГК-9» в виде дивидендов. Дивидендная политика не выстроена в компании в интересах акционеров. Об этом, в частности, свидетельствовала дивидендная история, опубликованная в Годовом отчете компании за 2011 г. Выплаты дивидендов в ОАО «ТГК-9» проводились с 2005 г. по 2012 г. четыре раза (за 9 мес. 2006 г., за 1 квартал и 1 полугодие 2007 г. и за 1 квартал 2008 г.). Размеры дивидендов в расчете на одну акцию в 2005 г. составили 0,019843 руб. В последующие периоды выплат дивиденды, рассчитанные на одну акцию, были следующими: 0,000052 руб., 0,000088 руб., 0,000029 руб., 0,000096 руб., соответственно, и уменьшились в 2008 г. по сравнению с 2005 г. практически в 207 раз. Со второго квартала 2008 г. по 2012 г. дивиденды вообще не выплачивались. Прodeкларированное в Кодексе корпоративного управления ОАО «ТГК-9» стремление Совета директоров «...при прочих равных условиях сохранить положительную динамику дивидендных выплат акционерам из года в год» и обеспечивать «...стабильность, долгосрочность и предсказуемость дивидендной политики Общества для акционеров и потенциальных инвесторов», к сожалению, не соответствовали реальной дивидендной политике, проводимой компанией.

Во внутренних документах ОАО «ТГК-9» нет Положения «О дивидендной политике», следовательно, отсутствовала информация о «...понятном механизме определения размеров дивидендов», продекларированном в Кодексе корпоративного управления ОАО «ТГК-9», и корпоративных процедурах их выплат. Срок выплаты дивидендов определен в короткой статье 7.

«Дивиденды» новой редакции Устава ОАО «ТГК-9» и «...не может быть позднее ста восьмидесяти дней после принятия решения об их выплате», в нарушение рекомендаций российского корпоративного законодательства, в котором сроки выплат дивидендов не могут превышать шестидесяти дней.

Нарушены права акционеров на получение полной, регулярной и своевременной информации о деятельности компании (подробнее – результаты анализа с применением разработанных уточненных компонентов стандарта корпоративного управления «прозрачность»).

Прозрачность. ОАО «ТГК-9» продекларировала свои обязательства – гарантировать прозрачность информации для акционеров и других заинтересованных сторон в своих внутренних документах («Положение об информационной политике», «Кодекс корпоративного управления»). С применением разработанных уточненных компонентов стандарта «прозрачность» выявлены нарушения полноты, регулярности, своевременности информации, с отдельными нарушениями ее преемственности и доступности.

Непрозрачна структура акционерного капитала ОАО «ТГК-9». Раскрываемая информация об его структуре на официальном сайте компании традиционно включает следующих держателей акций: юридических лиц (0,11 %), физических лиц (3,93 %) и номинальных держателей (95,91 %). Список лиц, на счетах которых зарегистрировано свыше 1% акций компании (по состоянию реестра акционеров на 31. 12. 2012 г.) был представлен номинальными держателями: небанковской кредитной организацией ЗАО «Национальный расчетный депозитарий» (90,86%), «ИНГ Банк (Евразия) ЗАО» (2,8%), ООО «Депозитарные и корпоративные технологии» (1,72%). Информация о структуре собственности не стала прозрачнее при рассмотрении списка зарегистрированных лиц, владеющих свыше 1% акций компании по реестру акционеров, имеющих право на участие во внеочередном годовом общем собрании акционеров (10. 12. 2012 г.). Она была представлена закрытым акционерным обществом «Комплексные энергетические системы» (ЗАО «КЭС Холдинг») – (43,9%), Integrated Energy Systems Limited – (21,02%), Merol

Trading Limited – (16,38%), European Bank for Reconstruction and Development- (7,88%) и ОАО «Интер РАО ЕЭС» – (1,71%). Прозрачность структуры акционерного капитала ОАО «ТГК-9» не увеличилась при рассмотрении списка зарегистрированных лиц, владеющих свыше 5 % акций этой компании по состоянию реестра акционеров на 16.05.2014 г., имеющих право на участие в годовом общем собрании акционеров (27.06.2014 г.). ЗАО «КЭС Холдинг» – (45,9%), Integrated Energy Systems Limited – (21,03%), Merol Trading Limited – (16,38%).

Информация о конечных собственниках (бенефициарах) относительно крупных пакетов акций ОАО «ТГК-9», в первую очередь о крупных акционерах ЗАО «КЭС Холдинг», конечных собственниках оффшорных кипрских компаний Integrated Energy Systems Limited и Merol Trading Limited и имеющаяся между ними аффилированность не раскрывается компанией.

Формальное выполнение ОАО «ТГК-9» одного из требований инвесторов о регулярности обновления информации о структуре акционерного капитала после отчетной даты на официальных сайтах компаний, в данном случае не работает на увеличение прозрачности капитала, поскольку воспроизводится закрытая структура акционерного капитала компании.

Не раскрывалась информация о владении членами Совета директоров и менеджерами высшего звена акциями аффилированных компаний, в которых им прямо или косвенно принадлежат 20 и более процентов уставного капитала, не найдено данных о владении акциями других компаний в размере, превышающем 1%.

Не обновлялись с 2006 г. внутренние документы ОАО «ТГК-9», их содержание не отражало текущую деятельность компании. Действующий перечень внутренних документов ОАО «ТГК-9» было трудно идентифицировать. Например, состав внутренних документов, перечисленных в «Положении об информационной политике», значительно отличался от перечня внутренних документов в разделе «Для акционеров и инвесторов» на официальном сайте компании. Он не совпадал с их перечнем, представленном

в «Кодексе корпоративного управления» ОАО «ТГК-9» и в Годовых отчетах компании. В частности, на официальном сайте компании в составе внутренних документов были перечислены «Положения» по шести комитетам, которые ликвидированы в ОАО «ТГК-9». В 2011-2013 г. действовал только один – комитет по аудиту при Совете директоров.

Отсутствовала информация о механизмах начислений вознаграждений членам Совета директоров и Управляющей организации (обязательства по раскрытию этой информации лишь продекларированы в «Кодексе корпоративного управления ОАО «ТГК-9»). В годовой отчетности компании публиковались общие объемы фиксированных вознаграждений членам Совета директоров и общая фиксированная сумма для Управляющей организации без раскрытия способов начисления и условий Договора с Управляющей организацией. Единоличным исполнительным органом ОАО «ТГК-9» в соответствии с Договором о передаче полномочий является Управляющая организация ЗАО «Комплексные энергетические системы».

Не соблюдались сроки опубликования годовой отчетности компании. Годовой отчет ОАО «ТГК-9» за 2011 г. был утвержден 28.06.2012 г. (после проведения 26.06.2012 г. Годового общего собрания акционеров компании), а на официальном сайте компании размещен через два месяца после его проведения (20.08.2012 г.). По завершению первого квартала 2011 г. отсутствовала отчетность по российским стандартам бухгалтерского учета за 2010 г. Консолидированная отчетность по международным стандартам финансовой отчетности за 2011 г. была опубликована в конце года. Для сравнения: передовая практика корпоративного управления предусматривает следующие сроки раскрытия информации: для раскрытия годовой отчетности после окончания отчетного периода – два месяца, для раскрытия ежеквартальной отчетности – три недели.

Нарушалась преемственность опубликования годовых отчетов компании, выполненных по международным стандартам финансовой отчетности. В частности, отсутствовала такая отчетность по итогам 2009 г.

Нерегулярно и несвоевременно публиковалась ежеквартальная отчетность по международным стандартам финансовой отчетности. Возможно, это также связано с обычной декларированностью обязательств ОАО «ТГК-9» во внутренних документах, в том числе при подготовке финансовой отчетности. В этих документах компания не ведет отчетность по МСФО, а только «...считает целесообразным подготовку сводной (консолидированной) отчетности по международным стандартам финансовой отчетности», обязуется «прилагать все усилия для ежегодного представления на корпоративном сайте аудированной консолидированной отчетности в соответствии с МСФО».

Отмечены неполное, нерегулярное и несвоевременное раскрытие информации о компании в англоязычной версии на ее официальном сайте. Структура акционерного капитала на 28.02.2013 г. была представлена по состоянию реестра на 30.09.2010 г. Состав существенных фактов не обновлялся с начала 2011 г. Последнее сообщение о проведении Годового общего собрания акционеров датировалось 30.06.10 г. Не представлены внутренние документы компании. Отсутствовали ежеквартальные отчеты. Годовые отчеты – только до 2009 г. Англоязычная версия сайта была не всегда доступна, а в настоящее время ее убрали с официального сайта компании.

Социальная отчетность не являлась подробной и систематической. С 2006 г. не выпускались отчеты о социальной ответственности и корпоративной устойчивости компании, выполненные в соответствии с международными стандартами социальной отчетности. В области социальной ответственности преимущественно реализуются социальные программы для работников компании. Разработанная Концепция реализации экологической политики, в рамках которой определены механизмы и целевые показатели на среднесрочную и долгосрочную перспективу до 2020 г., скорее всего также окажутся продекларированными обязательствами ОАО «ТГК-9». Об этом свидетельствуют ее текущие затраты на охрану окружающей среды, строительство и реконструкцию природоохранных объектов: в 2009 г. – 344.9 млн. руб., в 2011 г. – 244,4 млн. руб. Для сравнения: сумма вознаграждения

Управляющей организации в 2009 г. составила 1.010 млрд. руб., в 2011 г. – около 913 млн. руб.

Подотчетность. Структура Совета директоров в ОАО «ТГК-9» не сбалансирована по соотношению исполнительных и внешних директоров. Совет директоров компании, главным образом, состоял из представителей крупного собственника и аффилированных с ним компаний. Из тринадцати членов Совета директоров более 25% (в нарушение требований «Кодекса корпоративного поведения» Федеральной комиссии по ценным бумагам) были исполнительные директора компании, являющиеся одновременно ее работниками (11 из 13 членов). Выявлены расхождения в информации о количестве независимых в составе Совета директоров, продекларированных компанией в своих обязательствах. Во внутреннем документе «Политика корпоративного управления» ОАО «ТГК-9» – как минимум один, в «Кодексе корпоративного управления» – не менее трех.

Трех независимых директоров в Совете директоров компании, о которых ОАО «ТГК-9» отчиталась в 2011 г. перед Федеральной службой по финансовым рынкам в «Сведениях о соблюдении «Кодекса корпоративного поведения» ФКЦБ РФ» – Примака А. П., Хвостова В. И. и Тесиса Я. С. сложно отнести к независимым.

Об этом свидетельствовали данные ежеквартального отчета ОАО «ТГК-9» за 4 квартал 2012 г. «о профессиональном уровне членов Совета директоров по должностям каждого из членов Совета директоров в компании и других организациях за последние 5 лет и в настоящее время». Примака А. П. – главный специалист отдела корпоративной собственности в Департаменте корпоративной собственности блока директора по правовым вопросам ЗАО «Группы компаний «Ренова»». Хвостов В. И. – заместитель Генерального директора ООО «Ренова Актив». ЗАО «Комплексные энергетические системы» входит в состав ЗАО «Группы компаний «Ренова»» и, следовательно, директора, являющиеся работниками ЗАО «Группы компаний «Ренова»», скорее всего, не могут быть независимыми директорами в СД дочерней

компании. Председатель Совета директоров ОАО «ТГК-9» Тесис Я. С. по этой же причине, видимо, также не может быть независимым директором. В 2007-2011 гг. он работал проектным директором в Представительстве Акционерного общества «Ренова Менеджмент АГ» в РФ. В 2010-2012 гг. – заместителем генерального директора ЗАО «Комплексные энергетические системы».

Отсутствовали статьи в Уставе компании по обязательному участию независимых (ого) директоров в заседаниях Совета директоров для обеспечения объективности принимаемых решений и сохранения баланса интересов различных групп акционеров.

Не созданы комитеты при Совете директоров ОАО «ТГК-9» для принятия (по опыту мировой корпоративной практики) взвешенных и эффективных решений в важнейших областях ее деятельности. Как отмечено выше, в 2011-2013 гг. действовал только комитет по аудиту. Отсутствовала информация о количестве заседаний Совета директоров, в том числе в обязательном разделе «Корпоративное управление» Годового отчета компании за 2012 г. Как следствие, отсутствовали данные о кворумах заседаний, принятых наиболее важных решениях в различных областях деятельности компании, в том числе в области совершенствования корпоративного управления.

Не прописаны правила для членов Совета директоров по участию в работе других компаний и организаций. Председатель Совета директоров являлся вице-президентом по управлению персоналом и организационному развитию управляющей организации ЗАО «КЭС» и председателем Совета директоров еще в двух компаниях. Некоторые члены Совета директоров входили в составы Советов директоров пяти-девяти компаний и других организаций. Как правило, это ухудшает эффективность работы Совета директоров и создает определенные риски для конфликта интересов. Однако формирование Комитета по урегулированию корпоративных конфликтов и Комитета по этике не предусмотрено внутренними документами компании.

Отсутствовали ограничения по срокам переизбрания членов Совета директоров, причина их несменяемости была обоснована в «Кодексе

корпоративного управления» ОАО «ТГК-9» «...важностью роли в обеспечении надлежащего управления при хорошем знакомстве с деятельностью компании».

Для улучшения реализуемости и действенности разработанных стандартов корпоративного управления для российских генерирующих компаний электроэнергетики, повышения эффектов их применения рекомендовано включить эти стандарты в «Кодекс корпоративного управления» РФ в виде дополнительных положений. При выполнении рекомендаций в виде положений «Кодекса корпоративного управления» РФ у компаний появятся дополнительные стимулы к совершенствованию корпоративного управления, исходя из действующего порядка обязательного представления сведений в их годовых отчетах о соблюдении положений «Кодекса корпоративного поведения» ФКЦБ в Федеральную службу по финансовым рынкам.

Для количественного анализа влияния корпоративного управления на инвестиционную привлекательность компаний при выполнении расчетов на имитационной финансово-экономической модели были сформированы различные варианты, в том числе с улучшенной корпоративной практикой.

3.3. Улучшенная практика корпоративного управления в сформированных расчетных вариантах

Расчеты значений ключевых финансовых показателей на модели ФИНЭКОМ, определяющих эффективность корпоративного управления и инвестиционную привлекательность компаний, в краткосрочной перспективе были проведены для филиала Коми ОАО «ТГК-9». Этот выбор, главным образом, был обусловлен несколькими основными причинами:

- наличием в открытом доступе полной версии финансовой отчетности компании, выполненной в соответствии с международными стандартами финансовой отчетности и признанной в 2004-2005 гг. лучшей по итогам конкурсов годовых отчетов среди российских энергетических компаний,

- присутствием в компании ретроспективной динамики развития, которой практически не было в открытом доступе по другим реформируемым электроэнергетическим компаниям,

- наличием практически готового базового варианта «без развития» для расчетов на модели при отсутствии в компании в рассматриваемый период строящихся генерирующих мощностей,

- присутствием в свободном доступе и требуемом объеме информации по инвестиционному проекту сооружения Новой Интинской ТЭЦ, необходимой для расчетов вариантов «с развитием» компании.

Для сравнительного анализа были сформированы различные варианты, включавшие улучшенную корпоративную практику. Варианты улучшенной корпоративной практики формировались уменьшением непроизводительных издержек; снижением стоимости инвестиционной программы при должной надзорности при ее формировании и реализации; получением более выгодных предложений от потенциальных инвесторов (снижение ставок заемных средств, увеличение сроков их предоставления и рыночной цены акций при дополнительной эмиссии). Непроизводительными издержками считались «незаслуженно» заложенные в «прочие затраты» вознаграждения высшему руководству при невыполнении годовых обязательств перед акционерами по максимизации прибыли.

Отдельные показательные варианты для анализа влияния корпоративного управления на инвестиционную привлекательность компании, приведены ниже:

Вариант 1 (B1) – «без развития» компании, когда установленная мощность компании не увеличивалась по годам расчетного периода, главным образом, вследствие отсутствия вводов новых мощностей. Практика корпоративного управления оставлена без изменений.

Вариант 2 (B2) – «с развитием 0» компании. Установленная мощность генерирующих мощностей компании увеличивалась в результате последовательного ввода в эксплуатацию трех блоков общей электрической мощностью в 330 МВт и тепловой мощностью в 540 Гкал/ч при сооружении

Новой Интинской ТЭЦ. В этом варианте не предполагалось улучшения корпоративного управления (с нулевыми изменениями – «0»).

Вариант 3 (B3) – «с развитием 1» (как и во всех последующих вариантах) предусмотрено увеличение установленной мощности генерирующих мощностей вследствие сооружения Новой Интинской ТЭЦ. В этом варианте предполагалось улучшение корпоративного управления, позволяющее получить от потенциальных инвесторов более выгодные условия кредитования снижением процентов по долгосрочным кредитам и увеличением сроков их предоставления.

Вариант 4 (B4) – «с развитием 2» предполагалось дальнейшее улучшение корпоративного управления в компании. Кроме сохраненных выгодных условий кредитования, принятых в предыдущем варианте, учитывалось снижение стоимости инвестиционной программы. Это снижение принималось в размере 25%, исходя из среднего уровня реального завышения стоимости инвестиционных программ госкомпаний в электроэнергетике, выявленных по результатам проверок в 2007, 2011 гг. их инвестиционной деятельности Счетной палатой РФ.

Вариант 5 (B5) – «с развитием 3» являлся своего рода собирательным вариантом улучшения корпоративного управления в компании. Он включал предполагаемые положительные последствия от изменений в предыдущих вариантах «с развитием» компании. В этом варианте дополнительно предполагалось увеличение рыночной стоимости акций компании при дополнительной эмиссии.

Расчеты по годам расчетного периода проводились при одинаковых для всех вариантов внешних условиях, касающихся налоговых ставок, инфляционных ожиданий, цен (тарифов) на покупную и отпускную электрическую и тепловую энергию, цен на топливо (см. Приложение 3).

Исходной информацией для расчетов на модели ФИНАКОМ являлась, главным образом, официальная отчетная информация компании, представленная на сайтах АЭК «Комиэнерго» и ОАО «Территориальной

генерирующей компании № 9». Дополнительными являлись данные Росстата и Госкомстата Республики Коми, основные положения энергетической программы Республики Коми на 2005-2020 гг., а также данные социально-экономического развития страны в долгосрочной перспективе и Стратегии развития электроэнергетики России на период до 2030 г. [205, 245, 246-248].

Информация о технико-экономических показателях Новой Интинской ТЭЦ взята из отчета Государственного учреждения Института энергетической стратегии (ГУ ИЭС) по научно-исследовательской работе «Разработка Энергетической программы Республики Коми» [249]. В соответствии с этими данными, началом сооружения новой электростанции являлся 2003 г., с последовательным ежегодным вводом трех энергоблоков электрической мощностью по 110 МВт каждый и, соответственно, тепловой мощностью по 180 Гкал/ч в последующие годы запланированного пятилетнего периода строительства Новой Интинской ТЭЦ. Капитальные вложения по годам строительства распределялись в соответствии с нормативами для ТЭЦ по годам строительства энергетических объектов [250]. Инвестирование строительства предполагалось собственными и привлеченными средствами из внешних источников. Ставки кредитования соответствовали текущим значениям предполагаемого периода сооружения Новой Интинской ТЭЦ и оставались неизменными для выбранных вариантов по годам расчетного периода в течение периода их погашения. Цена размещения акций (за исключением Варианта 5) принималась близкой к их номинальной стоимости, зафиксированной в Уставе компании.

Цены на топливо во всех вариантах – средневзвешенные значения по видам топлива, используемых компанией на производство энергии. Эти цены определялись вне модели на основе прогнозных значений цен на природный газ и уголь, рассчитанных Объединенным институтом высоких температур РАН (ИВТАН) для Европейской части России для варианта развития электроэнергетики с объемом возможного электропотребления в размере 2000 млрд. кВт. ч к 2030 г. [251]. В соответствии с расчетами ИВТАН, цена газа при

регулировании равномерно увеличивалась с 51 долл./тут в 2010 г. до 58 долл./тут. в 2015 г. Цена на уголь росла медленнее в этот период – с 36 долл./тут. в 2010 г. до 38,5 долл./тут. в 2015 г., соответственно. За счет изменения структуры топлива на производство энергии в сторону увеличения доли угля в вариантах «с развитием» и более медленного роста цены на него, средневзвешенная цена на топливо немного снижалась по годам расчетного периода по сравнению с вариантом «без развития».

Ставки налогов соответствовали их действующим значениям в ретроспективе расчетного периода и корректировались за его пределами соответственно текущим ставкам. Значения инфляции соответствовали сложившимся ставкам, прогнозные величины – ставкам, заложенным в инерционный сценарий социально-экономического развития страны в долгосрочной перспективе [205].

Исходная информация по средним отпускным тарифам на электроэнергию и тепло взята с официального сайта компании. Снижение значений средних отпускных тарифов на электроэнергию с 138 коп/кВт. ч в 2004 г. до 126 коп/кВт. ч в 2005 г. и, соответственно, на тепловую – с 443 руб./Гкал до 415 руб./Гкал обусловлено решением Тарифного комитета Районной энергетической комиссии в нарушение приказа Федеральной службы по тарифам «О предельных минимальных уровнях тарифов на электрическую и тепловую энергию на 2005-2006 годы», установившей их в размере 143,7 коп/кВт. ч на электроэнергию и 458,1 руб./Гкал – на тепло. Рост тарифов в 2007 г. на 12% был согласован между компанией и Правительством РФ по схеме «заложенная в бюджет на этот год инфляция плюс 4%».

За основу увеличения средних отпускных тарифов в середине расчетного периода принимались предельные минимальные темпы их роста, установленные ФСТ для компании в 2005 г, составившие 4% на электрическую и 3% – на тепловую энергию. Учитывались сохранение дальнейшего регулирования средних отпускных тарифов на электроэнергию и тепло для АЭК «Комиэнерго» со стороны ФСТ и Тарифного комитета РЭК, а также

прогнозируемые ИВТАН значения средних отпускных тарифов на электроэнергию до 2015 г., с незначительным превышением 6 цент/кВт. ч на границе этого периода [251].

Цены на покупную электрическую и тепловую энергию до 2010 г. соответствовали прогнозным значениям средних отпускных тарифов на электроэнергию и тепло Печорской ГРЭС с сайта этой электростанции [252]. Увеличение цен на них с 2011 по 2015 гг. определялось размером инфляции, заложенной на этот период в инерционный сценарий социально-экономического развития страны. Все рассмотренные варианты сопоставимы по величине средних отпускных тарифов на покупную и отпускную электрическую и тепловую энергию и их объемам, по числу часов использования электрической и тепловой мощности по годам расчетного периода.

Выработка электроэнергии и тепла на старых и вновь введенных мощностях рассчитана в соответствии с числом часов их использования по годам расчетного периода. При этом значения числа часов использования электрической мощности были заданы и не менялись в 2007-2015 гг. Заданные значения числа часов использования электрической мощности соответствовали их максимальным значениям, ранее достигаемые компанией на действующих мощностях, а на новых мощностях принимались равными 7200 часам – максимальному числу часов использования электрогенерирующих мощностей в энергосистеме [253].

Объемы покупной электрической и тепловой энергии определялась вне модели на основе прогнозируемых значений равномерного роста электропотребления по сравнению с 2002 г. (в 1,3 раза к 2010 г. и в 1,4 раза к 2020 г.) и теплопотребления (в 1,2 раза к 2010 г. и в 1,3 раза к 2020 г.), заложенных в Энергетическую программу Республики Коми на 2005-2020 гг. [248], и выработки электроэнергии предприятиями компании по годам расчетного периода.

В вариантах «с развитием» рост электропотребления в 2005-2015 гг. рассматривался с учетом равномерного дополнительного прироста электропотребления со стороны алюминиевого производства (с 4900 млн. кВтч в 2005 г. до 10600 млн. кВтч в 2015 г.). Норма амортизации для основных фондов в расчетах по всем вариантам принята на уровне 5%.

Расход топлива на производство электроэнергии в вариантах «с развитием» рассчитан с учетом снижения его удельного расхода на отпущенную электроэнергию на новых мощностях по сравнению с ранее установленными (с 412,5 г/кВт. ч до 308 г/кВтч в 2006 г.). Значения удельных расходов топлива на новых мощностях в дальнейшем не изменялись по годам расчетного периода.

Величина заработной платы в расходах по основной деятельности считалась заданной по годам расчетного периода и была сопоставима по всем вариантам. Динамика ее изменения рассчитана вне модели с учетом среднего темпа увеличения реальных доходов по стране, заложенного в инерционный сценарий социально-экономического развития России в долгосрочной перспективе (7,5% в год). Внереализационные доходы заданы практически неизменными во всех вариантах по годам расчетного периода и представлены разницей между доходами и расходами от внереализационной деятельности компании.

В «Прочие налоги в себестоимости» были объединены транспортный, земельный и водный налоги. Компания не имела в составе генерирующих мощностей гидроэнергетических объектов, поэтому выплачивала водный налог за забор воды для эксплуатации объектов теплоэнергетики. Значения «прочих налогов» по годам расчетного периода рассчитывались вне модели, учитывая долю составляющих этих налогов в «прочих налогах» базового года, увеличение их налоговых ставок в отчетный период, изменение выработки электроэнергии. Предполагалось, что величина прочих налогов в себестоимости незначительно изменялась по годам расчетного периода во всех вариантах.

«Прочие расходы в себестоимости» являлись исходной информацией модели. В их состав (кроме составляющих традиционных «прочих операционных расходов» компании) включены расходы на обслуживание и ремонт оборудования. Расчет «прочих расходов в себестоимости» по всем вариантам выполнен вне модели с учетом возможных изменений их основных составляющих, включая в дореформенные годы расчетного периода абонентную плату за услуги по функционированию и развитию ЕЭС. Основой расчета абонентной платы являлась динамика электропотребления в Республике Коми. Расходы на ремонтные работы изменялись в зависимости от инфляционных ожиданий.

Дивиденды начала расчетного периода соответствовали значениям, приведенным в годовых отчетах компании, в последующие годы составляли не менее десяти процентов от ее чистой прибыли. С целью сопоставимости значения дивидендов во всех вариантах «с развитием» компании приняты одинаковыми и соответствовали варианту В2 («с развитием 0»).

Значения «Прочих оборотных активов», «Прочих внеоборотных активов», «Прочих долгосрочных обязательств» заданы в блоке «Баланс» модели ФИНАКОМ по годам расчетного периода. В варианте «без развития» – на уровне 2005 г. Значения в этих строках баланса во всех вариантах «с развитием» компании определялись через его сведения «по Холту».

Количество обыкновенных акций во всех рассмотренных вариантах принималось заданным, в вариантах «с развитием» было увеличено на величину акций, размещенных при дополнительной эмиссии.

По каждому из вариантов были выполнены расчеты на имитационной финансово-экономической модели значений всех ключевых финансовых показателей компании. При анализе полученных при расчетах результатов выявлялись изменения инвестиционной привлекательности компании, в том числе в вариантах с улучшенной практикой корпоративного управления.

3.4. Рост инвестиционной привлекательности в вариантах с улучшенной практикой корпоративного управления

Основные результаты исследований влияния корпоративного управления на инвестиционную привлекательность ОАО «ТГК-9» отражены в публикациях автора [254-255].

Анализ расчетных значений ключевых финансовых показателей компании, полученных по В1 («без развития») с неизменной практикой корпоративного управления показал невысокую инвестиционную привлекательность компании (табл. П. 3. 1 приложения 3). Подавляющее большинство полученных значений в этом варианте не соответствовало принятым средним из «удовлетворительных» для эффективного корпоративного управления.

Значения всех показателей рентабельности в В1 в начале расчетного периода (до 2007 г.) были «критическими» (рис. 3.15).

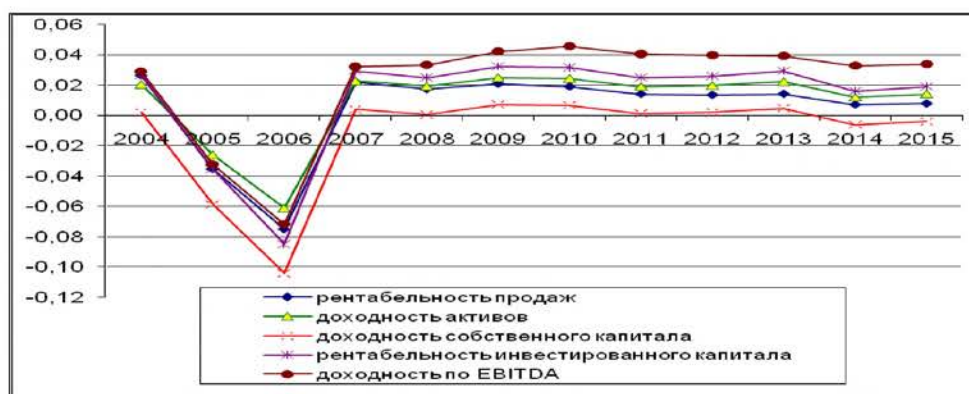


Рис. 3.15. Динамика показателей рентабельности в В1 («без развития»)

Это являлось следствием, главным образом, жесткой «социальной» тарифной политики в этот период, включая принятые (в нарушение приказа Федеральной службы по тарифам о предельных минимальных уровнях тарифов на электрическую и тепловую энергию) решения Районной энергетической комиссии о неизменности тарифов на энергию. При этом цены на топливо и другие расходы росли опережающими темпами (п. 3.3 гл. 3).

В последующие годы, как показано на рис. 3.15, большая часть численных значений всех показателей рентабельности находилась, главным образом, в средней части диапазона «пограничных» значений по каждому показателю, а не в области выше средних диапазона «удовлетворительных» значений и «оптимальных» значений, диктуемых эффективной корпоративной практикой.

Значения всех ключевых финансовых показателей в В2 с неизменным уровнем корпоративного управления («0»), повысились относительно В1. Однако немногие из них попали в диапазон значений инвестиционной привлекательности потенциальных инвесторов (табл. П. 3. 2 приложения 3), о чем свидетельствовали численные значения показателей рентабельности в В2. Их значения находились, в лучшем случае, на границе перехода от «пограничных» – к «удовлетворительным» значениям по всем показателям рентабельности (рис 3.16).

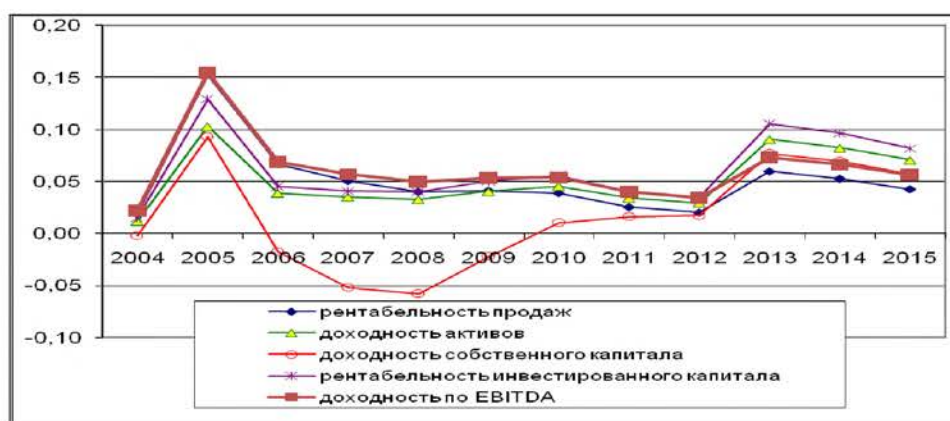


Рис. 3.16. Динамика показателей рентабельности в В2 («с развитием 0»)

Значения ключевых финансовых показателей под влиянием последовательных мер по улучшению корпоративного управления в ОАО «ТГК-9» в В3 и В4 улучшились относительно их значений в В2 (табл. П. 3. 3 и табл. П. 3. 4 приложения 3).

Анализ полученных расчетных значений этих показателей по вариантам 3 и 4 не проводился. Все допущения по ним были включены в В5. Этот вариант явился своего рода собирательным (обобщенным) вариантом улучшенной практики корпоративного управления (табл. П. 3. 5 приложения 3).

Показатели рентабельности в В5 по годам расчетного периода, главным образом, соответствовали численным значениям среднеотраслевых ключевых финансовых показателей, принятых для эффективного корпоративного управления в российской электроэнергетике (рис. 3.17).

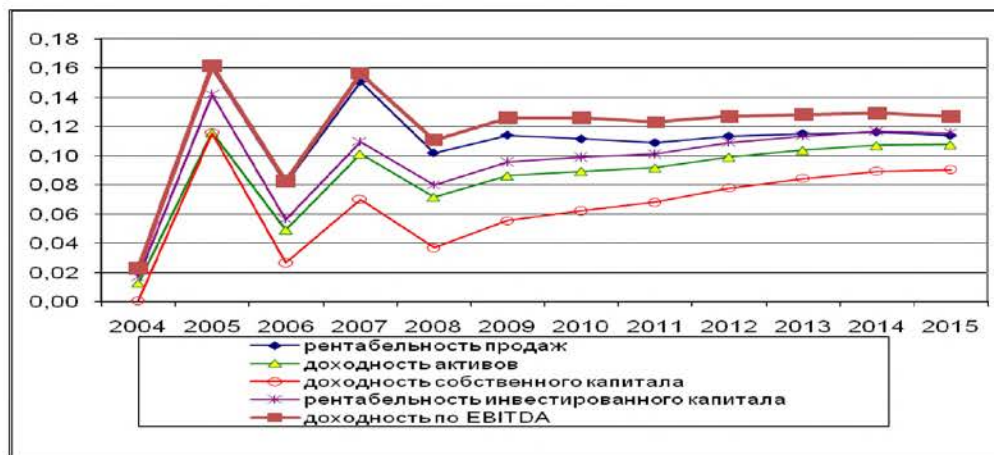


Рис. 3.17. Динамика показателей рентабельности в В5 («с развитием 3»)

Для получения более наглядного представления об изменениях в инвестиционной привлекательности компании, в динамике сравнивались рассчитанные на ФИНЭКОМ значения всех ключевых финансовых показателей по каждому из наиболее показательных в этом отношении вариантов. Этими вариантами являлись: В1 («без развития»), В2 («с развитием 0»), В5 («с развитием 3»). Динамика значений всех ключевых финансовых показателей по этим вариантам приведена на рис. 3.18–3.24.

Рентабельность продаж в В1 практически не вышла из значений области (0-0,02) и не достигла по годам расчетного периода даже нижней границы диапазона «удовлетворительных» значений – 0,05 (рис. 3.18, табл. 2.11).

Рентабельность продаж в В2 на рисунке 3.18 не приблизилась к средним значениям диапазона «удовлетворительных» значений (0,1) эффективности корпоративного управления. Значения показателя находились, в основном, в диапазоне «пограничных» и на границе перехода от них к «удовлетворительным» значениям.

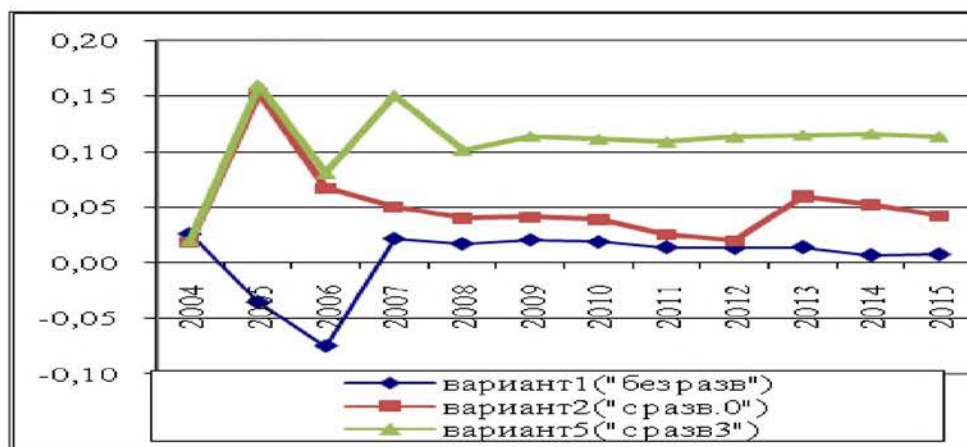


Рис. 3.18. Динамика рентабельности продаж по вариантам В1, В2, В5

Как показывает рис. 3.18, рентабельность продаж в В5 («с развитием 3») немного превысила средние величины диапазона «удовлетворительных» значений (0,10) и преимущественно находилась в области (0,11-0,12), ближе к нижней границе «оптимальных» значений по этому показателю (0,15) относительно других вариантов.

Доходность активов в В1 за пределами 2007 г., показанная на рис. 3.19, принимала значения преимущественно в области (0,01-0,019) и не превысила средних значений диапазона «удовлетворительных» значений (0,21) по этому показателю.

Доходность активов в В2, приведенная на рис. 3.19, превысила нижнюю границу «оптимальных» значений (0,03) по годам расчетного периода, но не смогла конкурировать по этому показателю со значениями доходности активов, достигнутых в В5. Значения доходности активов в В5 полностью соответствовали критерию для этого показателя, находясь в области высоких «оптимальных» значений. Доходность собственного капитала в В1 компании с 2007 г. была даже ниже средних значений диапазона «пограничных» значений (0,01) по этому показателю.

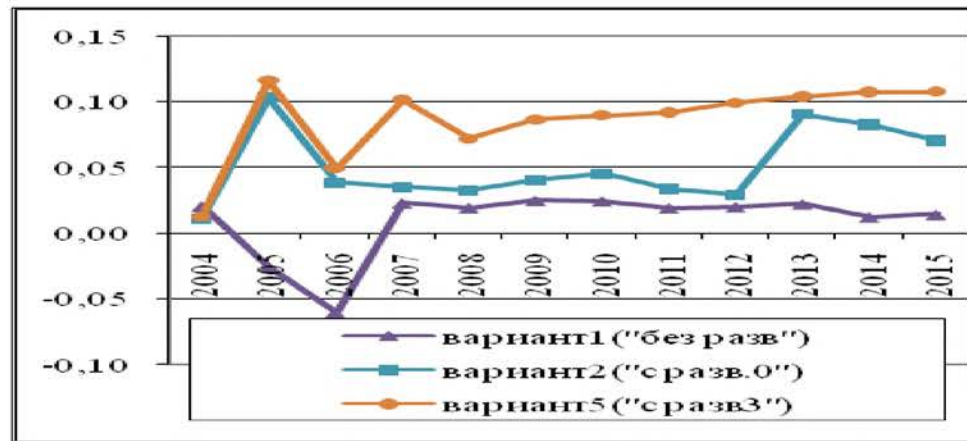


Рис.3.19. Динамика доходности активов по вариантам B1, B2, B5

В последние два года расчетного периода (по причине убыточности компании) значения доходности собственного капитала снизились до «критических» (рис. 3.20).

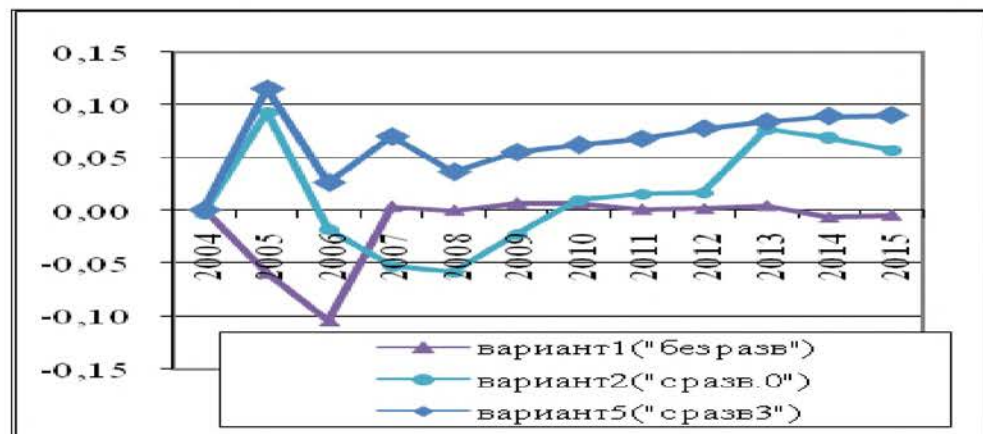


Рис.3.20. Динамика доходности собственного капитала по вариантам B1, B2, B5

Доходность собственного капитала, показанная в B2 на рис. 3.20, практически не вышла из диапазона «пограничных» значений после четырех лет нахождения в области «критических» значений в середине расчетного периода.

Численные значения показателя доходности собственного капитала в B5 были выше средних из диапазона «удовлетворительных» значений по этому показателю (> 0.035) и по годам расчетного периода преимущественно находились в области «оптимальных» значений (> 0.05) по принятым

значениям для среднеотраслевых ключевых финансовых показателей эффективности корпоративного управления в электроэнергетике (рис. 3.20).

Значения доходности по EBITDA в B1 были ниже 0.05 в 2007-2015 гг. и не соответствовали по годам расчетного периода принятым значениям эффективности корпоративного управления по этому показателю (рис. 3.21 и табл. 2.11).

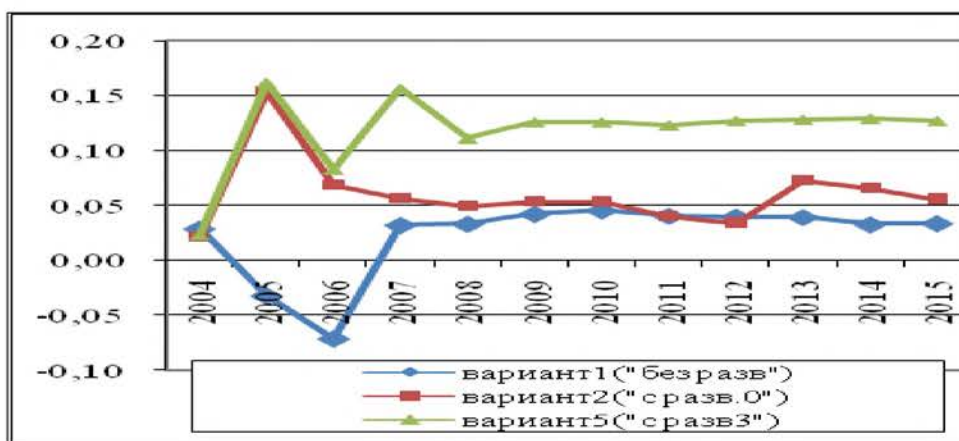


Рис. 3.21. Динамика доходности по EBITDA по вариантам B1, B2, B5

Доходность по EBITDA в B2 не достигла в расчетном периоде нижних значений диапазона «удовлетворительных» значений (0.10) по этому показателю. Ее максимальные числовые значения в отдельные годы были только на уровне 0.07.

Доходность по EBITDA по B5 преимущественно находилась в области значений (0.11-0.13), приближенной к средним величинам диапазона «удовлетворительных» значений (0.15). В целом, эти значения можно считать приемлемыми для отраслевых компаний по этому показателю, поскольку для российских компаний (0.15) в большинстве случаев является нижней границей «оптимальных» значений.

Улучшение корпоративного управления в компании позволило повысить ее инвестиционную привлекательность. Об этом, в частности, свидетельствовали полученные значения ключевых финансовых показателей рентабельности в расчетном варианте B5 (с улучшенной практикой корпоративного управления). Они соответствовали или приблизились к

принятым средним из диапазона «удовлетворительных» значений эффективного корпоративного управления в компаниях электроэнергетики. Это видно из данных, представленных в табл. 3.17.

Таблица 3.17

Показатели рентабельности по вариантам в последний год расчетного периода

Финансовые показатели рентабельности	B1	B2	B5	Значения эффективности КУ	
				оптим.	удовл.
Активов	0.01	0.07	0.11	> 0.03	0.012 - 0.03
Собственного капитала	0.00	0.06	0.09	>0.05	0.02 - 0.05
EBITDA	0.03	0.06	0.13	> 0.20	0.10 - 0.20

Сравнительная динамика каждого из коэффициентов ликвидности во всех рассмотренных вариантах была практически одинаковой относительно других коэффициентов ликвидности и показана на примере текущей ликвидности на рис. 3.22.

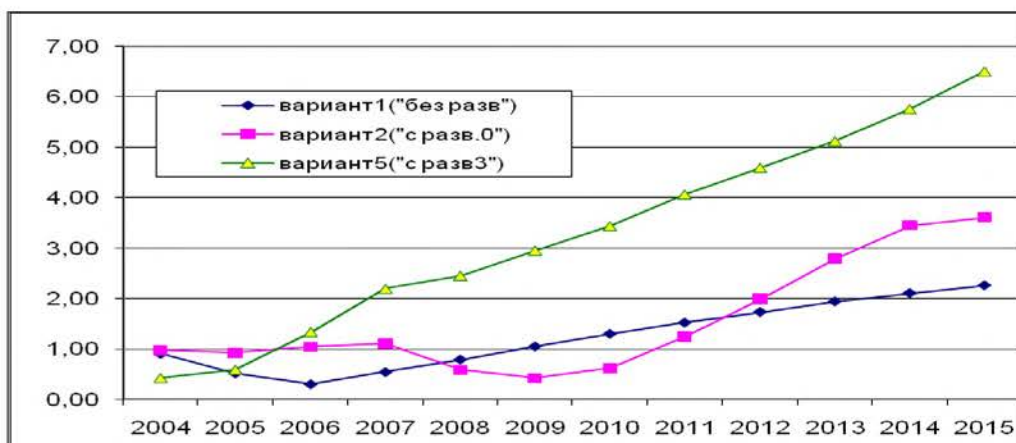


Рис. 3.22. Динамика текущей ликвидности по вариантам B1, B2, B5

Показатели текущей ликвидности в B1 и B2 по годам расчетного периода принимали, в основном, значения ниже средних «удовлетворительных» (за исключением двух-трех лет в конце периода). Показатели текущей ликвидности в B5 попали в диапазон значений, соответствующих критериям

инвестиционной привлекательности компании. Причина этого, главным образом, в увеличении потока денежных средств в этом варианте относительно В1 и В2, поскольку отличия в размерах краткосрочных обязательств во всех вариантах были незначительными.

Сравнительная динамика значений показателей финансовой независимости компании по В1, В2, В5 по принятым значениям для этого показателя, показала повышение ее инвестиционной привлекательности в В5. В динамике расчетные значения этих показателей, приведенные на рис. 3.23, в основном, оказались выше средних «удовлетворительных» (> 0.73), а с 2009 г. – в области «оптимальных» (> 0.80) значений.

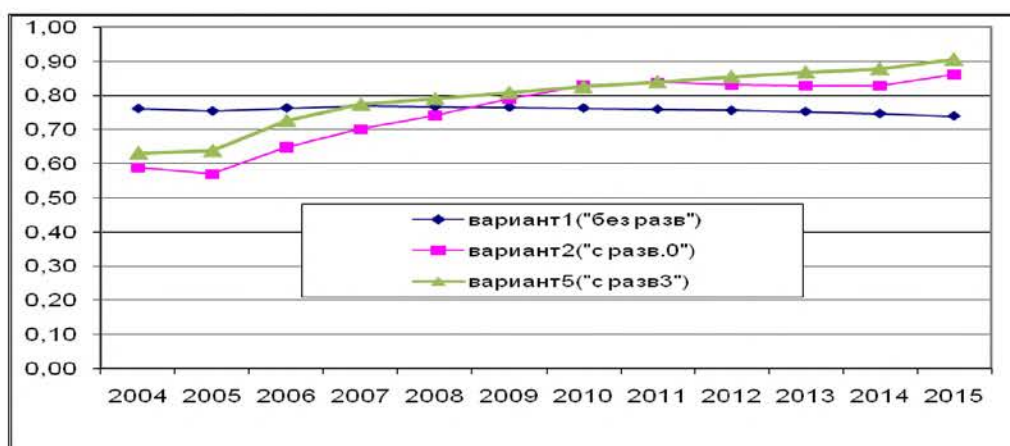


Рис. 3.23. Динамика финансовой независимости по вариантам В1, В2, В5

Динамика дебиторской задолженности компании по вариантам В1, В2, В5 приведена на рис. 3.24.

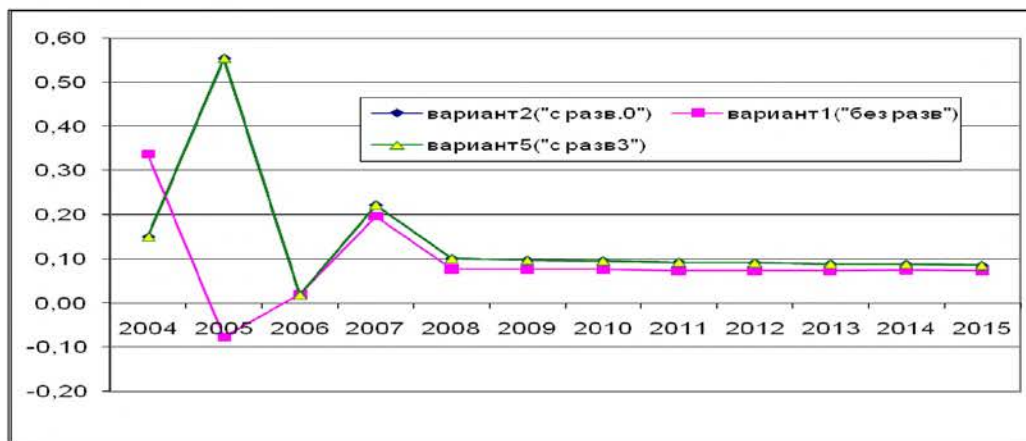


Рис. 3.24. Динамика дебиторской задолженности по вариантам В1, В2, В5

Динамика дебиторской задолженности по вариантам В1, В2, В5, как и другие показатели ее деловой активности во всех вариантах с 2006 г. показали схожую динамику (рис. 3.24 и приложение 3). Их численные значения находились преимущественно в «пограничном» диапазоне (0-0,10) по годам расчетного периода, свойственные относительно невысокой инвестиционной привлекательности. Полученные относительно высокие значения показателей их соотношения в этом случае не являлись определяющими.

Основные выводы по главе 3

- Разработаны в рамках предложенного подхода дополнительные и уточненные стандарты корпоративного управления для российских генерирующих компаний электроэнергетики. По направлениям «отсутствие» и «усиление» определены дополнительные стандарты: «мотивированность», «надзорность», «добросовестность» с новыми компонентами. Уточненные стандарты определены по направлениям «нарушения» и «специфика» и включали уточненные авторские компоненты мировых стандартов корпоративного управления (справедливость, ответственность, прозрачность, подотчетность) для российских генерирующих компаний электроэнергетики.
- Эффекты от применения разработанных стандартов корпоративного управления для российских генерирующих компаний электроэнергетики получены на примере ОАО «ТГК-9» в виде достоверных данных о корпоративной практике, облегчающих компаниям совершенствование корпоративного управления, а инвесторам – принятие взвешенных и более обоснованных решений о вложении средств.
- Расчеты на модели ФИНЭКОМ различных вариантов корпоративного управления показали повышение инвестиционной привлекательности в вариантах с улучшенной корпоративной практикой, подтвердив перспективность и эффективность использования методического подхода в российских генерирующих компаниях электроэнергетики.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам проведенного диссертационного исследования сделаны следующие выводы и предложения:

Результаты исследований инвестирования российских дореформенных и реформированных генерирующих компаний электроэнергетики, уточнения источников, механизмов и роли внешнего инвестирования в периоды интенсивного развития зарубежных корпораций подтвердили необходимость использования зарубежного опыта внешнего инвестирования в качестве возможной альтернативы для снижения доли неэффективных тарифных источников и государственного инвестирования в развитии российских генерирующих компаний электроэнергетики.

Обобщением зарубежного опыта корпоративного управления подчеркнута его ключевая роль в привлекательности корпораций для внешних инвесторов и выделены его характерные черты, обусловленные высокой эффективностью внешнего корпоративного контроля со стороны банков и фондового рынка, развитостью стратегического планирования, соблюдением общепризнанных в мире стандартов корпоративного управления.

Исследования общероссийской и отраслевой практик корпоративного управления позволили определить их характерные особенности, без учета которых невозможно совершенствовать корпоративное управление в российских компаниях. Подтверждена необходимость разработки нового методического подхода к его совершенствованию в российских генерирующих компаниях электроэнергетики в интересах инвесторов с учетом зарубежной практики корпоративного управления, лучших отраслевых аналогов и национальных особенностей.

Предложен методический подход к совершенствованию корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики в интересах инвесторов, включающий оригинальную методику. Она позволила путем сопоставления основных компонентов мировых стандартов с

корпоративной практикой в отраслевых компаниях и предложенным автором направлениям: «нарушения», «специфика», «отсутствие», «усиление» разработать дополнительные и уточненные стандарты корпоративного управления для этих компаний. По направлениям «отсутствие» и «усиление» определены дополнительные стандарты: «мотивированность», «надзорность», «добросовестность» и их новые компоненты. По направлениям «нарушения» и «специфика» – компоненты, уточняющие мировые стандарты корпоративного управления (справедливость, ответственность, прозрачность, подотчетность) для российских генерирующих компаний электроэнергетики.

Определены национальные и отраслевые особенности корпоративного управления, компания с его лучшей практикой в российской электроэнергетике – ОАО «Э.ОН Россия». Особенности заключались в: декларативности и формальности; слабости фондового рынка, банковской системы, правовой системы и правоприменительной практики; выборочном информировании; неконкурентных товарных рынках и труда; значительном присутствии государства в собственности компаний; неразвитости механизмов инвестирования; перманентном перераспределении собственности; смешении полномочий, обязанностей и ответственности между крупными собственниками и менеджментом; отсутствию воспроизводства репутации и доверия; слабости стратегического управления. Эти особенности учтены в предложенных компонентах стандартов корпоративного управления для российских генерирующих компаний электроэнергетики путем расширения и усиления функций и сфер ответственности Советов директоров.

Разработаны рекомендации для повышения инвестиционной привлекательности российских генерирующих компаний электроэнергетики с учетом выявленных значимых внешних факторов. В эти рекомендации включены авторские компоненты разработанных стандартов в «Кодекс корпоративного управления» РФ, позволяющие улучшить реализуемость и действенность стандартов, стимулировать компании к повышению эффективности корпоративного управления и инвестиционной

привлекательности. Обязательный характер следования этим рекомендациям и практика представления сведений об исполнении «Кодекса корпоративного управления» РФ в годовых отчетах компаний позволит усилить эти эффекты.

Разработанная в рамках подхода для Комитетов по стратегии при Советах директоров имитационная финансово-экономическая модель развития российских генерирующих компаний электроэнергетики позволяет выполнить многовариантные расчеты для повышения инвестиционной привлекательности компаний. Основные отличительные особенности от моделей в электроэнергетике: соответствие ее основополагающих блоков («о прибылях и убытках», «баланс», «движение денежных средств»), перечня и формул для расчета ключевых финансовых показателей международным стандартам финансовой отчетности, а их численных значений – эффектам корпоративного управления, приближенным к мировой практике увеличения капитализации компаний в интересах долгосрочных инвесторов.

Эффекты от применения разработанных стандартов корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики на примере ОАО «ТГК-9» получены в виде объективных данных о корпоративной практике, облегчающих компаниям совершенствование корпоративного управления, а инвесторам – принятие взвешенных и более обоснованных решений о вложении средств.

Сравнительный анализ полученных при расчетах на модели ФИНАКОМ результатов для различных вариантов корпоративного управления показал повышение инвестиционной привлекательности компании в вариантах с улучшенной корпоративной практикой, подтвердив перспективность и эффективность использования методического подхода в российских генерирующих компаниях электроэнергетики.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 г. [Электронный ресурс] URL:<http://www.minenergo.gov.ru>
2. Современное корпоративное управление в России глазами зарубежных бизнесменов и экспертов: результаты совместного исследования НСКУ и Российско-британской торговой палаты / М., 2010
3. Corporate Governance in Central Europe and Russia. Ed. by R. Frydman, Ch. Gray and A. Rapaczynski. WorldBank. 1996. P. 3.
4. Проблемы внедрения принципов корпоративного управления на российских предприятиях. (Аналитическое исследование АВК). 2001. [Электронный ресурс] URL:<http://www.avk.ru/siteDatabase.nsf>
5. Обобщение и использование мирового опыта формирования механизмов корпоративного управления в переходных экономиках. [Электронный ресурс] URL:http://www.bestdisser.com/see/dis_120185.html
6. Honohan P., Atiyas I. Intersectoral financial flows in developing countries // Working Paper / World Bank. Wash. (D.C.), – 1989. – № 164.
7. Veblen Th. Engineers and the Price System. New York, Viking, 1924.
8. Berle A., Means G. The modern Corporation and private property. New York.: MacMillan, 1932.
9. Coase R. H. The nature of the firm // *Economica*. – 1993. – № 4. – P. 386–405.
10. Jensen M., Meckling W. Theory of the firm: Managerial Behavior, Agency Costs and Capital Structure // *Journal of Financial Economics*. – 1976. – Vol.3. – P. 305–360.
11. Shleifer A., Vishny R. A survey of corporate governance // *Journal of Finance*. – 1997. – Vol.52. – P. 737–783.
12. Grossman S., Hart O. The costs and benefits of ownership: A theory of vertical and lateral integration // *Journal of political Economy*. – 1986. – Vol. 94. – P. 691–719.
13. Tobin J. On the Efficiency of the Financial System / *Lloyds Bank Review*. – 1984. – № 153. – P. 1–15.
14. Д. Джиллис, П. Барта, Р. Левлан. Структура против функции: эволюция корпоративного управления (на примере США). // *Российский журнал менеджмента*. – 2006. – Т. 4. – № 1. – С. 147–162.
15. Радыгин А. Д., Энтов Р. Н. Унификация корпоративного законодательства: общемировые тенденции, законодательство ЕС и перспективы России. [Электронный ресурс] URL:<http://www.iet.ru/files/persona/radygin/radyginentov.pdf>
16. Кондратьев В. Б. Корпоративное управление и инвестиционный процесс. – М.: Наука, 2003. – 318 с.
17. Стиглиц Дж. Quis custodiet ipsos custodies? Неудачи корпоративного управления при переходе к рынку. [Электронный ресурс] URL:<http://www.rusref.nm.ru/indexpub278.doc>

18. Радыгин А., Синельников-Мурылев С., Мау В. и др. Развитие российского финансового рынка и новые инструменты привлечения инвестиций. М.: ИЭПП, 1998. [Электронный ресурс] URL:<http://finances.narod.ru/contens.htm>
19. Радыгин А. Д. О некоторых проблемах корпоративного управления в России. [Электронный ресурс] URL:http://www.iet.ru/publication.php?fololer_id=44&category-id-120&publication_id=2589
20. Радыгин А. Энтов Р. Гонтмахер А. Межероупс И. Экономико-правовые факторы и ограничения в становлении моделей корпоративного управления. [Электронный ресурс] URL:<http://www.ier.ru/ru/publikacii/publication/1220.html>
21. Радыгин А. Д. Собственность и интеграционные процессы в корпоративном секторе (некоторые новые тенденции) // Вопросы экономики. – 2001. – №5. – С. 26–45.
22. Долгопятова Т. Г. Корпоративное управление в России: акционерная собственность и корпоративный контроль в компаниях. [Электронный ресурс] URL:http://ecsocman.edu.ru/db/msg/214792/Lektsja_korpor-o-e_upravlenie.pdf.html
23. Долгопятова Т. Модели и механизмы корпоративного контроля в российской промышленности // Вопросы экономики. – 2001. – №5. – С. 46–60.
24. Долгопятова Т. Концентрация акционерной собственности и развитие российских компаний // Вопросы экономики. – 2007. – № 1. – С. 84–97.
25. Васильев Д. Корпоративное управление в России: есть ли шанс для улучшения? [Электронный ресурс] URL:<http://www.hse.ru/ic/materials/dvasiliev.htm>
26. Яковлев А. Спрос на право в сфере корпоративного управления: эволюция стратегий экономических агентов // Вопросы экономики. – 2003. – №4. – С. 37–49.
27. Капелюшников Р. И. Концентрация собственности в системе корпоративного управления: эволюция представлений // Российский журнал менеджмента. – 2006. – Том 4. – № 1. – С. 3–42.
28. Особенности национальной модели развития России / В.Б. Кондратьев, Ю.В. Куренков, В.Г. Варнавский и др.: ИМЭиМО РАН. – М.: Наука, 2005. – 309 с.
29. Авдашева С. Российские холдинги: новые эмпирические свидетельства // Вопросы экономики. – 2007. – № 1. – С. 98–111.
30. Авдашева С., Голикова В., Гончар К. и др. Предприятия и рынки в 2005-2009 годах: итоги двух раундов обследования российской обрабатывающей промышленности / Доклад ГУ–ВШЭ. М.: Изд. дом ГУ–ВШЭ, 2010. – 512 с.

31. Шаститко А. Е. Проблемы корпоративного управления и особенности перераспределения прав контроля в России. [Электронный ресурс] URL:http://www.opes.ru/library/article.asp?d_noc4474&c_no=9&c1_no
32. Беликов И. Проблемы независимого аудита // Корпоративное управление. – 2006. – Вып. 2. [Электронный ресурс] URL:<http://www.nccq.ru/site.xp/>
33. Беликов И. Проблемы корпоративного управления // Корпоративное управление. – 2006. – Вып. 4. [Электронный ресурс] URL:<http://www.nccq.ru/site.xp/>
34. Беликов И. Кодекс корпоративного управления: содержание, статус и механизмы реализации [Электронный ресурс] URL:http://www.ricd.ru/db.php?db_id=208&|=ru
35. Бухвалов А. В. Корпоративное управление как объект научных исследований // Российский журнал менеджмента. – 2005. – Том 3. – № 3. – С. 81–96.
36. Бухвалов А. В. Корпоративное управление как реальность // Российский журнал менеджмента. – 2006. – Том 4. – № 1. – С. 81–96.
37. Бухвалов А. В. Асимметрия между инсайдерами и аутсайдерами: проблемы двойственности активов компаний // Российский журнал менеджмента. – 2008. – Том 6. – № 4. – С. 17–48.
38. Меннингс Р. Как вернуть доверие иностранных инвесторов // Корпоративное управление. – 2005. – Вып. 2. [Электронный ресурс] URL:<http://www.nccq.ru/site.xp/>
39. Константинов Г. Проблемное поле корпоративного управления // Корпоративное управление. – 2006. – Вып. 2. [Электронный ресурс] URL:<http://www.nccq.ru/site.xp/>
40. Волков Э. П., Баринов В. А., Маневич А. С. Проблемы и перспективы развития электроэнергетики России. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 432 с.
41. Менеджмент и маркетинг в электроэнергетике: Уч. пособие для Вузов / А. Ф. Дьяков, В. В. Жуков, Б. К. Максимов, В. В. Молодюк / Под ред. А. Ф. Дьякова – 2-е изд., перер. и доп. – М.: МЭИ, 2005. – 504 с.
42. Дьяков А. Ф., Жуков В. В., Максимов Б. К., Левченко И. И. Менеджмент в электроэнергетике: учебное пособие. – М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 448 с.
43. Гительман Л. Д., Ратников Б. Г. Энергетический бизнес: Учебное пособие. – 2-е изд., испр. – М.: Дело, 2006. – 600 с.
44. Эдельман В. И., Басс А. Б. Возможности применения депозитарных расписок для привлечения инвестиций в электроэнергетику // Энергетик. – 1999. – № 6. – С. 4–6.
45. Экономика и управление в современной электроэнергетике России: учебное пособие для менеджеров электроэнергетических компаний / под ред. А. Б. Чубайса. – М.: КОНЦ ЕЭС, 2009. – 615 с.

46. Марушкевич Е. Корпоративное управление в энергокомпаниях: после реформы. [Электронный ресурс] URL:<http://www.standardandpoors.page.php?path=analitica>
47. Швырков О. Корпоративное управление в России в 2011 г.: старые проблемы и новые вызовы // Материалы III международной конференции «Глобальные рынки капитала и корпоративное управление».
48. Швырков О. Инфраструктура корпоративного управления. [Электронный ресурс] URL:<http://www.standardandpoors.page.php?path=analitica>
49. Большой коммерческий словарь / Под ред. Т.Ф Рябовой, – М.: Война и мир, 1996. – 399 с.
50. Кодекс корпоративного поведения. [Электронный ресурс] URL:<http://www.amr.ru/pdf/FKCB/pdf>
51. Рыночная экономика: Словарь / Под общ.ред. Г. Я. Кипермана. – 2-е изд., доп. – М.: Республика, 1995. – 495 с.
52. Шарп У., Александер Г., Бэйли Дж. Инвестиции: Пер. с англ. – М.: ИНФРА-М, 2001. – 1028 с.
53. Бланк И. А. Управление инвестициями предприятия. – К.: Ника-Центр, Эльга, 2003.– («Энциклопедия финансового менеджера»; Вып. 3).– 480 с.
54. Дирков И. И. Перспективы рынка долгового капитала // ЭКО. – 2004. – № 8.– С. 149-153.
55. Самоуков А. В. Возможности заемного финансирования российских предприятий на международных рынках капитала // ЭКО. – 1998. – № 3. – С. 130–134.
56. Андрианов В. Иностраный капитал в экономике России // Экономист. – 1997. – № 3.– С. 92–96.
57. Подвинская Е. О формировании рынка иностранного инвестиционного капитала в России // Общество и экономика. – 1999. – № 7–8. – С. 194–210.
58. Мировая экономика: учебник / под ред. А. С. Булатова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Экономист, 2007. – 860 с.
59. Что такое МБРР // Эксперт.– 1996. – №11.– С. 27.
60. Конопляник А. А. Иностранные кредиты российской энергетике: от дефицитного к проектному финансированию // Энергия.– 1994. – № 5.– С. 10–16.
61. Шохина Е. Европейский банк уточняет свою стратегию в России // Эксперт.– 1996. – № 14.– С. 18.
62. Что такое Эксимбанк США // Эксперт.– 1996. – № 4.– С.31.
63. Новости об электроэнергетике Китая // Энергетика за рубежом.– 2002.– Вып. 2. – С. 47.
64. Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами). Книга 1. Методические особенности оценки эффективности

проектов электроэнергетике / Под ред. А. Н. Раппопорта. – М.: НЦПИ, 2000. – 222 с.

65. Павленко С., Морозов П., Проектное финансирование: рецепт привлечения крупных инвестиций // Энергорынок. – 2004. – № 11. – С. 31–32.

66. Сооружение крупнейшей на Ближнем Востоке ТЭС // Энергетика за рубежом. – 2002. – Вып. 2. – С. 39–41.

67. Ветер перемен на европейском рынке // Энергетика за рубежом. – 2001. – Вып. 1. – С. 9–21.

68. ЕвроСиБЭнерго и China Yangtze Power создают СП для строительства до 10 ГВт энергомошностей в Сибири [Электронный ресурс] URL:<http://www.bigpowernews.ru/print/28745.phtml>

69. Федеральный закон РФ «О финансовой аренде (лизинге)» (в ред. Федерального закона от 29.01.2002 № 10-ФЗ, с изм., внесенными Федеральными законами от 24.12.2002 № 176-ФЗ, от 23.12.2003 3 186-ФЗ).

70. Коган Э. Э. Правовые основы лизинга // ЭКО. – 1996. – № 3. – С. 61–75.

71. Варнавский В. Г. Концессионный механизм партнерства государства и частного сектора / Серия «Научные доклады: независимый экономический анализ». № 146. М.: Московский общественный научный фонд. ИМЭиМО РАН, 2003. – 270 с.

72. Варнавский В. Г. Концессии в транспортной инфраструктуре: теория, практика, перспективы. М.: Институт МЭ и МО РАН, 2002. – 147 с.

73. Варнавский В. Г. Партнерство государства и частного сектора: формы, проекты, риски / Варнавский В. Г. ИМЭиМО. – М.: Наука, 2005. – 315 с.

74. Развитие государственно-частного партнерства в инвестиционных проектах в сфере капитального строительства в городе Москве. // Недвижимость и инвестиции. Правовое регулирование. – 2008. – №2. – С. 18 – 17.

75. Федеральный закон от 22 июля 2005 года № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях», Собр. Закон-ва РФ № 30 (Ч II), ст.3126.

76. Постановление Правительства РФ «Об утверждении типового концессионного соглашения в отношении объектов по производству, передаче и распределению электрической и тепловой энергии» от 11.11.2006 г., № 673, Собр. Закон-ва РФ № 47, ст. 4904.

77. Шевелева Г. И. Условия для инвестирования в электроэнергетику России // ЭКО. – 2009. – № 5. – С. 112–125.

78. Воропай Н. И., Труфанов В. В., Шевелева Г. И. Механизмы инвестирования и развития электроэнергетики России. // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2011. – № 5. – С.132–143.

79. Дубинин С. К. Финансовая и инвестиционная деятельность Холдинга РАО «ЕЭС России». [Электронный ресурс] URL:<http://www.rao-ees.ru/ru/news/speech/confer/cgi?prez291105dub.htm>

80. Годовые отчеты РАО «ЕЭС России» за 1996-2005 годы. [Электронный ресурс] URL:<http://www.rao-ees.ru/ru/investor/reporting/show.cgi?content/htm>
81. Годовой отчет РАО «ЕЭС России» за 2006 г. [Электронный ресурс] URL:<http://www.rao-ees.ru/ru/investor/reporting/reports/report2006/12.htm>
82. Годовой отчет РАО «ЕЭС России» за 2007 г. [Электронный ресурс] URL:<http://www.rao-ees.ru/ru/investor/reporting/reports/report2007/12.htm>
83. Анализ результативности инвестиционных программ развития электроэнергетической отрасли. Аналитическая записка Счетной палаты РФ за 2007 г. [Электронный ресурс] URL:<http://www.ach.gov.ru/ru/expert/analitic/>
84. Смирнов И. М., Ляшенко В. С., Чемоданов В. И. и др. Перспективы развития ЕЭС России на период до 2010 года // Электрические станции. – 1999. – № 9. – С. 2–16.
85. Шевелева Г. И. Экономическое состояние и инвестиционная деятельность предприятий электроэнергетики / В кн.: Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность. (Проблемы функционирования и развития электроэнергетики). – М.: МГФ «Знание», 2001. – С. 109–114.
86. Дубинин С. К. Процесс реформирования РАО «ЕЭС России» и инвестиции в электроэнергетику России. [Электронный ресурс] URL:<http://www.rao-ees.ru/ru/news/speech/confer/cgi?prez290905dub.htm>
87. Воропай Н. И., Труфанов В. В., Шевелева Г. И. Обеспечение инвестирования и развития электроэнергетики России при переходе к конкурентному рынку // Энергетическая политика. – 2004. – Вып. 2. – С. 44-49.
88. Воропай Н. И., Труфанов В. В., Шевелева Г. И. Принципы инвестиционной политики в электроэнергетике России // Энергорынок. – 2004. №10. – С. 10–15.
89. Корпоративные облигации. [Электронный ресурс] URL:<http://www.bonds.finam.ru>
90. Ежеквартальный отчет РАО «ЕЭС России» за 4 квартал 2004 г. [Электронный ресурс] URL:http://www.rao-ees.ru/ru/investor/corp_sob.htm
91. Филатов А. И. О моральном износе объектов электроэнергетики // Электрические станции. – 1997. – № 9. – С. 72–76.
92. Бржезьянский С. Э. Экономика перспективного перевооружения в России: основные положения // Электрические станции. – 1997. № 9. – С. 72–76.
93. Глухов В. В., Огороков В. Р., Огороков Р. В. Состояние и перспективы обеспечения энерго – и теплоэнергетическим оборудованием ТЭК России / Открытый семинар по экономическим проблемам энергетического комплекса. М.: ИНП РАН, – 2005. – 97 с.
94. Воропай Н. И., Труфанов В. В., Шевелева Г. И. Инвестиционное обеспечение электроэнергетики России // ЭКО. – 2005. – № 9. – С.58–69.
95. Воропай Н. И., Иванова Е. Ю., Труфанов В. В., Шевелева Г. И. Проблемы развития электроэнергетики и механизмы их решения в рыночных

условиях / Открытый семинар по экономическим проблемам энергетического комплекса. М.: ИНП РАН, 2007. – 110 с.

96. Sheveleva G. I. Expansion planning procedures and development mechanisms for power systems in a market environment / N. I. Voropai, E. Y. Ivanova, V. V. Trufanov, G. I. Sheveleva // IEEE 2007 Lausanne Power Teach, Lausanne, Switzerland, July 1–5, 2007, 7 p

97. РАО «ЕЭС России» утвердило стандарты закупочной деятельности. Пресс-релиз РАО «ЕЭС России», 2004 г. [Электронный ресурс] URL:<http://www.rao-ees.ru>

98. Христенко В. О перспективах развития электроэнергетики РФ. [Электронный ресурс] URL:<http://www.rao-ees.ru/ru/news/speech/confer/prez/pr070606.ppt>

99. Шевелева Г. И. Электроэнергетика и энергетическая безопасность // Вісник Українського Будинку економічних та науково-технічних знань. – Київ, 1998. – № 6. – С. 14–19.

100. Шевелева Г. И. Управление и инвестиции в электроэнергетике // Энергетика и электрификация. – Киев, 1998. – № 5. – С. 41–42.

101. Шевелева Г. И. Аналіз нової інвестиційної політики в електроенергетиці Росії // Економіка, Енергетика, Екологія. Київ. – 1999. – № 1. – С. 57–60.

102. Шевелева Г. И. Инвестиции в электроэнергетику России при переходе к конкурентному рынку // Труды научного семинара «Экономические проблемы энергетической безопасности», г. Трускавец. 2003. – С. 28–37.

103. Беляев Л. С., Воропай Н. И., Труфанов В. В., Шевелева Г. И., Янкилевский А. Р. Обеспечение инвестирования и развития электроэнергетики России // Труды научного семинара «Экономические проблемы энергетической безопасности», г. Трускавец. 2003. – С. 19–27.

104. Беляев Л. С., Воропай Н. И., Труфанов В. В., Шевелева Г. И. и др. Проблемы инвестирования и обеспечения развития электроэнергетики России // ТЭК. – 2003. – № 3. – С. 60–62.

105. L. S. Belyaev, N. I. Voropai, V. V. Trufanov, G. I. Sheveleva, ets. Modeling of power systems expansion and estimation of system efficiency of their integration in the liberalized environment / CIGRE 2004 Session, Paris, France, Aug. 29–Sept. 2, 2004, Rep. C1–103, 7 p.

106. N. I. Voropai, V. V. Trufanov, V. V. Selifanov, G. I. Sheveleva. The problems of investment and development of Russia's power industry / IEEE PES 2004 General Meeting Proc., Denver, USA, June 6–10, 2004, P. 331–338.

107. Воропай Н. И., Иванова Е. Ю., Труфанов В. В., Шевелева Г. И. Методические основы стратегического планирования в электроэнергетике и электроэнергетических компаниях // Збірка наукових праць інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г. Э. Пухова, Київ, 2006. – С. 62–71.

108. N. I. Voropai, V. V. Trufanov, G. I. Sheveleva. Principles of investment policy and drivers in investment in Russia's electric power industry / CIGRE 2006 Session, Paris, France, August, 2006, Rep. C 1–111, 6 p.

109. Воропай Н. И., Труфанов В. В., Шевелева Г. И. Схема хороша, но доработки требует // Мировая энергетика. – 2008. – № 5. – С. 18–21.
110. Выступление Председателя Правления РАО «ЕЭС России» Чубайса А. Б. на ежегодной конференции «РАО «ЕЭС России» - открытая компания» 3 июня 2008 г. [Электронный ресурс] URL:<http://www.rao-ees.ru/ru/news/conf030608/show.cgi?content.htm>
111. Наследие Чубайса поделят натрое. [Электронный ресурс] URL:<http://www.rbcdaily.ru/print.shtml?2009/02/20/tek/402828>
112. Прогнозный баланс развития электроэнергетики на период 2009-2015 гг. и на 2020 г. [Электронный ресурс] URL:<http://www.e-apbe.ru>
113. Новак А. В. Об основных мероприятиях по модернизации российской электроэнергетики до 2020 г. [Электронный ресурс] URL:<http://www.bigpower.ru/news/document5039.phtml>
114. Шевелева Г. И. О финансировании российской электроэнергетики // ЭКО. – 2014. – № 1. – С. 136–144.
115. «Газпром продал 5,3% акций ОАО «Энел ОГК-5» «Ренессанс капиталу». [Электронный ресурс] URL:<http://www.bigpowernews.ru/print/27819.phtml>
116. Консорциум инвесторов завершил сделку по покупке 26,4% акций ОАО «Энел ОГК-5» за 625 млн долл, из них 175 млн долл вложила AGC Equity Partners—РФПИ. [Электронный ресурс] URL:<http://www.bigpower.ru/print/41730.phtml>
117. ОАО «Интер РАО» призывает несогласных к выкупу. [Электронный ресурс] URL:<http://www.rbcdaily.ru/2012/03/19/tek/562949983288213>
118. ОАО «РусГидро» объявило о начале открытой подписки на акции в рамках допэмиссии на 89 млрд. акций. [Электронный ресурс] URL:<http://www.bigpower.ru/print/41809.phtml>
119. ОАО «Интер РАО» обратилась в ФСФР для разрешения на размещение GDR на почти 2 трлн. акций на LSE. [Электронный ресурс] URL:<http://www.bigpower.ru/print/35840.phtml>
120. ОАО «РусГидро» привлечет займы в объеме до 40 млрд. руб для приобретения энергоактивов. [Электронный ресурс] URL:<http://www.bigpower.ru/print/34869.phtml>
121. ОАО «ОГК-5» заняла у миноритария. [Электронный ресурс] URL:<http://www.rbcdaily.ru/print.shtml?2009/03/02/tek/403979>
122. Облигации на 30 лет. [Электронный ресурс] URL:<http://www.rbcdaily.ru/print.shtml?2008/11/17/finance/390598>
123. ОАО «ТГК-1» и УК «Лидер» договорились о совместном финансировании проекта строительства нового ПГУ-энергоблока Правобережной ТЭЦ в Санкт-Петербурге. [Электронный ресурс] URL:<http://www.bigpowernews.ru/print/25057.phtml>,

124. Макаревич К. А. Инфраструктурные облигации: иностранный опыт и нормативно-правовое регулирование в России. // Вопросы экономики и права. – 2011. – № 2. – С. 207–214.
125. ОАО «ФСК ЕЭС» разместила облигации трех серий на сумму 30 млрд. рублей при спросе в 45 млрд. рублей. [Электронный ресурс] URL:<http://www.bigpowernews.ru/print/24226.phtml>
126. ОАО «РусГидро» успешно разместила еврооблигации. [Электронный ресурс] URL:<http://www.bigpowernews.ru/print/25199.phtml>
127. Грядет рост облигационных размещений среди энергокомпаний. [Электронный ресурс] URL:<http://www.bigpowernews.ru/print/25165.phtml>
128. Отчет о результатах экспертно-аналитического мероприятия «Подготовка аналитической записки по аудиту эффективности мер по снижению затрат при реализации инвестиционных программ хозяйствующих субъектов с государственным участием» (утверждена Коллегией Счетной палаты РФ от 11.03.2011 г. № 16К (783), п.2). [Электронный ресурс] URL:<http://www.ach.gov.ru/userfiles/loadfiles/16k-783.pdf>
129. ТЭК и экономика России: вчера, сегодня, завтра (1990-2010-2030). Под ред. Ю. К. Шафраника – М.: Издательский центр «ЭНЕРГИЯ», 2011.– 488 с.
130. Самсонов В. С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учебник для ВУЗов / В. С. Самсонов, М. Н. Вяткин. – 2-е изд. – М.: Высш. школа, 2003. – 416 с.
131. Попутный газ в мегаватты. [Электронный ресурс] URL:<http://www.rbcdaily.ru/print.shtml?2010/03/01/tek/461624>
132. Годерич А. Корпоративное управление: не только для гигантов [Электронный ресурс] URL:<http://www.mainjob.ru/publications/?print=4674>
133. Glossary of Corporate Governance Terms & Acronyms. [Электронный ресурс] URL:<http://www.thecorporatelibrary.com/>
134. Notes on Corporate Governance Manual. [Электронный ресурс] URL:<http://www.ifc.org/europe/default/descripen/indexen/footen/footen.html>
135. Сайт свободной энциклопедии [Электронный ресурс] URL:<http://ru.wikipedia.org/>
136. Шевелева Г. И. Корпоративное управление в электроэнергетике в контексте власти и привлечения инвестиций // ЭКО. – 2012. – № 10. – С. 112–121.
137. Шевелева Г. И. Корпоративное управление как реализация власти в либерализованной электроэнергетике / Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 63. Проблемы надежности систем энергетики в рыночных условиях / Отв. ред. Н. И. Воропай, Н. А. Юсифбейли. Баку: АзНИИиПИИЭ, 2013. – С. 71–79.
138. Corporate Governance: A Framework for Implementation, – World Bank, 1999.
139. Управление корпоративной ответственностью. [Электронный ресурс] URL:www.ey.com

140. Конституция РФ. [Электронный ресурс]
URL:<http://www.constitution.ru>
141. Реструктуризация и корпоративное управление в электроэнергетических компаниях: сравнительный анализ /НАУФОР. [Электронный ресурс] URL:<http://www.skrin.ru-/info/rep14021/htm>
142. Тэйлор Б. Мажоритарные акционеры и менеджмент. // Корпоративное управление. – 2006. – Вып. 4. [Электронный ресурс] URL:<http://www.nccq.ru/site.xp/>
143. Трикер Б. XXI век - век Governance // Корпоративное управление. – 2006. – Вып. 1. [Электронный ресурс] URL:<http://www.nccq.ru/site.xp/>
144. Поршаков С. Тенденции развития корпоративного управления // Корпоративное управление. – 2005. – Вып. 2. [Электронный ресурс] URL:<http://www.nccq.ru/site.xp/>
145. Пумпянский Д. Незрелость корпоративного управления в России. // Корпоративное управление. – 2005. – Вып. 2. [Электронный ресурс] URL:<http://www.nccq.ru/site.xp/>
146. Козицин А. Корпоративное управление: нормы и реформы. // Корпоративное управление. – 2005. – Вып. 2. [Электронный ресурс] URL:<http://www.nccq.ru/site.xp/>
147. Рашников В. Прозрачность и корпоративное управление. // Корпоративное управление. – 2006. – Вып. 1. [Электронный ресурс] URL:<http://www.nccq.ru/site.xp/>
148. Пекарски А. Доверие восстанавливается годами. // Корпоративное управление. – 2006. – Вып. 1. [Электронный ресурс] URL:<http://www.nccq.ru/site.xp/>
149. Габов А. Опыт и перспективы корпоративного управления в России. // Корпоративное управление. – 2007. – Вып. 3. [Электронный ресурс] URL:<http://www.nccq.ru/site.xp/>
150. Кибина И. Корпоративное управление – это эффективное развитие компании. // Корпоративное управление. – 2007. – Вып. 4. [Электронный ресурс] URL:<http://www.nccq.ru/site.xp/>
151. Потанин В.О. Некоторые итоги в начале пути. [Электронный ресурс] URL:<http://www.kommersant.ru>
152. Мерритт Б. Фокс Актуальные проблемы корпоративного управления в России // Материалы III международной конференции «Глобальные рынки капитала и корпоративное управление», М., 31 мая – 1 июня 2012 г. [Электронный ресурс] URL:<http://www.nccg.ru/site.xp/056051052054.html>
153. Сайт Национального совета по корпоративному управлению. [Электронный ресурс] URL:<http://www.nccq.ru>
154. Потанин В. О. Рисковать с умом: новые ориентиры корпоративного управления в России // Промышленник России. – 2012. – № 11. – С. 51–52.
155. Топливо-энергетический комплекс России: 2000-2007 гг. (справочно-аналитический обзор) / Под общ.ред. В. В. Бушуева, А. М.

Мастепанова, А. И. Громова. ИЭС (ГУ ИЭС). – М.: ИАЦ «Энергия», 2008. – 359 с.

156. Шевелева Г. И. Инвестиции и корпоративное управление в электроэнергетике // ЭКО. – 2006. – № 8. – С. 99–108.

157. Шевелева Г. И. Корпоративное управление в электроэнергетике России: современное состояние и возможности развития // Вестник НГУ. Серия: Социально-экономические науки. – 2008. – Т. 8. – Вып. 1. – С. 25–33.

158. Шевелева Г. И. Риски корпоративного управления для инвесторов послереформенных электрогенерирующих компаний России // Вестник НГУ. Серия: Социально-экономические науки. – 2010. – Т. 10. – Вып. 2. – С. 13–22.

159. Исследование информационной прозрачности российских компаний 2005 г.: прогресс продолжается, но в основном за счет менее прозрачных компаний. [Электронный ресурс] URL: <http://www.standardandpoors.ru>

160. Исследование информационной прозрачности российских компаний в 2006 г. [Электронный ресурс] URL: <http://www.standardandpoors.ru>

161. Исследование информационной прозрачности российских компаний в 2007 г.: значительные изменения в десятке лидеров. [Электронный ресурс] URL: <http://www.standardandpoors.ru>

162. Национальный рейтинг корпоративного управления «РИД–Эксперт РА» за 2005 год. [Электронный ресурс] URL: <http://www.nrcm.rid.ru/files/research/Rating31012005.pdf?PHPSESSID=c4acc9f89483a5f07b1ee04c3317fb91>

163. Национальный рейтинг корпоративного управления «РИД–Эксперт РА» за 2006 год. [Электронный ресурс] URL: <http://www.nrcm.rid.ru/files/anons%20actual%20materials/results%20NRCG%202006.pdf>

164. Sheveleva G. I. Corporate governance as a main factor of attracting in investments in Russia's power industry / 3-rd Int. Workshop "Liberalization and Modernization of Power Systems: Risk Assessment and Optimization for Asset Management", Irkutsk, Russia, August 14–18, 2006, P. 129–135.

165. Шевелева Г. И. Условия для инвестиционной привлекательности электроэнергетики России / Сб. трудов 5-ой Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. Благовещенск: АГУ, 2008. – С. 242–248.

166. Шевелева Г. И. Проблемы корпоративного управления для инвесторов послереформенных электроэнергетических компаний России / Материалы сем. «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». – СПб.: «Северная звезда», – 2010. – С. 130–142.

167. Воропай Н. И., Труфанов В. В., Шевелева Г. И. и др. Обоснование развития электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний. Системные исследования в энергетике: ретроспектива научных направлений СЭИ – ИСЭМ / отв. ред. Н. И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2010. – С. 519–530.

168. Шевелева Г. И. Создание эффективной системы корпоративного управления в компаниях электроэнергетики России // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2011. – Вып. 61. – С. 352–359.
169. Шевелева Г. И. Особенности корпоративного управления генерирующих компаний электроэнергетики России / Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: Сборник трудов шестой Всероссийской научно-технической конференции с международным участием, в 2-х томах. – Благовещенск: Изд-во АГУ, 2011. – Т 2. – С. 79–84.
170. Шевелева Г. И. Влияние корпоративного управления на развитие российской электроэнергетики / Труды XV Байкальской международной школы-семинара «Методы оптимизации и их приложения». Т. 6: Математическая экономика. Иркутск: РИО ИДСТУ СО РАН, 2011. – С. 301–309.
171. Шевелева Г. И. Корпоративное управление как фактор доверия инвесторов // Экономика и управление: научно-практический журнал. – 2014. – № 1. – С. 113–116.
172. Шевелева Г. И. Направления развития корпоративного управления в электроэнергетике России / Г. И. Шевелева // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Материалы международного семинара. – Иваново: ПресСто, 2012. – Вып. 62. – С. 270–278.
173. Исследование информационной прозрачности российских компаний в 2008 г.: незначительный прогресс на фоне резкого снижения количества IPO. [Электронный ресурс] URL: <http://www.standardandpoors.page.php?path=analitica>
174. Булгаков Д. Обзор котировок акций компаний энергетического сектора // Энергорынок. – 2014. – № 4. – С. 56-57.
175. Системный оператор наградил ОАО «Э. ОН Россия» «За значительный вклад в обеспечение надежности режимов ЕЭС России в 2013 г.» [Электронный ресурс] URL: <http://www.bigpowernews.ru/print/53816.phtml>
176. Bloom N., van Reenen J. Way Do Management Practices Differ across Firms and Countries? // Journal of Economic Perspectives. – 2010. - Vol. 24. – P. 203 – 224.
177. Ясин Е., Григорьев Л., Кузнецов О., Данилов Ю., Косыгина А.. Инвестиционный климат в России. – М.: РССП, 2006. – 40 с.
178. Улучшение инвестиционного климата в интересах всех слоев населения. Доклад о мировом развитии 2005. – World Bank, 2005. [Электронный ресурс] URL: <http://www.un.org/russian/esa/docs/wdr2005.pdf>
179. Марченко Г., Мачульская О. Зарубежный опыт сопоставлений инвестиционного климата различных стран. [Электронный ресурс] URL: <http://www.raexport.ru/content.php?id=6677&1=0>
180. Всемирный экономический форум: Рейтинг глобальной конкурентоспособности 2011–2012. [Электронный ресурс] // Центр гуманитарных технологий. URL: <http://gtmarket.ru/news/state/2011/09/07/3330>

181. Конкуентоспособность страны. [Электронный ресурс] URL: <http://www.grandars.ru/college/ekonomika-firmy/konkurentosposobnost-strany.html>
182. Экстремальная Россия. [Электронный ресурс] URL: <http://www.rbcdaily.ru/print.shtml?2010/05/14/focus/477964>
183. Россия вошла в топ–10 стран по размеру политических рисков. [Электронный ресурс] URL: <http://www.rbcdaily.ru/2011/01/14/focus/562949>
184. Рейтинг несостоятельности государств мира 2010 года. [Электронный ресурс] URL: <http://gtmarket.ru/news/state/2010/06/22/2579>
185. Макконнелл К. Р., Брю С. Л. Экономикс: принципы, проблемы, политика: Пер. с 14-го англ. изд. – М.: ИНФРА-М, 2003. – XXXVI, 972 с.
186. Экономическая безопасность: Производство-Финансы-Банки / Под ред. В. К. Сенчагова – М.: ЗАО «Финстатинформ», 1998. – 621 с.
187. Телегина Е. А., Румянцева М. А., Покровский С. В., Салахова И. Р. Внешний фактор энергетической безопасности России / Под ред. Е. А. Телегиной. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 352 с.
188. Экономический атлас предприятия (фирмы) / Под ред. проф. О. И. Волкова, проф. В. Я. Позднякова, доц. Е. П. Моргуновой. – М.: ИДФБК-ПРЕСС, 2002. – 192 с.
189. Тукенов А. А. Рынок электроэнергии: от монополии к конкуренции. – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 416 с.
190. Шевелева Г. И. Перспективы инвестиционного обеспечения ЭЭС / Материалы Всероссийского совещания-семинара. СПб, 1998. – С. 47–51.
191. Шевелева Г. И., Лесных В. В. Инвестиционный фактор управления надежностью / В кн.: Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / Под ред. Н. И. Воропая – Новосибирск: Наука, 1999. – С. 210–219.
192. Шевелева Г. И., Лесных В. В. Инвестиционный фактор и экономический механизм управления надежностью объектов электроэнергетики // Известия РАН Энергетика. – 1999. – № 4. – С. 23–30.
193. Шевелева Г. И. Анализ условий, способствующих улучшению инвестиционного обеспечения электроэнергетики России // Энергетика: економіка, технології, екологія. Київ. – 2000. – № 3. – С. 66–69.
194. N. I. Voropai, V. V. Trufanov, G. I. Sheveleva. Investment and development of Russia's electric power industry at transition to a competitive market / Int. World Energy System Conf. «A Reliable World Energy System», Oradea, Romania, May 17–19, 2004, – P. 316–321.
195. Воропай Н. И., Труфанов В. В., Шевелева Г. И. Общие принципы и условия инвестиционной политики и привлечения инвестиций в электроэнергетику / В кн. «Энергетика XXI века: системы энергетики и управление ими». – Новосибирск: Наука, 2004. – С. 183–193.
196. Беляев Л. С., Воропай Н. И., Труфанов В. В., Шевелева Г. И. и др. Настоящее и будущее электроэнергетики России / Материалы научной сессии ПСО РАН. – Новосибирск: СО РАН, 2005. – С. 37–54.

197. Воропай Н. И., Иванова Е. Ю., Труфанов В. В., Шевелева Г. И. Принципы и механизмы обеспечения развития электроэнергетики // Вести в электроэнергетике. – 2006. – № 2. – С. 14–19.
198. Воропай Н. И., Труфанов В. В., Селифанов В. Р., Шевелева Г. И. Проблемы и перспективы развития электроэнергетики России // Энергия. – 2006. – № 4. – С. 2–9.
199. Корпоративное управление в России: события, мнения инвесторов. [Электронный ресурс] URL: <http://www.lin.ru/db/emitent/A236D38D210AF22EC3256CF500489FED/doc.html>
200. Доклады международных организаций: сопоставительный анализ оценок и рекомендаций. [Электронный ресурс] URL: <http://www.vedi.ru/>
201. Transparency International: Россия стала еще более коррумпированной. [Электронный ресурс] URL: <http://www.psd.ru/news/world/100128639>
202. Резникова А. Налоговики повернулись лицом к бизнесу. [Электронный ресурс] <http://www.rbcdaily.ru/2011/07/13/focus/562949980627711>
203. Что такое российский фондовый рынок сегодня? И чего ждать от него завтра? (из исследования НАУФОР). [Электронный ресурс] URL: <http://smart-lab.ru/print/119376.php>
204. Миркин Я. Конкурировать // Эксперт. – 2001. – № – С.13.
205. Концепция долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2020 года. [Электронный ресурс] URL: <http://www.economy.gov.ru/minec/activity/sections/>
206. МФЦ отдали на откуп чиновникам. [Электронный ресурс] URL: <http://www.rbcdaily.ru/2011/07/11/finance/562949980611907>
207. Российский фондовый рынок: 2011 (события и факты). [Электронный ресурс] URL: www.naufor.ru/download/pdf/factbook/ruRFR2011.pdf
208. Россия в цифрах в 2009 г. М. 2009. – 525 с. [Электронный ресурс] URL: <http://www.gks.ru>
209. Российский стат. ежегодник. 2010: Стат. сб./ Росстат. – М., 2010. – 813 с.
210. Финансы России. 2010: Стат. сб./ М.: Росстат. – М., 2010. - 468 с.
211. Финансы России. 2012: Стат. сб./ М.: Росстат. – М., 2012. – 462 с.
212. Российский стат. ежегодник. 2007 г. М., 2007. - 826 с.
213. Россия в цифрах в 2008 г. М. 2008. – 510 с.
214. Российский стат. ежегодник. 2008. М. 2008. - 847 с.
215. Россия в цифрах. 2013: Крат. стат.сб. / Росстат – М., 2013. – 573 с.
216. Моисеев С. Оптимальная структура банковского рынка: сколько банков нужно России // Вопросы экономики. – 2006. – № 10. – С. 75–92.
217. Саркисянц А. Текущие тенденции развития российского банковского сектора // Вопросы экономики. – 2006. – № 10. – С. 93–107.
218. Зражевский В. Сегодня и завтра российской банковской системы // Вопросы экономики. – 2006. – № 10. – С. 108–113.

219. Четверть банков под нож. [Электронный ресурс] URL:<http://www.rbcdaily.ru/print/shtml?2008/11/18/finance/390733>
220. Постановление Правительства РФ от 31.08.2006 г. № 529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности)». Собр. закон-ва РФ № 36 от 4.09.2006, ст. 3835.
221. ФАС обвиняет «Мосэнерго», «ОГК-6», «Камчатскэнерго» и «ТГК-11» в злоупотреблениях при закупке топлива. [Электронный ресурс] URL:<http://www.bigpower.ru/print/28321.phtml>
222. Сайт Портала технологических присоединений. [Электронный ресурс] URL:<http://portaltp/fsk-ees/ru/>
223. «Газпром» потеснят в трубе. [Электронный ресурс] URL:<http://www.rbcdaily.ru/print.shtml?2010/04/06/tek/469404>,
224. «ФАС хочет отнять газопровод у «Газпрома». [Электронный ресурс] URL:<http://www.rbcdaily.ru/2011/07/08/tek/562949980600083>
225. Шевелева Г. И. Финансово-экономическая модель электроэнергетической компании // Вестник ИрГТУ. – 2014. – № 10. – С. 265–269.
226. Лактионов А. В., Лычагин М. В. Игровое имитационное моделирование институциональных преобразований в российской электроэнергетике // Энергетика России в XXI веке: проблемы и научные основы устойчивого и безопасного развития: доклады Всероссийской конференции, 14–17 сентября 2000 г., г. Иркутск / под общ. ред. Н. И. Воропая ; Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. – Иркутск, 2001. – С. 484–492.
227. Экономика электроэнергетики: рыночная политика / отв. ред. Э. Хоуп, Л. Б. Меламед, М. В. Лычагин. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2001. – 448 с.
228. Цвиркун А. Д., Акинфеев В. К. Анализ инвестиций и бизнес-план: Методы и инструментальные средства. – М.: Изд-во «Ось-89». – 288 с.
229. Борисов Е. И., Колибаба В. И. Финансово-экономическая модель функционирования и развития электроэнергетической компании // Энергетик. – 2003. – № 5. – С. 2–5.
230. Холт Р. Н. Основы финансового менеджмента. - М.: Дело, 1993. – 128 с.
231. Боди Э., Мертон Р. Финансы: Пер. с англ. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2004. – 592 с.
232. Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами) / Колл.авторов под ред. А. Н. Раппопорта. – М.: НЦПИ, 1999. – 222 с.
233. Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами) / Колл.авторов под ред. А. Н. Раппопорта. - М.: НЦПИ, 2006. – 220 с.

234. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред. ТЭО и ТЭО (с типовыми примерами) / Колл.авторов под ред. С. К. Дубинина и П. В. Горюнова. – М.: ГУУ, 2008. – 181 с.

235. Корпоративные сайты ОАО «ТГК-5», ОАО «ОГК-1». [Электронный ресурс] URL:<http://www.tgc5.ru/>, <http://www.ogk-1.ru/>

236. ОАО «ТГК-2» сказала, что у нее карантин и не стала принимать документы у миноритариев. [Электронный ресурс] URL:<http://www.rbcdaily.ru/2011/03/02/tek/562949979787596>

237. Рейтинг корпоративного управления ОАО «ТГК-1». [Электронный ресурс] URL:<http://www.standardandpoors.com>

238. Корпоративный сайт ОАО «ТГК-9». [Электронный ресурс] URL:<http://www.tgc9.ru/rus/html>

239. Библиотека нефинансовых отчетов. [Электронный ресурс] URL:<http://rspp.ru/Default.aspx?CatalogId=2257>

240. Прокопов Ф., Феоктистова Е. и др. Базовые индикаторы результативности. Рекомендации для использования в практике управления и корпоративной нефинансовой отчетности /Под общей редакцией А. Шохина. – М.: РСПП, 2008. – 68 с.

241. Исследование информационной прозрачности российских компаний электроэнергетического сектора в 2009 г. [Электронный ресурс] URL:<http://www.standardandpoors.ru>

242. Исследование информационной прозрачности российских компаний в 2009 г.: разрыв между лидерами и аутсайдерами увеличился. [Электронный ресурс] URL:http://www.standardandpoors.ru/page.php?path=analitica&sub=4&f_type_pub=3

243. Исследование информационной прозрачности российских компаний в 2010 г.: умеренный рост прозрачности за счет компаний электроэнергетического сектора. [Электронный ресурс] URL:<http://www.standardandpoors.ru>

244. Корпоративное управление: казахстанский контекст. // Уч. пособие. Под общей ред. Филина С. А. – Алматы, 2009. – 318 с.

245. Сайт АЭК «Комиэнерго». [Электронный ресурс] URL:<http://www.komienergo.ru/>

246. Сайт «КЭС – Холдинг» (ЗАО «Комплексные энергетические системы»). [Электронный ресурс] URL:<http://www.ies-holding.com/company.html>

247. Официальный сайт территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Коми [Электронный ресурс] URL:<http://www.komi.gks.ru/>

248. Основные положения энергетической программы Республики Коми на 2005-2020 годы // Энергетическая политика.– Выпуск 4.– 2005. – С. 26–39.

249. Отчет о НИР «Разработка Энергетической программы Республики Коми». – М.: ГУ ИЭС, 2004. – 290 с.

250. Экономика энергетики СССР: Учеб для энерг. спец. вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1984. – 424 с
251. О целевом видении стратегии развития электроэнергетики России на период до 2030 года. ОИВТ РАН, М., 2007
252. Официальный сайт Печорской ГРЭС. [Электронный ресурс] URL:<http://www.ogk-3.ru/ru-pechgres/>
253. Калинина А. А. Успенская И. Г. Перспективный электроэнергетический баланс Республики Коми // Управление электроэнергетическими системами – новые технологии и рынок. – Сыктывкар, 2004. (Коми научный центр УрО РАН), С. 251–258.
254. Шевелева Г. И. Влияние корпоративного управления на инвестиционную привлекательность компаний электроэнергетики / Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: Сборник трудов Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. – Благовещенск: Изд-во АГУ, 2013. – С. 442–446.
255. Шевелева Г. И. Корпоративное управление и инвестиционная привлекательность компаний электроэнергетики // Вестник ИрГТУ. – 2013. – № 7. – С 225–229.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Разработанные дополнительные и уточненные стандарты корпоративного управления для российских генерирующих компаний электроэнергетики

МОТИВИРОВАННОСТЬ

- наличие Положения «О выплате членам Совета директоров вознаграждений и компенсаций»,
- наличие показателей оценки и расчетной формулы определения вознаграждений членов СД и Генерального директора от результативности компаний и личного участия в заседаниях.

НАДЗОРНОСТЬ

- присутствие в составе Комитета по аудиту при СД не менее 75% независимых директоров,
- функциональная подчиненность СД внутреннего аудита и независимость внешнего аудита от исполнительных органов управления,
- создание Комитета по этике при СД, либо наделение одного из его членов такими полномочиями,
- введение контроля за доходами высшего руководства путем предоставления годовых деклараций в Комитет по этике,
- создание Комиссии по новому строительству при СД или возложение ее функций на Комитет по стратегии для контроля за формированием и реализацией инвестиционной программы, в том числе над целевым и эффективным использованием инвестиционных средств.

ДОБРОСОВЕСТНОСТЬ

- наличие Кодекса корпоративной этики во внутренних документах компаний,
- недопустимость формулирования требований к потенциальным членам СД под конкретных людей,

- введение фидуциарных обязанностей для членов СД, обязывающих их работать в интересах компаний и всех акционеров, рационально и эффективно распоряжаться активами, повышать стоимость компаний,
- наличие мер ответственности высшего руководства за ненадлежащее и несвоевременное исполнение обязанностей,
- ограничения на замещение должностей всех уровней управления близкими родственниками.

СПРАВЕДЛИВОСТЬ

- наличие во внутренних документах Положения «О дивидендной политике»,
- обеспечение равных прав для всех акционеров на получение дивидендов,
- прозрачность критериев для определения размеров дивидендов и корпоративных процедур по их выплатам,

ПРОЗРАЧНОСТЬ

- раскрытие информации о каждом акционере, владеющем более 1% акций компании и других компаний,
- раскрытие бенефициарных собственников,
- публикация годовой бухгалтерской отчетности по РСБУ до завершения первого квартала текущего года,
- публикация сводной (консолидированной) годовой бухгалтерской отчетности по МСФО по истечении четырех месяцев текущего года,
- публикация заключений внешнего Аудитора по всей годовой отчетности компании (по которой они необходимы) за тридцать дней до Годового общего собрания акционеров,
- публикация промежуточной (квартальной) отчетности по МСФО не позднее завершения следующего за ним месяца,
- раскрытие дивидендной истории,
- раскрытие информации о количестве очных и заочных заседаний, личного участия в них каждого из членов СД,

- публикация вознаграждений членов СД и Генерального директора (Управляющей организации) и способов их начисления,
- публикация основных условий Договора с Генеральным директором (Управляющей организацией),
- раскрытие информации о стратегии компаний.

ПОДОТЧЕТНОСТЬ

- обязательное присутствие в СД четверти реально независимых директоров,
- профессионализм членов СД и необходимость опыта работы в профильных областях,
- личное участие всех членов в заседаниях СД для коллегиального принятия решений,
- наличие ограничений на сроки пребывания в составе СД (5-7 лет),
- дополнительное участие членов СД в работе не более трех компаний и организаций,
- осуществление аудиторской, кадровой и политики вознаграждений высшего руководства только через профильные Комитеты при СД.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Математическое описание модели ФИНЭКОМ

Внешние параметры развития компании

• Ставки налогов в году t :

- на добавленную стоимость γ_t^{dc} ;
- прибыль γ_t^E ;
- имущество γ_t^{IM} ;
- подоходного налога $\gamma_t^{ПН}$;

• Ставки отчислений по единому социальному налогу в году t γ_t^{EC} :

- в пенсионный фонд $\gamma_t^{ПФ}$;
- фонд социального страхования $\gamma_t^{СС}$;
- фонд обязательного медицинского страхования $\gamma_t^{МС}$.

• Ставки процентов в году t по:

- краткосрочным кредитам $\gamma_t^{ПЦК}$;
- долгосрочным кредитам $\gamma_t^{ПЦД}$.

• Тарифы в году t на:

- покупную электроэнергию $\gamma_t^{ПЭ}$;
- покупную теплоэнергию $\gamma_t^{ПТ}$;
- отпускную электроэнергию $\gamma_t^{ОЭ}$;
- отпускную теплоэнергию $\gamma_t^{ОТ}$.

• Цена условного топлива в году t $\gamma_t^{ЦТ}$.

• Уровень инфляциив году t $\gamma_t^{ИН}$.

Производство энергии

Установленная эл. мощность $N_t^{\ominus}$ на начало года t :

$$N_t^{\ominus} = N_{t-1}^{\ominus} - N_{t-1}^{BB\ominus} + N_{t-1}^{BB\ominus}, \text{ где} \quad (1)$$

$N_{t-1}^{\ominus}$ – установленная эл. мощность на начало года $t-1$;

$N_{t-1}^{BB\ominus}$ – выбытие эл. мощностей к концу году $t-1$;

$N_{t-1}^{BB\ominus}$ – вводы эл. мощностей к концу года $t-1$.

Выработка электроэнергии в году t $W_t^{\ominus}$:

$$W_t^{\mathcal{O}} = N_t^{\mathcal{O}} \cdot \mathcal{C}_t^{\mathcal{O}}, \text{ где} \quad (2)$$

$\mathcal{C}_t^{\mathcal{O}}$ – число часов использования установленной эл. мощности в году t.

Отпуск электроэнергии с шин в году t $O_t^{\mathcal{O}III}$:

$$O_t^{\mathcal{O}III} = W_t^{\mathcal{O}} \cdot (1 - \gamma_t^{\mathcal{C}O}), \text{ где} \quad (3)$$

$W_t^{\mathcal{O}}$ – выработка электроэнергии в году t;

$\gamma_t^{\mathcal{C}O}$ – ставка процента расхода электроэнергии в году t на собственные нужды.

Установленная тепловая мощность на начало года t N_t^T :

$$N_t^T = N_{t-1}^T - N_{t-1}^{BBT} + N_{t-1}^{BBT}, \text{ где} \quad (4)$$

N_{t-1}^T – установленная тепловая мощность на начало года t-1;

N_{t-1}^{BBT} – выбытие тепловых мощностей к концу года t-1;

N_{t-1}^{BBT} – вводы тепловых мощностей к концу года t-1.

Отпуск тепловой энергии с коллекторов в году t W_t^T :

$$W_t^T = N_t^T \cdot \mathcal{C}_t^T, \quad (5)$$

$\mathcal{C}_t^T$ – число часов использования тепловой мощности в году t.

Полезный отпуск электроэнергии в году t $O_t^{\mathcal{O}O}$:

$$O_t^{\mathcal{O}O} = O_t^{\mathcal{O}III} + \Pi_t^{\mathcal{O}ON}, \quad (6)$$

$O_t^{\mathcal{O}III}$ – отпуск электроэнергии с шин в году t;

$\Pi_t^{\mathcal{O}ON}$ – покупная электроэнергия в году t.

Полезный отпуск тепла в году t $O_t^{\mathcal{O}T}$:

$$O_t^{\mathcal{O}T} = W_t^T + \Pi_t^{\mathcal{O}TN}, \text{ где} \quad (7)$$

W_t^T – отпуск тепловой энергии с коллекторов в году t;

$\Pi_t^{\mathcal{O}TN}$ – покупная тепловая энергия в году t.

Инвестиционная программа

Инвестиционная программа компании упрощена и представлена в виде заданных по инвестиционному проекту значений вводов генерирующих мощностей $N_t^{BB\mathcal{O}}$, N_t^{BBT} в электро – и теплогенерации, соответственно, а также заданных значений стоимости вводимых мощностей $\Phi_t^{BB\mathcal{O}}$, Φ_t^{BBT} по годам расчетного периода.

Суммарная стоимость вводимых мощностей (основных фондов) по производству энергии в году t Φ_t^{BB} :

$$\Phi_t^{BB} = \Phi_t^{BB\mathcal{O}} + \Phi_t^{BBT} \quad (8)$$

Амортизация

Балансовая стоимость основных фондов (основные средства) на начало года t Φ_t^{BH} :

$$\Phi_t^{BH} = \Phi_{t-1}^{BH} - \Phi_{t-1}^{BB} + \Phi_{t-1}^{BB}, \text{ где} \quad (9)$$

Φ_{t-1}^{BH} – основные средства на начало года $t-1$;

Φ_{t-1}^{BB} – выбывающие основные средства в году $t-1$;

Φ_{t-1}^{BB} – вводимые основные средства в году $t-1$.

То есть $\Phi_t^{BH} = \Phi_{t-1}^{BK}$,

Φ_{t-1}^{BK} – основные средства на конец года $t-1$.

Амортизация основных фондов в году t A_t :

$$A_t = \Phi_t^{BH} \cdot \gamma_t^A, \text{ где} \quad (10)$$

γ_t^A – норма амортизации в году t .

Остаточная стоимость основных фондов:

на начало года t Φ_t^{BHO} :

$$\Phi_t^{BHO} = \Phi_{t-1}^{BK} - A_{t-1}; \quad (11)$$

на конец года t Φ_t^{BKO} :

$$\Phi_t^{BKO} = \Phi_t^{BHO} + \Phi_t^{BB} - \Phi_t^{BB} - A_t; \quad (12)$$

Среднегодовые основные средства в году t Φ_t^C :

$$\Phi_t^C = (\Phi_t^{BHO} + \Phi_t^{BKO}) / 2, \quad (13)$$

Топливо

Расход условного топлива на производство электроэнергии в году t $P_t^{TЭ}$:

$$P_t^{TЭ} = \gamma_t^{TЭ} \cdot O_t^{ЭШ}, \text{ где} \quad (14)$$

$\gamma_t^{TЭ}$ – удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию в году t ;

Расход условного топлива на производство тепла в году t P_t^{TT} :

$$P_t^{TT} = \gamma_t^{TT} \cdot W_t^T, \text{ где} \quad (15)$$

γ_t^{TT} – удельный расход условного топлива на отпущенную теплоэнергию в году t ;

Расход условного топлива на производство энергии в году t P_t^T :

$$P_t^T = P_t^{TЭ} + P_t^{TT}. \quad (16)$$

Стоимость условного топлива на производство энергии в году t Π_t^T :

$$\Pi_t^T = \gamma_t^{\Pi T} \cdot P_t^T, \text{ где} \quad (17)$$

$\gamma_t^{\Pi T}$ – цена условного топлива в году t с учетом инфляции:

$$\gamma_t^{ЦТ} = \gamma_{t-1}^{ЦТ} \cdot \gamma_t^{ИН} : \quad (18)$$

Финансовые результаты

Доходы от основной деятельности в году t $D_t^{ОД}$:

$$D_t^{ОД} = B_t^{\mathcal{O}} \quad (19)$$

Выручка от реализации энергии в году t $B_t^{\mathcal{O}}$:

$$B_t^{\mathcal{O}} = B_t^{\mathcal{ЭЭ}} + B_t^{T\mathcal{Э}}, \text{ где} \quad (20)$$

$B_t^{\mathcal{ЭЭ}}$ – выручка от реализации электроэнергии в году t ;

$B_t^{T\mathcal{Э}}$ – выручка от реализации тепла в году t .

Выручка от реализации электроэнергии в году t $B_t^{\mathcal{ЭЭ}}$:

$$B_t^{\mathcal{ЭЭ}} = \gamma_t^{ОЭ} \cdot O_t^{\mathcal{ЭЭ}}, \text{ где} \quad (21)$$

$\gamma_t^{ОЭ}$ – тариф на отпускную электроэнергию в году t ;

Выручка от реализации тепла в году t $B_t^{T\mathcal{Э}}$:

$$B_t^{T\mathcal{Э}} = \gamma_t^{ОТ} \cdot O_t^{T\mathcal{Э}}, \quad (22)$$

$\gamma_t^{ОТ}$ – тариф на отпускную тепловую энергию в году t ;

Расходы по основной деятельности в году t $P_t^{ОД}$:

$$P_t^{ОД} = Ц_t^T + З_t^П + T_t^{EC} + П_t^{\mathcal{Э}} + A_t + T_t^{ИМ} + T_t^{СПР} + P_t^{СПР}, \text{ где} \quad (23)$$

$Ц_t^T$ – топливные издержки на производство энергии в году t ;

$З_t^П$ – заработная плата в году t ;

T_t^{EC} – единый социальный налог в году t ;

$П_t^{\mathcal{Э}}$ – затраты на покупную энергию в году t ;

A_t – амортизация в году t ;

$T_t^{ИМ}$ – налог на имущество в году t ;

$T_t^{СПР}$ – прочие налоги в себестоимости в году t ;

$P_t^{СПР}$ – прочие расходы в себестоимости в году t .

Затраты на покупную энергию в году t $П_t^{\mathcal{Э}}$:

$$П_t^{\mathcal{Э}} = П_t^{\mathcal{ЭЭ}} + П_t^{T\mathcal{Э}}, \text{ где} \quad (24)$$

$П_t^{\mathcal{ЭЭ}}$ – затраты на покупную электроэнергию в году t ;

$П_t^{T\mathcal{Э}}$ – затраты на покупную теплоэнергию в году t .

Затраты на покупную электроэнергию в году t $П_t^{\mathcal{ЭЭ}}$:

$$П_t^{\mathcal{ЭЭ}} = \gamma_t^{ПЭ} \cdot П_t^{\mathcal{ЭЭ}N}, \text{ где} \quad (25)$$

$\gamma_t^{ПЭ}$ – тариф на покупную электроэнергию в году t ;

$\Pi_t^{\text{ЭЭН}}$ – объем покупной электроэнергии в году t .

Затраты на покупную теплоэнергию в году t $\Pi_t^{\text{ЭТ}}$:

$$\Pi_t^{\text{ЭТ}} = \gamma_t^{\text{ПТ}} \cdot \Pi_t^{\text{ЭТН}}, \text{ где} \quad (26)$$

$\gamma_t^{\text{ПТ}}$ – тариф на покупную теплоэнергию в году t ;

$\Pi_t^{\text{ЭТН}}$ – объем покупной теплоэнергии в году t .

Прибыль от основной деятельности в году t $E_t^{\text{ОД}}$:

$$E_t^{\text{ОД}} = B_t^{\text{Э}} - P_t^{\text{ОД}}, \quad (27)$$

Прибыль до выплаты процентов и налога на прибыль в году t $E_t^{\text{БИТ}}$:

$$E_t^{\text{БИТ}} = E_t^{\text{ОД}} + D_t^{\text{ИМ}} + D_t^{\text{БР}}, \text{ где} \quad (28)$$

$D_t^{\text{ИМ}}$ – доходы от продажи имущества в году t ;

$D_t^{\text{БР}}$ – внереализационные доходы в году t .

Прибыль до выплаты налога на прибыль в году t $E_t^{\text{БТ}}$:

$$E_t^{\text{БТ}} = E_t^{\text{БИТ}} - K_t^{\text{ПЦ}}, \text{ где} \quad (29)$$

$K_t^{\text{ПЦ}}$ – проценты по кредитам в году t .

Чистая прибыль в году t $E_t^{\text{Ч}}$:

$$E_t^{\text{Ч}} = E_t^{\text{БТ}} - T_t, \text{ где} \quad (30)$$

T_t – расходы по налогу на прибыль в году t .

Нераспределенная прибыль в году t $E_t^{\text{Н}}$:

$$E_t^{\text{Н}} = E_t^{\text{Ч}} - D_t, \text{ где} \quad (31)$$

D_t – величина дивидендов в году t .

Нераспределенная прибыль нарастающим итогом в году t $E_t^{\text{НН}}$:

$$E_t^{\text{НН}} = E_{t-1}^{\text{НН}} + E_t^{\text{Н}}. \quad (32)$$

Налоги

Налог на добавленную стоимость в году t $T_t^{\text{ДС}}$:

$$T_t^{\text{ДС}} = \gamma_t^{\text{ДС}} \cdot B_t^{\text{Э}}, \text{ где} \quad (33)$$

$\gamma_t^{\text{ДС}}$ – ставка налога на добавленную стоимость;

$B_t^{\text{Э}}$ – выручка от реализации энергии.

Единый социальный налог в году t $T_t^{\text{ЕС}}$:

$$T_t^{\text{ЕС}} = T_t^{\text{ПФ}} + T_t^{\text{СС}} + T_t^{\text{МС}}, \text{ где} \quad (34)$$

$T_t^{\text{ПФ}}$ – отчисления в пенсионный фонд в году t :

$$T_t^{\text{ПФ}} = \gamma_t^{\text{ПФ}} \cdot Z_t^{\text{П}}, \text{ где} \quad (35)$$

$\gamma_t^{ПФ}$ – ставка отчислений в пенсионный фонд в году t;

$З_t^П$ – зарплата в году t.

T_t^{CC} – отчисления в фонд социального страхования в году t:

$$T_t^{CC} = \gamma_t^{CC} \cdot З_t^П, \text{ где} \quad (36)$$

γ_t^{CC} – ставка отчислений в фонд социального страхования в году t.

T_t^{MC} – отчисления в фонд медицинского страхования в году t:

$$T_t^{MC} = \gamma_t^{MC} \cdot З_t^П, \text{ где} \quad (37)$$

γ_t^{MC} – ставка отчислений в фонд медицинского страхования в году t.

Подоходный налог в году t $T_t^{ПН}$:

$$T_t^{ПН} = \gamma_t^{ПН} \cdot З_t^П, \text{ где} \quad (38)$$

$\gamma_t^{ПН}$ – ставка подоходного налога в году t.

Налог на имущество в году t $T_t^{ИМ}$:

$$T_t^{ИМ} = \gamma_t^{ИМ} \cdot \Phi_t^C, \text{ где} \quad (39)$$

$\gamma_t^{ИМ}$ – ставка налога на имущество в году t;

Φ_t^C – среднегодовая стоимость основных фондов в году t.

Прочие налоги в себестоимости в году t $T_t^{СПР}$.

Налог на прибыль в году t T_t^E :

$$T_t^E = \gamma_t^E \cdot E_t^{BT}, \text{ если } E_t^{BT} > 0 \quad (40)$$

$T_t^E = 0$, если $E_t^{BT} < 0$, где

γ_t^E – ставка налога на прибыль в году t;

E_t^{BT} – прибыль до налога на прибыль в году t.

Расходы по налогу на прибыль в году t T_t :

$$T_t = T_t^E + T_t^{ЕПР}, \text{ где} \quad (41)$$

$T_t^{ЕПР}$ – прочие расходы по налогу на прибыль в году t.

Обслуживание долга

Сальдо долгосрочных кредитов в году t K_t^C :

$$K_t^C = K_{t-1}^C - K_t^{ПГД} + K_t^Д, \text{ где} \quad (42)$$

$K_t^{ПГД}$ – объем погашения долгосрочных кредитов в году t;

$K_t^Д$ – долгосрочные кредиты в году t.

Выплата процентов по кредитам в году t $K_t^{ПЦ}$:

$$K_t^{ПЦ} = K_t^{ПЦК} + K_t^{ПЦД}, \text{ где} \quad (43)$$

$K_t^{ПЦК}$ – выплата процентов по краткосрочным кредитам в году t ;
 $K_t^{ПЦД}$ – выплата процентов по долгосрочным кредитам в году t .

В свою очередь:

$$K_t^{ПЦК} = \gamma_{t-1}^{ПЦК} \cdot K_{t-1}^K, \text{ где} \quad (44)$$

$\gamma_{t-1}^{ПЦК}$ – ставка процента по краткосрочным кредитам в год займа $t-1$;

K_{t-1}^K – размер краткосрочного кредита в год займа $t-1$.

$$K_t^{ПЦД} = \gamma_{t-1}^{ПЦД} \cdot K_{t-1}^C, \text{ где} \quad (45)$$

$\gamma_{t-1}^{ПЦД}$ – ставка процента по долгосрочным кредитам в $t-1$ году;

K_{t-1}^C – сальдо по долгосрочным кредитам года $t-1$.

Периоды оборота оборотных средств

Период оборота запасов в году t β_t^3 .

Периоды расчета в году t с:

- дебиторами $\beta_t^Д$;
- поставщиками топлива $\beta_t^Т$;
- поставщиками покупной энергии $\beta_t^{ПЭ}$.

Периоды выплаты в году t :

- заработной платы $\beta_t^{ЗП}$;
- налога на заработную плату $\beta_t^{ТЗП}$;
- налога на имущество $\beta_t^{ТИМ}$;
- налогов в себестоимости $\beta_t^{ТПР}$;
- налога на прибыль $\beta_t^{ТЕ}$.

Баланс

Оборотные активы в году t $A_t^{ОБ}$:

$$A_t^{ОБ} = D_t^{СИТ} + I_t^\Phi + Z_t^T + Z_t^Д + A_t^{ОБП}, \text{ где} \quad (46)$$

$D_t^{СИТ}$ – денежные средства в году t ;

I_t^Φ – ценные бумаги в году t ;

Z_t^T – запасы топлива в году t ;

$Z_t^Д$ – дебиторская задолженность в году t ;

$A_t^{ОБП}$ – прочие оборотные активы в году t .

$$Z_t^T = (Ц_t^T \cdot \beta_t^3) / 365, \text{ где} \quad (47)$$

$Ц_t^T$ – стоимость условного топлива на производство энергии в году t ;

β_t^3 – период оборота запасов в году t ;

365 – количество дней в году.

$$3_t^D = (B_t^D \cdot \beta_t^D) / 365, \text{ где} \quad (48)$$

B_t^D – выручка от реализации энергии в году t ;

β_t^D – период расчета с дебиторами в году t .

Внеоборотные активы в году t A_t^{BO} :

$$A_t^{BO} = \Phi_t^{BKO} + A_t^{BOП}, \text{ где} \quad (49)$$

Φ_t^{BKO} – остаточная стоимость основных фондов на конец года t ;

$A_t^{BOП}$ – прочие внеоборотные активы в году t .

Суммарные активы в году t $A_t^{ИТ}$:

$$A_t^{ИТ} = A_t^{ОБ} + A_t^{BO}. \quad (50)$$

Краткосрочные обязательства в году t 3_t^{KK} :

$$3_t^{KK} = 3_t^{КП} + 3_t^{КЗП} + 3_t^{КТ} + 3_t^{КПП}, \text{ где}$$

$3_t^{КП}$ – кредиторская задолженность перед поставщиками в году t ;

$3_t^{КЗП}$ – кредиторская задолженность персоналу в году t ;

$3_t^{КТ}$ – налоговые обязательства перед бюджетом в году t ;

$3_t^{КПП}$ – прочие краткосрочные обязательства в году t .

Кредиторская задолженность перед поставщиками в году t $3_t^{КП}$:

$$3_t^{КП} = (Ц_t^T \cdot \beta_t^T + П_t^D \cdot \beta_t^{ИД}) / 365, \text{ где} \quad (51)$$

$Ц_t^T$ – стоимость топлива в году t ;

β_t^T – период расчета с поставщиками за топливо в году t ;

$П_t^D$ – стоимость покупной энергии в году t ;

$\beta_t^{ИД}$ – период расчета с поставщиками за покупную энергию в году t .

Кредиторская задолженность персоналу в году t $3_t^{КЗП}$:

$$3_t^{КЗП} = (3_t^П \cdot \beta_t^{ЗП}) / 365, \text{ где} \quad (52)$$

$3_t^П$ – заработная плата в году t ;

$\beta_t^{ЗП}$ – период выплаты зарплаты в году t .

Налоговые обязательства перед бюджетом в году t $3_t^{КТ}$:

$$3_t^{КТ} = (T_t^{ЕС} \cdot \beta_t^{ТЗП} + T_t^{ИМ} \cdot \beta_t^{ИМ} + T_t^{СНП} \cdot \beta_t^{ТНП} + T_t^E \cdot \beta_t^{ТЕ}) / 365, \text{ где} \quad (53)$$

$T_t^{ЕС}$ – единый социальный налог в году t ;

$\beta_t^{ТЗП}$ – период выплаты налога на зарплату в году t ;

$T_t^{ИМ}$ – налог на имущество в году t ;

β_t^{IM} – период выплаты налога на имущество в году t ;

T_t^{CIP} – прочие налоги в себестоимости в году t ;

β_t^{TPP} – период выплаты прочих налогов в себестоимости в году t ;

T_t^E – налог на прибыль в году t ;

β_t^{TE} – период выплаты налога на прибыль в году t .

Долгосрочные обязательства в году t Z_t^{KD} :

$$Z_t^{KD} = K_t^C + Z_t^{KDP}, \text{ где} \quad (54)$$

K_t^C – сальдо по долгосрочным кредитам года t ;

Z_t^{KDP} – прочие долгосрочные обязательства в году t .

Суммарные обязательства в году t Z_t^{OB} :

$$Z_t^{OB} = Z_t^{KK} + Z_t^{KD}. \quad (55)$$

Собственный капитал в году t C_t^K :

$$C_t^K = C_t^A + \Xi_t^A + E_t^{HH}, \text{ где} \quad (56)$$

C_t^A – акционерный капитал в году t ;

Ξ_t^A – дополнительная эмиссия акций в году t ;

E_t^{HH} – нераспределенная прибыль нарастающим итогом.

Движение денежных средств

Денежные средства от основной деятельности в году t D_t^{OC} :

$$D_t^{OC} = E_t^q + A_t + \Delta Z_t^{PK}, \text{ где} \quad (57)$$

E_t^q – чистая прибыль в году t ;

A_t – амортизация в году t ;

ΔZ_t^{PK} – изменение работающего капитала в году t .

$$\Delta Z_t^{PK} = \Delta Z_t^D + \Delta Z_t^T + \Delta Z_t^K, \text{ где} \quad (58)$$

ΔZ_t^D – изменение дебиторской задолженности в году t ;

ΔZ_t^T – изменение запасов топлива в году t ;

ΔZ_t^K – изменение кредиторской задолженности в году t .

Денежные средства от инвестиционной деятельности в году t D_t^{IH} :

$$D_t^{IH} = D_t^{IM} - I_t^\Phi - \Phi_t^{BB}, \text{ где} \quad (59)$$

D_t^{IM} – продажа активов в году t ;

I_t^Φ – финансовые инвестиции в году t ;

Φ_t^{BB} – приобретение долгосрочных активов в году t .

Денежные средства от финансовой деятельности в году t D_t^Φ :

$$D_t^\Phi = K_t + \mathcal{E}_t - K_t^{III} - D_t, \quad (60)$$

K_t – кредиты в году t ;

$\mathcal{E}_t$ – дополнительная эмиссия акций в году t ;

K_t^{III} – погашение кредитов в году t ;

D_t – дивиденды по акциям компании в году t .

$$K_t = K_t^K + K_t^D, \quad (61)$$

K_t^K – краткосрочные кредиты в году t ;

K_t^D – долгосрочные кредиты в году t .

$$K_t^{III} = K_t^{IIIK} + K_t^{IIID}, \quad (62)$$

K_t^{IIIK} – погашение краткосрочных кредитов в году t ;

K_t^{IIID} – погашение долгосрочных кредитов в году t .

Денежные средства компании в году t D_t^{INT} :

$$D_t^{INT} = D_t^{OC} - D_t^{III} + D_t^\Phi. \quad (63)$$

Скорректированный поток денежных средств D_t^{CINT} ,

$$D_t^{CINT} = D_{t-1}^{CINT} + D_t^{INT}. \quad (64)$$

Ключевые финансовые показатели

Рентабельность продаж:

$$ROS_t = \frac{E_t^{BIT}}{B_t^\mathcal{E}}. \quad (65)$$

Оборачиваемость активов:

$$AT_t = \frac{B_t^\mathcal{E}}{(A_{t-1}^{INT} + A_t^{INT})/2}. \quad (66)$$

Доходность активов:

$$ROA_t = \frac{E_t^{BIT}}{(A_{t-1}^{INT} + A_t^{INT})/2}. \quad (67)$$

Доходность собственного капитала:

$$ROE_t = \frac{E_t^q}{(C_{t-1}^K + C_t^K)/2}. \quad (68)$$

Рентабельность по EBITDA:

$$EBITDA_t = \frac{E_t^{BITDA}}{B_t^\mathcal{E}}. \quad (69)$$

Текущая ликвидность:

$$DTA_t = \frac{A_t^{OB}}{Z_t^{KK}}. \quad (70)$$

Быстрая ликвидность:

$$QR_t = \frac{D_t^{ИТ} + Z_t^Д}{Z_t^{KK}}. \quad (71)$$

Абсолютная ликвидность:

$$AR_t = \frac{D_t^{ИТ}}{Z_t^{KK}} \quad (72)$$

Финансовая независимость

$$EA_t = \frac{D_t^{ИТ}}{A_t^{ИТ}} \quad (73)$$

Динамика дебиторской задолженности:

$$Z_t^{ДД} = (Z_t^Д - Z_{t-1}^Д) / Z_{t-1}^Д \quad (74)$$

Динамика кредиторской задолженности:

$$Z_t^{КД} = ((Z_t^{КП} + Z_t^{КЗП} + Z_t^{КТ}) - (Z_{t-1}^{КП} + Z_{t-1}^{КЗП} + Z_{t-1}^{КТ})) / (Z_{t-1}^{КП} + Z_{t-1}^{КЗП} + Z_{t-1}^{КТ}) \quad (75)$$

Соотношение дебиторской и кредиторской задолженностей:

$$Z_t^{ДКС} = Z_t^Д / (Z_t^{КП} + Z_t^{КЗП} + Z_t^{КТ}) \quad (76)$$

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Вариантные расчеты развития филиала Коми ОАО «ТГК-9»

Таблица П. 3. 1

Расчет ключевых финансовых показателей (вариант В1 – «без развития»)

1. Внешние условия развития														
Ставки, нормы	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Налоги :														
на добавленную стоимость		20,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%
прибыль		24,0%	24,0%	24,0%	24,0%	24,0%	24,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%
имущество		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
подходный		13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%
Единый социальный налог		35,6%	35,6%	26,0%	26,0%	26,0%	26,0%	26,0%	26,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%
пенсионный фонд		28,0%	28,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	26,0%	26,0%	26,0%	26,0%	26,0%
фонд социального страхования		4,0%	4,0%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	5,1%	5,1%	5,1%	5,1%	5,1%
фонд обязат. мед. страхования		3,6%	3,6%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
Ставки процентов по:														
краткосрочным кредитам		20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%
долгосрочным кредитам		25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%
Тарифы на:														
покупную электроэнергию	коп/кВтч	44	48	49	56	60	68	72	77	83	88	94	101	107
покупную тепловую энергию	руб/Гкал	327	416	416	446	477	501	536	562	562	562	562	562	562
отпускную электроэнергию	коп/кВтч	125	138	126	126	142	148	154	160	167	173	180	187	195
отпускную тепловую энергию	руб/Гкал	370	443	415	415	458	473	489	505	522	539	557	579	594
Цена топлива	руб/тут	872	913	985	1053	1118	1190	1262	1335	1361	1388	1414	1440	1467
Уровень инфляции		12,0%	11,7%	10,9%	9,0%	11,9%	13,3%	8,8%	8,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%
2. Производство энергии														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Установленная электрическая мощность	МВт	740	740	740	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690
Выбытие мощностей	МВт	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31
Ввод мощностей	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Число часов исп. уст. элект. мощности (действ.)	час	4089	4189	4097	4257	4326	4326	4326	4326	4326	4326	4326	4326	4326
Число часов исп. уст. элект. мощности (новые)	час	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Выработка электроэнергии	млн. кВтч	3023	3098	3030	2937	2985	2985	2985	2985	2985	2985	2985	2985	2985
Расход эл. энергии на собств. нужды		7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%
	млн. кВтч	227	229	224	217	221	221	221	221	221	221	221	221	221
Отпуск эл. энергии с шин	млн. кВтч	2797	2869	2806	2720	2764	2764	2764	2764	2764	2764	2764	2764	2764
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2812	2812	2812	2812	2812	2812	2803	2803	2803	2803	2803	2803	2803
Выбытие тепловых мощностей	Гкал/ч	0	0	0	0	0	9	0	0	0	0	0	0	0
Ввод тепловых мощностей	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Число часов исп. тепловых мощностей (дейст.)	час	2354	2382	2509	2256	2578	2593	2611	2628	2636	2646	2662	2662	2662
Число часов исп. тепловых мощностей (нов.)	час	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск тепл. энергии с коллекторов	тыс. Гкал	6621	6699	7055	6344	7249	7292	7319	7367	7389	7417	7462	7462	7462
Покупная электроэнергия	млн. кВтч	3041	3085	3045	3118	3243	3506	3779	4063	4359	4666	4986	5319	5664
Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	50	56	62	63	223	357	486	614	658	699	719	786	853
Полезный отпуск электроэнергии	млн. кВтч	4658	4763	4681	5021	5166	5392	5627	5871	6126	6390	6665	6951	7248
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	5964	6019	6341	5708	6658	6815	6954	7111	7170	7231	7289	7349	7408
3. Инвестиционная программа														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Вводы эл. генерирующих мощностей	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Вводы тепловых мощностей	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Стоимость вводов эл. и тепловых мощностей:	млн. руб	746	580	383	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0
эл. мощностей	млн. руб	0	580	383	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в т.ч. основные средства	млн. руб													
тепловых мощностей	млн. руб	0	0	0	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в т.ч. основные средства	млн. руб													
4. Амортизация														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Балансовая стоимость основных фондов	млн. руб	9770	10516	11096	11479	11534	11534	11534	11534	11534	11534	11534	11534	11534
Выбытие основных фондов	млн. руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Вводы эл. и тепловых мощностей	млн. руб	746	580	383	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Норма амортизации		5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%

Амортизация	млн. руб	489	526	555	574	577	577	577	577	577	577	577	577	577
Остаточная стоимость основных фондов														
на начало года	млн. руб	9582	9840	9894	9722	9203	8627	8050	7473	6897	6320	5743	5166	4590
на конец года	млн. руб	9840	9894	9722	9203	8627	8050	7473	6897	6320	5743	5166	4590	4013
среднегодовая	млн. руб	9711	9867	9808	9463	8915	8338	7762	7185	6608	6032	5455	4878	4301
5. Топливо														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Уд. расход топлива на отпущ. электроэнергию	г/кВтч	411	411	414	413	413	413	413	413	413	413	413	413	413
на отпущ. э/э на новых мощностях	г/кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расход топлива на производство электроэнергии	тыс. тут	1150	1180	1162	1122	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140
Уд. расход топлива на отпущ. тепло	кг/Гкал	161	160	163	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162
Расход топлива на производство тепла	тыс. тут	1065	1074	1146	1030	1177	1184	1189	1196	1200	1205	1212	1212	1212
Расход топлива на производство энергии	тыс. тут	2215	2254	2308	2152	2317	2324	2329	2336	2340	2345	2352	2352	2352
Стоимость топлива на выработку энергии	млн. руб	1931	2058	2272	2267	2590	2766	2939	3118	3185	3253	3325	3388	3450
6. Финансовые результаты														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Доходы от основной деятельности	млн. руб	8031	9241	8529	8695	10406	11210	12064	12997	13945	14970	16068	17281	18535
Выручка от реализации энергии:	млн. руб	8031	9241	8529	8695	10406	11210	12064	12997	13945	14970	16068	17281	18535
электроэнергии	млн. руб	5823	6573	5898	6326	7356	7985	8665	9406	10205	11074	12010	13026	14135
тепловой энергии	млн. руб	2208	2668	2632	2369	3050	3225	3399	3591	3740	3896	4057	4255	4401
Расходы по основной деятельности	млн. руб	7850	8777	8971	9487	10318	11158	11955	12891	13891	14909	15982	17299	18532
Топливо	млн. руб	1931	2058	2272	2267	2590	2766	2939	3118	3185	3253	3325	3388	3450
Заработная плата	млн. руб	1108	1312	1340	1501	1666	1791	1926	2070	2225	2392	2572	2765	2972
Налоги на зарплату	млн. руб	394	467	349	390	433	466	501	538	757	813	874	940	1010
Покупная энергия:	млн. руб	1354	1504	1518	1768	2049	2545	2988	3486	3970	4509	5101	5793	6563
электроэнергия	млн. руб	1338	1481	1492	1740	1942	2366	2728	3141	3600	4116	4697	5351	6084
тепловая энергия	млн. руб	16	23	26	28	106	179	260	345	370	393	405	442	480
Амортизация	млн. руб	489	526	555	574	577	577	577	577	577	577	577	577	577
Налог на имущество	млн. руб	194	197	196	189	178	167	155	144	132	121	109	98	86
Прочие налоги в себестоимости	млн. руб	195	215	234	242	249	249	249	249	249	249	249	249	249

Прочие расходы в себестоимости	млн. руб	2185	2499	2508	2557	2577	2598	2620	2710	2796	2996	3174	3492	3625
Прибыль от основной деятельности	млн. руб	181	464	-442	-792	88	52	110	106	54	61	86	-18	3
Доходы от реализации имущества	млн. руб													
Внереализационные доходы	млн. руб	-198	-222	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
Прибыль до налога на прибыль и процентов	млн. руб	-16	242	-302	-652	228	192	250	246	194	201	226	122	143
Выплата процентов	млн. руб	113	98	128	101	68	68	68	68	68	68	68	68	68
Прибыль до налога на прибыль	млн. руб	-129	144	-430	-753	159	124	181	177	126	133	158	54	75
Расходы по налогу на прибыль	млн. руб	73	124	90	90	128	120	126	125	115	116	121	101	105
Чистая прибыль	млн. руб	-202	20	-520	-843	31	4	55	52	11	16	36	-47	-30
Дивиденды	млн. руб	71	124	113	0	0	17	22	22	33	44	54	65	71
Нераспределенная прибыль	млн. руб	-273	-104	-632	-843	31	-12	33	30	-22	-28	-18	-112	-101
нарастающим итогом	млн. руб	-6524	-6627	-7259	-8103	-8071	-8084	-8050	-8021	-8043	-8070	-8088	-8200	-8301
7. Налоги														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Налог на добавленную стоимость	млн. руб	1607	1663	1535	1565	1873	2018	2172	2339	2510	2695	2892	3111	3336
Единый социальный налог	млн. руб	394	467	349	390	433	466	501	538	757	813	874	940	1010
пенсионный фонд	млн. руб	310	367	268	300	333	358	385	414	579	622	669	719	773
фонд соц. страхования	млн. руб	44	52	43	48	53	57	62	66	113	122	131	141	152
фонд обязат. мед. страхования	млн. руб	40	47	38	42	47	50	54	58	65	69	75	80	86
Подходный налог	млн. руб	144	170	174	195	217	233	250	269	289	311	334	359	386
Прочие налоги в себестоимости	млн. руб	195	215	234	242	249	249	249	249	249	249	249	249	249
Налог на имущество	млн. руб	194	197	196	189	178	167	155	144	132	121	109	98	86
Налог на прибыль	млн. руб	0	35	0	0	38	30	36	35	25	27	32	11	15
Прочие расходы по налогу на прибыль	млн. руб	73	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Расходы по налогу на прибыль	млн. руб	73	124	90	90	128	120	126	125	115	116	121	101	105
8. Обслуживание долга														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Заемные средства	млн. руб	0	385	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
краткосрочные	млн. руб	0	385	5										
долгосрочные	млн. руб	0	0											

Погашение займов	млн. руб	0	61	138	163	0	0	0	0	0	0	0	0	0
краткосрочные	млн. руб	0	33	138	163									
долгосрочные	млн. руб	0	28											
Выплата процентов	млн. руб	113	64	128	101	68	68	68	68	68	68	68	68	68
краткосрочные	млн. руб	113	57	128	101	68	68	68	68	68	68	68	68	68
долгосрочные	млн. руб	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Остаток задолженности по займам	млн. руб	314	638	505	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342
краткосрочные	млн. руб	286	638	505	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342
долгосрочные	млн. руб	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9. Баланс														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Оборотные активы	млн. Руб	1863	1996	1444	722	1253	1853	2498	3144	3738	4322	4924	5436	5973
денежные средства	млн. руб	20	-121	-568	-1321	-1166	-746	-291	150	552	930	1310	1580	1868
ценные бумаги	млн. руб	10	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
запасы	млн. руб	374	304	336	335	383	409	435	461	471	481	492	501	510
дебиторская задолженность	млн. руб	1325	1772	1636	1668	1996	2150	2314	2493	2674	2871	3081	3314	3555
прочие оборотные активы	млн. руб	134	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Внеоборотные активы	млн. руб	9999	10040	9868	9349	8772	8196	7619	7042	6466	5889	5312	4736	4159
основные средства	млн. руб	9840	9894	9722	9203	8627	8050	7473	6897	6320	5743	5166	4590	4013
прочие внеоборотные активы	млн. руб	159	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146
ИТОГО АКТИВЫ	млн. руб	11862	12036	11312	10071	10026	10049	10117	10186	10204	10211	10236	10171	10132
Краткосрочные обязательства	млн. руб	1623	2211	2779	2382	2305	2341	2375	2415	2454	2489	2532	2579	2641
счета к оплате поставщикам	млн. руб	352	377	403	426	490	557	619	687	741	800	865	939	1020
расчеты с персоналом	млн. руб	273	323	331	123	137	147	158	170	183	197	211	227	244
текущие налоговые обязательства	млн. руб	211	247	295	285	171	169	170	170	183	185	188	186	190
текущ. часть долгосроч. долга к оплате	млн. руб	0	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
прочие краткосрочные обязательства	млн. руб	786	1235	1751	1548	1508	1468	1428	1388	1348	1307	1267	1227	1187
Долгосрочные обязательства	млн. руб	971	661	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
долгосроч. кредиты банков	млн. руб	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
прочие долгосрочные обязательства	млн. руб	943	661	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	млн. руб	2594	2872	2779	2382	2305	2341	2375	2415	2454	2489	2532	2579	2641
Собственный капитал акционеров	млн. руб	9268	9165	8532	7689	7721	7708	7741	7771	7749	7722	7704	7592	7491

акционерный капитал	млн. руб	15792	15792	15792	15792	15792	15792	15792	15792	15792	15792	15792	15792	15792
(количество акций в обращении)	млн. шт.	4581	4581	4581	4581	4581	4581	4581	4581	4581	4581	4581	4581	4581
эмиссия акций	млн. руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
нераспределенная прибыль	млн. руб	-6524	-6627	-7259	-8103	-8071	-8084	-8050	-8021	-8043	-8070	-8088	-8200	-8301
ИТОГО собст. капитал и обязательства	млн. руб	11862	12036	11312	10071	10026	10049	10117	10186	10204	10211	10236	10171	10132
10. Периоды оборота оборотных средств														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Средний период расчета с дебиторами	дни.	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Средний период оборота запасов	дни.	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
Ср.период расчетов с кредиторами за топливо	дни.	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Ср.период расчетов с кредиторами на покупную энергию	дни.	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Периодичность уплаты налогов на:														
заработную плату	дни.	90	90	124	114	30	30	30	30	30	30	30	30	30
имущество	дни.	90	90	124	114	90	90	90	90	90	90	90	90	90
прибыль	дни.	90	90	124	114	85	85	85	85	85	85	85	85	85
прочих налогов	дни.	90	90	124	114	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Периодичность выплаты зарплаты	дни.	90	90	90	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
11. Движение денежных средств														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Основная деятельность	млн.руб	185	280	220	-494	195	477	517	503	475	461	475	375	399
Чистая прибыль	млн.руб	-202	20	-520	-843	31	4	55	52	11	16	36	-47	-30
Амортизация	млн.руб	489	526	555	574	577	577	577	577	577	577	577	577	577
Изменения в работающем капитале	млн.руб	-102	-266	185	-225	-413	-105	-115	-125	-112	-132	-138	-155	-148
дебиторская задолженность	млн.руб	-261	-447	137	-32	-328	-154	-164	-179	-182	-197	-211	-233	-240
запасы	млн.руб	75	70	-32	1	-48	-26	-26	-26	-10	-10	-11	-9	-9
кредиторская задолженность	млн.руб	85	112	80	-194	-37	76	75	80	79	75	83	87	102
Инвестиционная деятельность	млн.руб	756	620	423	95	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Капвложения	млн.руб	746	580	383	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Финансовые инвестиции	млн.руб	10	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40

Продажа имущества	млн.руб													
Финансовая деятельность	млн.руб	-71	200	-245	-163	0	-17	-22	-22	-33	-44	-54	-65	-71
Поступление кредитов	млн.руб	0	385	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Возврат кредитов	млн.руб	0	61	138	163	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Эмиссия акций	млн.руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дивиденды	млн.руб	0	124	113	0	0	17	22	22	33	44	54	65	71
ИТОГО денежных средств	млн.руб	-642	-140	-448	-753	155	420	455	441	402	377	381	270	288
Денежные средства на начало года	млн.руб	662	20	-121	-568	-1321	-1166	-746	-291	150	552	930	1310	1580
Скорректированный денежный поток	млн.руб	20	-121	-568	-1321	-1166	-746	-291	150	552	930	1310	1580	1868
12. Ключевые финансовые показатели														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Рентабельность продаж			0,03	-0,04	-0,08	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Оборачиваемость активов			0,77	0,73	0,81	1,04	1,12	1,20	1,28	1,37	1,47	1,57	1,69	1,83
Доходность активов			0,02	-0,03	-0,06	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01
Доходность собст. капитала			0,00	-0,06	-0,10	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00
Доходность по EBITDA			0,03	-0,03	-0,07	0,03	0,03	0,04	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
Текущая ликвидность			0,90	0,52	0,30	0,54	0,79	1,05	1,30	1,52	1,74	1,94	2,11	2,26
Быстрая ликвидность			0,75	0,38	0,15	0,36	0,60	0,85	1,09	1,31	1,53	1,73	1,90	2,05
Абсолютная ликвидность			-0,05	-0,20	-0,55	-0,51	-0,32	-0,12	0,06	0,22	0,37	0,52	0,61	0,71
Динамика дебит. задолженности			0,34	-0,08	0,02	0,20	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,08	0,07
Динамика креди. задолженности			0,13	0,08	-0,19	-0,04	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,08
Соотношение дебит. и кредит. задолж-тей			1,87	1,59	2,00	2,50	2,46	2,44	2,43	2,42	2,43	2,44	2,45	2,44
Финансовая независимость			0,76	0,75	0,76	0,77	0,77	0,77	0,76	0,76	0,76	0,75	0,75	0,74

Таблица П. 3. 2

Расчет ключевых финансовых показателей (вариант В2 – «с развитием 0»)

1. Внешние условия развития														
Ставки, нормы	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Налоги :														
на добавленную стоимость		20,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%
прибыль		24,0%	24,0%	24,0%	24,0%	24,0%	24,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%
имущество		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
походный		13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%
Единый социальный налог		35,6%	35,6%	26,0%	26,0%	26,0%	26,0%	26,0%	26,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%
пенсионный фонд		28,0%	28,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	26,0%	26,0%	26,0%	26,0%	26,0%
фонд социального страхования		4,0%	4,0%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	5,1%	5,1%	5,1%	5,1%	5,1%
фонд обязат. мед. страхования		3,6%	3,6%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
Ставки процентов по:														
краткосрочным кредитам		30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%
долгосрочным кредитам		35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%
Тарифы на:														
покупную электроэнергию	коп/кВтч	44	48	49	56	60	68	72	77	83	88	94	101	107
покупную тепловую энергию	руб/Гкал	327	416	416	446	477	501	536	562	562	562	562	562	562
отпускную электроэнергию	коп/кВтч	125	138	126	126	142	148	154	160	167	173	180	187	195
отпускную тепловую энергию	руб/Гкал	370	443	415	415	458	473	489	505	522	539	557	579	594
Цена топлива	руб/тут	872	913	954	997	1042	1088	1137	1189	1242	1298	1356	1417	1481
Уровень инфляции		12,0%	11,7%	10,9%	9,0%	11,9%	13,3%	8,8%	8,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%
2. Производство энергии														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Установленная электрическая мощность	МВт	740	740	850	910	1020	1020	1020	1020	1020	1020	1020	1020	1020
Выбытие мощностей	МВт	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31
Ввод мощностей	МВт	0	110	110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Число часов исп. уст. элект. мощности(действ.)	час	4089	4189	4097	4257	4326	4326	4326	4326	4326	4326	4326	4326	4326
Число часов исп. уст. элект. мощности (новые)	час			7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
Выработка электроэнергии	млн. кВтч	3023	3098	3822	4375	5218	5218	5218	5218	5218	5218	5218	5218	5218
Расход электроэнергии на собств. нужды		7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%

	млн. кВтч	227	229	283	324	386	386	386	386	386	386	386	386	386
Отпуск электроэнергии с шин	млн. кВтч	2797	2869	3539	4052	4832	4832	4832	4832	4832	4832	4832	4832	4832
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2812	2812	2992	3172	3352	3352	3343	3343	3343	3343	3343	3343	3343
Выбытие тепловых мощностей	Гкал/ч	0	0	0	0	0	9	0	0	0	0	0	0	0
Ввод тепловых мощностей	Гкал/ч	0	180	180	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Число часов исп. тепловых мощностей(дейст.)	час	2354	2382	2509	2256	2578	2593	2611	2628	2636	2646	2662	2662	2662
Число часов исп. тепловых мощностей (нов.)	час			2270	2270	2270	2270	2270	2270	2270	2270	2270	2270	2270
Отпуск теплоэнергии с коллекторов	тыс. Гкал	6621	6699	7464	7161	8475	8517	8548	8596	8618	8646	8691	8691	8691
Покупная электроэнергия	млн. кВтч	3041	3085	7153	6994	6887	7709	8543	9387	10263	11150	12050	12963	13888
Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	50	56	62	63	223	357	486	614	658	699	719	786	853
Полезный отпуск электроэнергии	млн. кВтч	4658	4763	9195	9499	10078	10786	11503	12229	12982	13745	14519	15303	16100
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	5964	6019	6705	6436	7750	7907	8049	8206	8265	8326	8385	8444	8504
3. Инвестиционная программа														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Вводы эл. генерирующих мощностей	МВт	0	110	110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Вводы тепловых мощностей	тыс. Гкал	0	180	180	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Стоимость вводов эл. и тепловых мощностей:	млн. руб	2695	5211	6289	3414	359	0	0	0	0	0	0	0	0
эл. мощностей	млн. руб	2666	5155	6221	3377	356	0	0	0	0	0	0	0	0
в т.ч. основные средства	млн. руб													
тепловых мощностей	млн. руб	29	56	68	37	4	0	0	0	0	0	0	0	0
в т.ч. основные средства	млн. руб													
4. Амортизация														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Балансовая стоимость основных фондов	млн. руб	9770	10516	15727	22016	25429	25789	25789	25789	25789	25789	25789	25789	25789
Выбытие основных фондов	млн. руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Вводы эл. и тепловых мощностей	млн. руб	746	5211	6289	3414	359	0	0	0	0	0	0	0	0
Норма амортизации		5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Амортизация	млн. руб	489	526	786	1101	1271	1289	1289	1289	1289	1289	1289	1289	1289
Остаточная стоимость основных фондов														
на начало года	млн. руб	9582	9840	14525	20027	22340	21428	20139	18849	17560	16271	14981	13692	12402
на конец года	млн. руб	9840	14525	20027	22340	21428	20139	18849	17560	16271	14981	13692	12402	11113

среднегодовая	млн. руб	9711	12182	17276	21184	21884	20784	19494	18205	16915	15626	14336	13047	11758
5. Топливо														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Уд. расход топлива на отпущ. электроэнергию	г/кВтч	411	411	414	413	413	413	413	413	413	413	413	413	413
на отпущ. э/э на новых мощностях	г/кВтч			308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308
Расход топлива на производство электроэнергии	тыс. тут	1150	1180	1388	1553	1798	1798	1798	1798	1798	1798	1798	1798	1798
Уд. расход топлива на отпущ. тепло	кг/Гкал	161	160	163	162	162	162	162	162	163	162	162	162	162
Расход топлива на производство тепла	тыс. тут	1065	1074	1213	1163	1376	1383	1388	1396	1400	1404	1411	1411	1411
Расход топлива на производство энергии	тыс. тут	2215	2254	2600	2716	3174	3181	3186	3194	3198	3202	3209	3209	3209
Стоимость топлива на выработку энергии	млн. руб	1931	2058	2480	2707	3306	3462	3624	3796	3972	4156	4353	4549	4753
6. Финансовые результаты														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Доходы от основной деятельности	млн. руб	8031	9241	14369	14640	17902	19716	21648	23734	25939	28306	30830	33568	36446
Выручка от реализации энергии:	млн. руб	8031	9241	14369	14640	17902	19716	21648	23734	25939	28306	30830	33568	36446
электроэнергии	млн. руб	5823	6573	11586	11969	14351	15974	17714	19590	21627	23820	26163	28679	31394
тепловой энергии	млн. руб	2208	2668	2783	2671	3550	3742	3934	4144	4311	4486	4667	4889	5051
Расходы по основной деятельности	млн. руб	7846	8844	12317	13802	17136	19061	20895	22949	25417	27874	29125	31938	35030
Топливо	млн. руб	1931	2058	2480	2707	3306	3462	3624	3796	3972	4156	4353	4549	4753
Заработная плата	млн. руб	1108	1327	1601	1892	2100	2258	2427	2609	2805	3015	3241	3484	3746
Налоги на зарплату	млн. руб	394	472	416	492	546	587	631	678	954	1025	1102	1185	1274
Покупная энергия:	млн. руб	1354	1504	3531	3931	4231	5383	6428	7602	8847	10227	11756	13482	15396
электроэнергия	млн. руб	1338	1481	3505	3903	4125	5204	6168	7256	8477	9834	11351	13040	14916
тепловая энергия	млн. руб	16	23	26	28	106	179	260	345	370	393	405	442	480
Амортизация	млн. руб	489	526	786	1101	1271	1289	1289	1289	1289	1289	1289	1289	1289
Налог на имущество	млн. руб	191	244	346	424	438	416	390	364	338	313	287	261	235
Прочие налоги в себестоимости	млн. руб	195	215	268	311	354	354	354	354	354	354	354	354	354
Прочие расходы в себестоимости	млн. руб	2185	2499	2890	2946	4889	5313	5752	6257	6857	7495	6743	7334	7984
Прибыль от основной деятельности	млн. руб	181	397	2052	838	766	654	754	785	522	432	1705	1630	1415
Доходы от реализации имущества	млн. руб													
Внереализационные доходы	млн. руб	-198	-222	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140

Прибыль до налога на прибыль и процентов	млн. руб	-16	175	2192	978	906	794	894	925	662	572	1845	1770	1555
Выплата процентов	млн. руб	113	86	569	1164	1719	1700	1167	603	222	103	103	103	103
Прибыль до налога на прибыль	млн. руб	-129	89	1623	-186	-813	-906	-274	321	440	469	1742	1667	1453
Расходы по налогу на прибыль	млн. руб	73	111	479	90	90	90	90	154	178	184	438	423	380
Чистая прибыль	млн. руб	-202	-22	1144	-276	-903	-996	-363	167	262	285	1304	1244	1072
Дивиденды	млн. руб	71	124	113	0	0	124	54	111	170	229	285	342	392
Нераспределенная прибыль	млн. руб	-273	-146	1031	-276	-903	-1119	-417	56	92	56	1018	902	680
нарастающим итогом	млн. руб	-6524	-6669	-5638	-5914	-6817	-7936	-8353	-8297	-8205	-8149	-7130	-6229	-5548
7. Налоги														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Налог на добавленную стоимость	млн. руб	1606	1663	2586	2635	3222	3549	3897	4272	4669	5095	5549	6042	6560
Единый социальный налог	млн. руб	394	472	416	492	546	587	631	678	954	1025	1102	1185	1274
пенсионный фонд	млн. руб	310	372	320	378	420	452	485	522	729	784	843	906	974
фонд соц. страхования	млн. руб	44	53	51	61	67	72	78	83	143	154	165	178	191
фонд обязат. мед. страхования	млн. руб	40	48	45	53	59	63	68	73	81	87	94	101	109
Подоходный налог	млн. руб	144	172	208	246	273	294	316	339	365	392	421	453	487
Прочие налоги в себестоимости	млн. руб	195	215	268	311	354	354	354	354	354	354	354	354	354
Налог на имущество	млн. руб	194	244	346	424	438	416	390	364	338	313	287	261	235
Налог на прибыль	млн. руб	0	21	390	0	0	0	0	64	88	94	348	333	291
Прочие расходы по налогу на прибыль	млн. руб	73	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Расходы по налогу на прибыль	млн. руб	73	111	479	90	90	90	90	154	178	184	438	423	380
8. Обслуживание долга														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Заемные средства	млн. руб	1348	2990	3149	1707	359	0	0	0	0	0	0	0	0
краткосрочные	млн. руб	0	385	5						0		0		
долгосрочные	млн. руб	1348	2605	3144	1707	359				0	0			
Погашение займов	млн. руб	0	303	928	1583	1761	1881	1611	1090	341	0	0	0	0
краткосрочные	млн. руб	0	33	138	163									
долгосрочные	млн. руб	0	270	791	1420	1761	1881	1611	1090	341	0	0	0	0
Выплата процентов	млн. руб	113	86	569	1164	1719	1700	1167	603	222	103	103	103	103
краткосрочные	млн. руб	113	86	191	152	103	103	103	103	103	103	103	103	103

долгосрочные	млн. руб	0	0	377	1012	1616	1597	1065	501	119	0	0	0	0
Остаток задолженности по займам	млн. руб	286	1716	3398	4960	4906	3384	1773	683	342	342	342	342	342
краткосрочные	млн. руб	286	638	505	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342
долгосрочные	млн. руб	0	1078	2893	4618	4564	3042	1431	341	0	0	0	0	0
9. Баланс														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Оборотные активы	млн. руб	3211	3178	4598	3563	3669	2098	1489	1904	3122	4639	7193	9588	10820
денежные средства	млн. руб	766	1061	1475	315	-1868	-3851	-4894	-4944	-4216	-3220	-1219	583	2149
ценные бумаги	млн. руб	10	40	0	40	40	40	40	40	0	40	40	40	40
запасы	млн. руб	286	304	367	400	489	512	536	562	588	615	644	673	703
дебиторская задолженность	млн. руб	1540	1772	2756	2808	3433	3781	4152	4552	4975	5429	5913	6438	6990
прочие оборотные активы	млн. руб	609	0	0	0	1575	1615	1655	1695	1775	1775	1815	1855	938
Внеоборотные активы	млн. руб	9999	14671	20173	22486	21991	21179	19620	17810	16416	15127	13837	12548	11259
основные средства	млн. руб	9840	14525	20027	22340	21428	20139	18849	17560	16271	14981	13692	12402	11113
прочие внеоборотные активы	млн. руб	159	146	146	146	563	1040	771	250	146	146	146	146	146
ИТОГО АКТИВЫ	млн. руб	13209	17849	24771	26049	25660	23277	21109	19714	19538	19766	21031	22136	22078
Краткосрочные обязательства	млн. руб	1622	3249	4995	3397	3316	3575	3435	3073	2502	2332	2579	2783	3002
счета к оплате поставщикам	млн. руб	352	377	619	683	780	908	1026	1158	1298	1451	1620	1808	2014
расчеты с персоналом	млн. руб	273	327	395	156	173	186	199	214	231	248	266	286	308
текущие налоговые обязательства	млн. руб	211	257	513	411	261	259	256	269	290	291	351	348	338
текущ. часть долгосроч. долга к оплате	млн. руб	0	270	791	1420	1761	1881	1611	1090	341	0	0	0	0
прочие краткосрочные обязательства	млн. руб	786	2018	2678	728	342	342	342	342	342	342	342	342	342
Долгосрочные обязательства	млн. руб	2319	4130	5670	5678	4565	3042	1431	341	645	986	986	985	28
долгосроч. кредиты банков	млн. руб	0	1078	2893	4618	4564	3042	1431	341	0	0	0	0	0
прочие долгосрочные обязательства	млн. руб	2319	3052	2777	1060	1	0	0	0	645	986	986	986	28
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	млн. руб	3941	7379	10665	9075	7881	6617	4866	3415	3147	3318	3565	3769	3030
Собственный капитал акционеров	млн. руб	9268	10470	14106	16975	17779	16660	16243	16299	16391	16447	17466	18367	19048
акционерный капитал	млн. руб	15792	17139	19745	22889	24596	24596	24596	24596	24596	24596	24596	24596	24596
(количество акций в обращении)	млн. шт.	5929	8534	11678	13385	13385	13385	13385	13385	13385	13385	13385	13385	13385
эмиссия акций	млн. руб	1348	2605	3144	1707	0	0	0	0	0	0	0	0	0
нераспределенная прибыль	млн. руб	-6524	-6669	-5638	-5914	-6817	-7936	-8353	-8297	-8205	-8149	-7130	-6229	-5548
ИТОГО собст. капитал и обязательства	млн. руб	13209	17849	24771	26049	25660	23277	21109	19714	19538	19766	21031	22136	22078

10. Периоды оборота оборотных средств														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Средний период расчета с дебиторами	дни.	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Средний период оборота запасов	дни.	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
Ср. период расчетов с кредиторами за топливо	дни.	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Ср. период расчетов с кредиторами на покупную энергию	дни.	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Периодичность уплаты налогов на:														
заработную плату	дни.	90	90	124	114	30	30	30	30	30	30	30	30	30
имущество	дни.	90	90	124	114	90	90	90	90	90	90	90	90	90
прибыль	дни.	90	90	124	114	85	85	85	85	85	85	85	85	85
прочих налогов	дни.	90	90	124	114	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Периодичность выплаты зарплаты	дни.	90	90	90	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
11. Движение денежных средств														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Основная деятельность	млн.руб	185	377	1450	462	-382	62	661	1191	1280	1265	2327	2184	1999
Чистая прибыль	млн.руб	-202	-22	1144	-276	-903	-996	-363	167	262	285	1304	1244	1072
Амортизация	млн.руб	489	526	786	1101	1271	1289	1289	1289	1289	1289	1289	1289	1289
Изменения в работающем капитале	млн.руб	-102	-126	-480	-362	-750	-232	-265	-266	-272	-310	-266	-349	-363
дебиторская задолженность	млн.руб	-261	-232	-983	-52	-625	-348	-371	-400	-423	-454	-484	-525	-552
запасы	млн.руб	75	-19	-63	-33	-89	-23	-24	-25	-26	-27	-29	-29	-30
кредиторская задолженность	млн.руб	85	125	565	-277	-36	139	130	160	177	171	247	205	219
Инвестиционная деятельность	млн.руб	2705	5251	6289	3454	400	40	40	40	40	40	40	40	40
Капвложения	млн.руб	2695	5211	6289	3414	359	0	0	0	0	0	0	0	0
Финансовые инвестиции	млн.руб	10	40	0	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Продажа имущества	млн.руб													
Финансовая деятельность	млн.руб	2624	5169	5253	1831	-1402	-2004	-1665	-1201	-511	-229	-285	-342	-392
Поступление кредитов	млн.руб	1348	2990	3149	1707	359	0	0	0	0	0	0	0	0
Возврат кредитов	млн.руб	0	303	928	1583	1761	1881	1611	1090	341	0	0	0	0
Эмиссия акций	млн.руб	1348	2605	3144	1707	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дивиденды	млн.руб	71	124	113	0	0	124	54	111	170	229	285	342	392

ИТОГО денежных средств	млн.руб	104	296	414	-1160	-2183	-1982	-1044	-50	728	996	2001	1802	1567
Денежные средства на начало года	млн.руб	662	766	1061	1475	315	-1868	-3851	-4894	-4944	-4216	-3220	-1219	583
Скорректированный денежный поток	млн.руб	766	1061	1475	315	-1868	-3851	-4894	-4944	-4216	-3220	-1219	583	2149
12. Ключевые финансовые показатели														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Рентабельность продаж			0,02	0,15	0,07	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,02	0,06	0,05	0,04
Оборачиваемость активов			0,60	0,67	0,58	0,69	0,81	0,98	1,16	1,32	1,44	1,51	1,56	1,65
Доходность активов			0,01	0,10	0,04	0,04	0,03	0,04	0,05	0,03	0,03	0,09	0,08	0,07
Доходность собст. капитала			0,00	0,09	-0,02	-0,05	-0,06	-0,02	0,01	0,02	0,02	0,08	0,07	0,06
Доходность по EBITDA			0,02	0,15	0,07	0,06	0,05	0,05	0,05	0,04	0,03	0,07	0,07	0,06
Текущая ликвидность			0,98	0,92	1,05	1,11	0,59	0,43	0,62	1,25	1,99	2,79	3,44	3,60
Быстрая ликвидность			0,87	0,85	0,92	0,47	-0,02	-0,22	-0,13	0,30	0,95	1,82	2,52	3,04
Абсолютная ликвидность			0,33	0,30	0,09	-0,56	-1,08	-1,42	-1,61	-1,68	-1,38	-0,47	0,21	0,72
Динамика дебит. задолженности			0,15	0,55	0,02	0,22	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Динамика кредит. задолженности			0,15	0,59	-0,18	-0,03	0,11	0,10	0,11	0,11	0,09	0,12	0,09	0,09
Соотношение дебит. и кредитор. задолж-тей			1,84	1,81	2,25	2,83	2,80	2,80	2,77	2,74	2,73	2,64	2,64	2,63
Финансовая независимость			0,59	0,57	0,65	0,69	0,72	0,77	0,83	0,84	0,83	0,83	0,83	0,86

Таблица П. 3. 5

Расчет ключевых финансовых показателей (вариант В5 – «с развитием 3»)

1. Внешние условия развития														
Ставки, нормы	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Налоги:														
на добавленную стоимость		20,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%
прибыль		24,0%	24,0%	24,0%	24,0%	24,0%	24,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%
имущество		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
подоходный		13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%
Единый социальный налог		35,6%	35,6%	26,0%	26,0%	26,0%	26,0%	26,0%	26,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%
пенсионный фонд		28,0%	28,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	26,0%	26,0%	26,0%	26,0%	26,0%
фонд социального страхования		4,0%	4,0%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	5,1%	5,1%	5,1%	5,1%	5,1%
фонд обязат. мед. страхования		3,6%	3,6%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
Ставки процентов по:														
краткосрочным кредитам		20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%
долгосрочным кредитам		25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%
Тарифы на:														
покупную электроэнергию	коп/кВтч	44	48	49	56	60	68	72	77	83	88	94	101	107
покупную тепловую энергию	руб/Гкал	327	416	416	446	477	501	536	562	562	562	562	562	562
отпускную электроэнергию	коп/кВтч	125	138	126	126	142	148	154	160	167	173	180	187	195
отпускную тепловую энергию	руб/Гкал	370	443	415	415	458	473	489	505	522	539	557	579	594
Цена топлива	руб/тут	872	913	954	997	1042	1088	1137	1189	1242	1298	1356	1417	1481
Уровень инфляции		12,0%	11,7%	10,9%	9,0%	11,9%	13,3%	8,8%	8,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%
2. Производство энергии														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Установленная электрическая мощность	МВт	740	740	850	910	1020	1020	1020	1020	1020	1020	1020	1020	1020
Выбытие мощностей	МВт	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31
Ввод мощностей	МВт	0	110	110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Число часов исп. уст. элект. мощности (действ.)	час	4089	4189	4097	4257	4326	4326	4326	4326	4326	4326	4326	4326	4326
Число часов исп. уст. элект. мощности (новые)	час			7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
Выработка электроэнергии	млн. кВтч	3023	3098	3822	4375	5218	5218	5218	5218	5218	5218	5218	5218	5218

Расход электроэнергии на собств. нужды	млн. кВтч	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%
		227	229	283	324	386	386	386	386	386	386	386	386	386
Отпуск электроэнергии с шин	млн. кВтч	2797	2869	3539	4052	4832	4832	4832	4832	4832	4832	4832	4832	4832
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2812	2812	2992	3172	3352	3352	3343	3343	3343	3343	3343	3343	3343
Выбытие тепловых мощностей	Гкал/ч	0	0	0	0	0	9	0	0	0	0	0	0	0
Ввод тепловых мощностей	Гкал/ч	0	180	180	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Число часов исп. тепловых мощностей (дейст.)	час	2354	2382	2509	2256	2578	2593	2611	2628	2636	2646	2662	2662	2662
Число часов исп. тепловых мощностей (нов.)	час			2270	2270	2270	2270	2270	2270	2270	2270	2270	2270	2270
Отпуск теплоэнергии с коллекторов	тыс. Гкал	6621	6699	7464	7161	8475	8517	8548	8596	8618	8646	8691	8691	8691
Покупная электроэнергия	млн. кВтч	3041	3085	7153	6994	6887	7709	8543	9387	10263	11150	12050	12963	13888
Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	50	56	62	63	223	357	486	614	658	699	719	786	853
Полезный отпуск электроэнергии	млн. кВтч	4658	4763	9195	9499	10078	10786	11503	12229	12982	13745	14519	15303	16100
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	5964	6019	6705	6436	7750	7907	8049	8206	8265	8326	8385	8444	8504
3. Инвестиционная программа														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Вводы эл. генерирующих мощностей	МВт	0	110	110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Вводы тепловых мощностей	тыс. Гкал	0	180	180	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Стоимость вводов эл. и тепловых мощностей:	млн. руб	2021	3908	4717	2560	270	0	0	0	0	0	0	0	0
эл. мощностей	млн. руб	2000	3866	4666	2533	267	0	0	0	0	0	0	0	0
в т.ч. основные средства	млн. руб													
тепловых мощностей	млн. руб	22	42	51	28	3	0	0	0	0	0	0	0	0
в т.ч. основные средства	млн. руб													
4. Амортизация														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Балансовая стоимость основных фондов	млн. руб	9770	10516	14424	19141	21701	21971	21971	21971	21971	21971	21971	21971	21971
Выбытие основных фондов	млн. руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Вводы эл. и тепловых мощностей	млн. руб	746	3908	4717	2560	270	0	0	0	0	0	0	0	0
Норма амортизации		5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Амортизация	млн. руб	489	526	721	957	1085	1099	1099	1099	1099	1099	1099	1099	1099
Остаточная стоимость основных фондов														
на начало года	млн. руб	9582	9840	13222	17218	18821	18005	16907	15808	14710	13611	12513	11414	10316
на конец года	млн. руб	9840	13222	17218	18821	18005	16907	15808	14710	13611	12513	11414	10316	9217
среднегодовая	млн. руб	9711	11531	15220	18019	18413	17456	16358	15259	14160	13062	11963	10865	9766
5. Топливо														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Уд, расход топлива на отпущ. электроэнергию	г/кВтч	411	411	414	413	413	413	413	413	413	413	413	413	413
на отпущ. э/э на новых мощностях	г/кВтч			308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308
Расход топлива на производство электроэнергии	тыс. тут	1150	1180	1388	1553	1798	1798	1798	1798	1798	1798	1798	1798	1798
Уд, расход топлива на отпущ. тепло	кг/Гкал	161	160	163	162	162	162	162	162	163	162	162	162	162
Расход топлива на производство тепла	тыс. тут	1065	1074	1213	1163	1376	1383	1388	1396	1400	1404	1411	1411	1411
Расход топлива на производство энергии	тыс. тут	2215	2254	2600	2716	3174	3181	3186	3194	3198	3202	3209	3209	3209
Стоимость топлива на выработку энергии	млн. руб	1931	2058	2480	2707	3306	3462	3624	3796	3972	4156	4353	4549	4753
6. Финансовые результаты														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Доходы от основной деятельности	млн. руб	8031	9241	14369	14640	17902	19716	21648	23734	25939	28306	30830	33568	36446
Выручка от реализации энергии:	млн. руб	8031	9241	14369	14640	17902	19716	21648	23734	25939	28306	30830	33568	36446
электроэнергии	млн. руб	5823	6573	11586	11969	14351	15974	17714	19590	21627	23820	26163	28679	31394
тепловой энергии	млн. руб	2208	2668	2783	2671	3550	3742	3934	4144	4311	4486	4667	4889	5051
Расходы по основной деятельности	млн. руб	7846	8831	12211	13595	15348	17849	19321	21232	23256	25240	27423	29811	32437
Топливо	млн. руб	1931	2058	2480	2707	3306	3462	3624	3796	3972	4156	4353	4549	4753
Заработная плата	млн. руб	1108	1327	1601	1892	2100	2258	2427	2609	2805	3015	3241	3484	3746
Налоги на зарплату	млн. руб	394	472	416	492	546	587	631	678	954	1025	1102	1185	1274
Покупная энергия:	млн. руб	1354	1504	3531	3931	4231	5383	6428	7602	8847	10227	11756	13482	15396
электроэнергия	млн. руб	1338	1481	3505	3903	4125	5204	6168	7256	8477	9834	11351	13040	14916
тепловая энергия	млн. руб	16	23	26	28	106	179	260	345	370	393	405	442	480
Амортизация	млн. руб	489	526	721	957	1085	1099	1099	1099	1099	1099	1099	1099	1099
Налог на имущество	млн. руб	191	231	304	360	368	349	327	305	283	261	239	217	195
Прочие налоги в себестоимости	млн. руб	195	215	268	311	354	354	354	354	354	354	354	354	354

Прочие расходы в себестоимости	млн. руб	2185	2499	2890	2946	3357	4358	4432	4789	4943	5103	5280	5441	5621
Прибыль от основной деятельности	млн. руб	181	410	2158	1045	2554	1867	2327	2503	2682	3066	3406	3757	4009
Доходы от реализации имущества	млн. руб													
Внерезидентские доходы	млн. руб	-198	-222	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
Прибыль до налога на прибыль и процентов	млн. руб	-16	188	2298	1185	2694	2007	2467	2643	2822	3206	3546	3897	4149
Выплата процентов	млн. руб	113	57	264	486	727	820	766	645	523	424	325	226	142
Прибыль до налога на прибыль	млн. руб	-129	131	2034	699	1966	1187	1701	1998	2299	2782	3221	3671	4006
Расходы по налогу на прибыль	млн. руб	73	121	578	258	562	375	430	489	550	646	734	824	891
Чистая прибыль	млн. руб	-202	9	1456	441	1405	812	1271	1509	1750	2136	2487	2847	3115
Дивиденды	млн. руб	71	124	113	0	0	124	54	111	170	229	285	342	392
Нераспределенная прибыль	млн. руб	-273	-114	1343	441	1405	689	1217	1398	1579	1907	2202	2505	2723
нарастающим итогом	млн. руб	-6524	-6638	-5294	-4853	-3448	-2760	-1543	-145	1435	3341	5543	8048	10771
7. Налоги														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Налог на добавленную стоимость	млн. руб	1606	1663	2586	2635	3222	3549	3897	4272	4669	5095	5549	6042	6560
Единый социальный налог	млн. руб	394	472	416	492	546	587	631	678	954	1025	1102	1185	1274
пенсионный фонд	млн. руб	310	372	320	378	420	452	485	522	729	784	843	906	974
фонд соц. страхования	млн. руб	44	53	51	61	67	72	78	83	143	154	165	178	191
фонд обязат. мед. страхования	млн. руб	40	48	45	53	59	63	68	73	81	87	94	101	109
Подходный налог	млн. руб	144	172	208	246	273	294	316	339	365	392	421	453	487
Прочие налоги в себестоимости	млн. руб	195	215	268	311	354	354	354	354	354	354	354	354	354
Налог на имущество	млн. руб	194	231	304	360	368	349	327	305	283	261	239	217	195
Налог на прибыль	млн. руб	0	31	488	168	472	285	340	400	460	556	644	734	801
Прочие расходы по налогу на прибыль	млн. руб	73	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Расходы по налогу на прибыль	млн. руб	73	121	578	258	562	375	430	489	550	646	734	824	891
8. Обслуживание долга														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Заемные средства	млн. руб	606	1556	1420	768	270	0	0	0	0	0	0	0	0
краткосрочные	млн. руб	0	385	5						0		0		
долгосрочные	млн. руб	606	1172	1415	768	270				0	0			
Погашение займов	млн. руб	0	94	315	482	396	486	486	486	396	396	397	335	218
краткосрочные	млн. руб	0	33	138	163									
долгосрочные	млн. руб	0	61	178	319	396	486	486	486	396	396	397	335	218

Выплата процентов	млн. руб	113	57	264	486	727	820	766	645	523	424	325	226	142
краткосрочные	млн. руб	113	57	128	101	68	68	68	68	68	68	68	68	68
долгосрочные	млн. руб	0	0	136	385	659	752	698	576	455	356	257	158	74
Остаток задолженности по займам	млн. руб	286	1183	2045	2977	3349	3133	2647	2161	1765	1369	973	637	419
краткосрочные	млн. руб	286	638	505	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342
долгосрочные	млн. руб	0	546	1540	2635	3007	2791	2305	1819	1423	1027	631	295	77
9. Баланс														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Оборотные активы	млн. руб	3211	3418	5718	6370	9758	11156	13129	15298	17767	20570	23683	27220	30190
денежные средства	млн. руб	766	1301	2595	3122	4485	5471	7010	8714	10694	12975	15534	18438	21665
ценные бумаги	млн. руб	10	40	0	40	40	40	40	40	0	40	40	40	40
запасы	млн. руб	286	304	367	400	489	512	536	562	588	615	644	673	703
дебиторская задолженность	млн. руб	1540	1772	2756	2808	3433	3781	4152	4552	4975	5429	5913	6438	6990
прочие оборотные активы	млн. руб	609	0	0	0	1311	1351	1391	1431	1511	1511	1552	1631	792
Внеоборотные активы	млн. руб	9999	13327	17245	18917	18151	17053	15954	14856	13757	12658	11560	10461	9363
основные средства	млн. руб	9840	13222	17218	18821	18005	16907	15808	14710	13611	12513	11414	10316	9217
прочие внеоборотные активы	млн. руб	159	105	27	96	146	146	146	146	146	146	146	146	146
ИТОГО АКТИВЫ	млн. руб	13209	16745	22962	25287	27909	28208	29083	30154	31524	33228	35243	37681	39553
Краткосрочные обязательства	млн. руб	1622	3039	4401	2329	2044	2230	2374	2533	2630	2823	3032	3201	3330
счета к оплате поставщикам	млн. руб	352	377	619	683	780	908	1026	1158	1298	1451	1620	1808	2014
расчеты с персоналом	млн. руб	273	327	395	156	173	186	199	214	231	248	266	286	308
текущие налоговые обязательства	млн. руб	211	256	532	444	354	309	320	332	363	386	408	430	448
текущ. часть долгосроч. долга к оплате	млн. руб	0	61	178	319	396	486	486	486	396	396	397	335	218
прочие краткосрочные обязательства	млн. руб	786	2018	2678	728	342	342	342	342	342	342	342	342	342
Долгосрочные обязательства	млн. руб	2319	3138	3912	4566	4276	3701	3215	2729	2423	2027	1631	1396	415
долгосроч. кредиты банков	млн. руб	0	546	1540	2635	3007	2791	2305	1819	1423	1027	631	295	77
прочие долгосрочные обязательства	млн. руб	2319	2592	2373	1931	1269	910	910	910	1000	1000	1000	1100	338
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	млн. руб	3941	6176	8314	6896	6321	5931	5589	5262	5053	4850	4663	4597	3745
Собственный капитал акционеров	млн. руб	9268	10569	14649	18392	21589	22277	23494	24892	26472	28378	30580	33085	35808
акционерный капитал	млн. руб	15792	17207	19943	23245	25037	25037	25037	25037	25037	25037	25037	25037	25037
(количество акций в обращении)	млн. шт.	5929	8534	11678	13385	13385	13385	13385	13385	13385	13385	13385	13385	13385
эмиссия акций	млн. руб	1415	2736	3302	1792	0	0	0	0	0	0	0	0	0
нераспределенная прибыль	млн. руб	-6524	-6638	-5294	-4853	-3448	-2760	-1543	-145	1435	3341	5543	8048	10771
ИТОГО собст. капитал и обязательства	млн. руб	13209	16745	22962	25287	27909	28208	29083	30154	31524	33228	35243	37681	39553

10. Периоды оборота оборотных средств														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Средний период расчета с дебиторами	дни.	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Средний период оборота запасов	дни.	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
Ср. период расчетов с кредиторами за топливо	дни.	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Ср. период расчетов с кредиторами на покупную энергию	дни.	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Периодичность уплаты налогов на:														
заработную плату	дни.	90	90	124	114	30	30	30	30	30	30	30	30	30
имущество	дни.	90	90	124	114	90	90	90	90	90	90	90	90	90
прибыль	дни.	90	90	124	114	85	85	85	85	85	85	85	85	85
прочих налогов	дни.	90	90	124	114	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Периодичность выплаты зарплаты	дни.	90	90	90	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
11. Движение денежных средств														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Основная деятельность	млн.руб	185	408	1717	1049	1799	1636	2118	2341	2586	2947	3281	3621	3877
Чистая прибыль	млн.руб	-202	9	1456	441	1405	812	1271	1509	1750	2136	2487	2847	3115
Амортизация	млн.руб	489	526	721	957	1085	1099	1099	1099	1099	1099	1099	1099	1099
Изменения в работающем капитале	млн.руб	-102	-127	-460	-349	-690	-275	-251	-266	-262	-288	-304	-324	-337
дебиторская задолженность	млн.руб	-261	-232	-983	-52	-625	-348	-371	-400	-423	-454	-484	-525	-552
запасы	млн.руб	75	-19	-63	-33	-89	-23	-24	-25	-26	-27	-29	-29	-30
кредиторская задолженность	млн.руб	85	124	586	-264	24	96	144	159	187	193	209	230	246
Инвестиционная деятельность	млн.руб	2031	3948	4717	2601	310	40	40	40	40	40	40	40	40
Капвложения	млн.руб	2021	3908	4717	2560	270	0	0	0	0	0	0	0	0
Финансовые инвестиции	млн.руб	10	40	0	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Продажа имущества	млн.руб													
Финансовая деятельность	млн.руб	1950	4075	4294	2078	-127	-609	-539	-597	-566	-625	-682	-677	-610
Поступление кредитов	млн.руб	606	1556	1420	768	270	0	0	0	0	0	0	0	0
Возврат кредитов	млн.руб	0	94	315	482	396	486	486	486	396	396	397	335	218
Эмиссия акций	млн.руб	1415	2736	3302	1792	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дивиденды	млн.руб	71	124	113	0	0	124	54	111	170	229	285	342	392
ИТОГО денежных средств	млн.руб	104	535	1294	527	1363	986	1539	1704	1980	2281	2559	2904	3227
Денежные средства на начало года	млн.руб	662	766	1301	2595	3122	4485	5471	7010	8714	10694	12975	15534	18438

Скорректированный денежный поток	млн.руб	766	1301	2595	3122	4485	5471	7010	8714	10694	12975	15534	18438	21665
12. Ключевые финансовые показатели														
Показатели	ед. изм.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Рентабельность продаж			0,02	0,16	0,08	0,15	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,11
Оборачиваемость активов			0,62	0,72	0,61	0,67	0,70	0,76	0,80	0,84	0,87	0,90	0,92	0,94
Доходность активов			0,01	0,12	0,05	0,10	0,07	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10	0,11	0,11
Доходность собст. капитала			0,00	0,12	0,03	0,07	0,04	0,06	0,06	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09
Доходность по EBITDA			0,02	0,16	0,08	0,16	0,11	0,13	0,13	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13
Текущая ликвидность			1,12	1,30	2,73	4,77	5,00	5,53	6,04	6,76	7,29	7,81	8,50	9,07
Быстрая ликвидность			1,01	1,22	2,55	3,87	4,15	4,70	5,24	5,96	6,52	7,07	7,77	8,61
Абсолютная ликвидность			0,43	0,59	1,34	2,19	2,45	2,95	3,44	4,07	4,60	5,12	5,76	6,51
Динамика дебит. задолженности			0,15	0,55	0,02	0,22	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Динамика кредит. задолженности			0,15	0,61	-0,17	0,02	0,07	0,10	0,10	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10
Соотношение дебит. и кредитор. задолженностей			1,85	1,78	2,19	2,63	2,70	2,69	2,67	2,63	2,60	2,58	2,55	2,52
Финансовая независимость			0,63	0,64	0,73	0,77	0,79	0,81	0,83	0,84	0,85	0,87	0,88	0,91