

РОССИЙСКАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Генерация непривлекательна: мы выбираем распределительные сети

Распределительные сети
Теоретическая рыночная капитализация сектора (12M) \$26,8 млрд
Потенциал роста 74%

Тепловая электрогенерация
Индикативная рыночная капитализация (базовый сценарий) \$22,3 млрд
Потенциал роста 19%
Индикативная рыночная капитализация (оптимистичный сценарий) \$33,2 млрд
Потенциал роста 20%

Компания (тикер)	Текущая цена, \$	Теор. цена (12M), \$	Потенциал роста	Рекомендация
Холдинг МРСК (обыкн.) MRKH	0,134	0,248	86%	Покупка
Холдинг МРСК (привил.) MRKHP	0,089	0,141	58%	Покупка
МРСК Центра MRKC	0,0373	0,0643	72%	Покупка
МРСК Юга MRKY	0,0059	0,0127	116%	Покупка
МРСК Северного Кавказа MRKK	4,9	21,4	336%	Покупка
МРСК Центра и Приволжья MRKP	0,0073	0,0130	77%	Покупка
МРСК Северо-Запада MRKZ	0,0073	0,0128	74%	Покупка
МРСК Сибири MRKS	0,0110	0,0137	24%	Держать
МРСК Урала MRKU	0,0085	0,0204	140%	Покупка
МРСК Волги MRKV	0,00400	0,00511	28%	Держать
МОЭСК MSRS	0,0446	0,0807	81%	Покупка
Ленэнерго (обыкн.) LSNL	0,782	1,066	36%	Держать
Ленэнерго (привил.) LSNLP	0,872	0,830	-5%	Продажа
Кубаньэнерго KUBE	6,50	3,03	-53%	Продажа

Источники: Bloomberg, оценка Атона

Правила и ценовые параметры долгосрочного рынка мощности опубликованы. В 2010 г. правительство опубликовало два постановления, устанавливающие методику и ценовые параметры долгосрочного рынка мощности для генерирующих компаний. Новые правила, которые вступают в силу с 1 января 2011 г., имеют определяющее значение для будущих показателей выручки и прибыли компаний сектора.

Цены на мощность, по сути, останутся регулируемыми. Как мы полагаем, цены для «старой» мощности (построенной до 2008 г.) фактически будут по-прежнему контролироваться государством посредством установления регулируемых тарифов или максимального предела цены. «Новые» мощности (построенные в 2008 г. и позже) также будут реализовываться по регулируемым тарифам, которые будут рассчитываться индивидуально для каждого инвестиционного проекта на базе расчетного срока эксплуатации и регулируемой средневзвешенной стоимости капитала (WACC).

Мы сомневаемся, что значение чистой приведенной стоимости (NPV) «новой» мощности будет положительным. На основании ценовых параметров долгосрочного рынка мощности мы рассчитали, что новые инвестиционные проекты генерирующих компаний будут иметь внутреннюю норму доходности (IRR) на уровне 12,6-13,3%. На данный момент мы оцениваем требуемую средневзвешенную стоимость капитала генерирующих компаний на уровне 14,0%, – это предполагает, что новые инвестиции отрицательно скажутся на стоимости компаний.

При первом рассмотрении мы не видим потенциала роста у эмитентов сектора генерации, который имеет риски снижения фундаментальной стоимости. Базовый сценарий в рамках проведенного нами анализа предусматривает индикативную стоимость сектора тепловой генерации на уровне \$181 за кВт, или на 23% ниже текущего среднего рыночного показателя EV/Мощность тепловых ОГК и ТГК в \$236 за кВт. Даже наш оптимистичный сценарий предполагает индикативную стоимость тепловых генерирующих компаний в \$291 за кВт при потенциале всего 23%-го роста. Таким образом, потенциал повышения цены акций предприятий данного сектора, судя по всему, минимален, а распределение рисков смещено преимущественно в сторону возможного снижения котировок.

Теоретические цены акций МРСК обновлены. Наши прогнозы по акциям распределительных сетевых компаний были пересмотрены с учетом более низкого базового значения стоимости капитала для России (пониженного нашей аналитической командой по стратегии на 50 б. п. относительно показателя, применяемого в наших моделях ранее), а также последних макроэкономических прогнозов нашей команды по макроэкономике (включающих курс рубля в 28,1 за доллар США, что на 4,6% выше предыдущих допущений). Мы также заложили в нашу модель последние опубликованные МРСК финансовые и операционные результаты. В итоге наша обновленная оценка стоимости, рассчитанная на основе уменьшенной величины WACC МРСК в 15,5-20,0%, предполагает 12%-ое повышение нашей оценки справедливой рыночной капитализации сектора на двенадцатимесячный период по сравнению с прежними оценками.

Потенциал 86%-го роста у Холдинга МРСК, а семь МРСК предлагают потенциал повышения котировок более чем на 70%. Мы по-прежнему отдаем предпочтение акциям Холдинга МРСК как наилучшему инструменту для инвестиций в данный сегмент. Среди отдельных распределительных компаний мы видим привлекательный потенциал роста котировок у акций МРСК Урала, МРСК Юга, МОЭСК, МРСК Центра, МРСК Центра и Приволжья и МРСК Северного Кавказа.

Отсутствие факторов роста котировок акций генерирующих компаний и неминуемые катализаторы повышения цены для бумаг МРСК. По нашему мнению, публикация правил функционирования долгосрочного рынка мощности устраняет последнее важное неизвестное в отношении генерирующих компаний, не оставляя каких-либо существенных факторов роста котировок акций генерирующих компаний. В отличие от них, акции МРСК имеют сильные катализаторы повышения котировок в обозримом будущем: это переход на регулирование тарифов по методу доходности инвестированного капитала (RAV-регулирование), который планируется завершить к 1 января 2011 г., а также прояснение планов по консолидации или приватизации в отрасли.

Мы рекомендуем инвесторам ребалансировать портфель в пользу акций электрораспределительного сектора. У нас недостаточно энтузиазма в отношении перспектив сектора генерации, и поэтому мы рекомендуем инвесторам, вкладывающим средства в российскую электроэнергетику, перераспределить вес бумаг в своих портфелях в сторону увеличения доли акций распределительных сетевых компаний.

Примечание. Цены в данном отчете указаны по итогам торговой сессии 31 мая 2010 г.

Содержание

Никаких приятных сюрпризов в правилах долгосрочного рынка

мощности 3

Правила и ценовые параметры долгосрочного рынка мощности опубликованы 3

Почему долгосрочный рынок мощности так важен? 3

Как будет функционировать долгосрочный рынок мощности? 4

Цены на «старую» мощность: конкурентный отбор мощности (КОМ) 4

Цены на «старую» мощность будут фактически контролироваться правительством 7

«Новая» мощность: ценообразование на основе дохода на инвестированный

капитал 8

Специальные условия для гидро- и атомных электростанций 9

Мы сомневаемся, что чистая приведенная стоимость «новых» мощностей будет

положительной 9

Оценка генерирующего сегмента 15

МРСК: обновленные теоретические цены 17

Мы рекомендуем переключаться с сектора генерации на сегмент

распределения электроэнергии 19

Отсутствие катализаторов роста у генерирующих компаний в отличие
от МРСК 19

Мы рекомендуем инвесторам ребалансировать портфель в пользу акций
электрораспределительных компаний 19

Приложение 1. Методология расчета цен для «новой» мощности тепловых электростанций 20

Необходимая выручка от продажи мощности 20

Компенсированные капиталовложения 20

Доход на компенсированные капиталовложения и амортизация компенсированных
капиталовложений 22

Составляющие цены на мощность, отражающие эксплуатационные затраты и налог
на имущество 23

Приложение 2. Сводные характеристики портфеля акций

энергораспределительных компаний 24

Правила и ценовые параметры долгосрочного рынка мощности опубликованы

В апреле 2010 г. российское правительство опубликовало два постановления (№ 89 от 24 февраля 2010 г. и № 238 от 13 апреля 2010 г.), устанавливающие методологию функционирования и ценовые параметры долгосрочного рынка мощности. Эти правила будут использоваться при расчете цены за мощность, продаваемую электрогенерирующими компаниями с 2011 г. В данном отчете мы обсуждаем принципы работы долгосрочного рынка мощности и последствия его запуска для акционерной стоимости генерирующих компаний.

Почему долгосрочный рынок мощности так важен?

Россия имеет двухсекторную структуру оптового рынка электроэнергии, предусматривающую поставку и потребление двух товаров – электроэнергии и мощности.

Таблица 1. Двухсекторная модель оптового рынка электроэнергии в России

Рынок электроэнергии	Рынок мощности
Тарифы компенсируют переменные расходы генерирующих компаний (т. е. топливные издержки)	Тарифы компенсируют постоянные расходы и стоимость капитала генерирующих компаний
Потребители платят за фактический объем потребленной электроэнергии (Руб./МВт*ч)	Потребители платят за техническую возможность генкомпаний обеспечивать прохождение пика потребления (Руб./МВт за месяц)

Источники: Правительство РФ, выводы Атона

Оптовый рынок электроэнергии структурирован таким образом, чтобы рынок электроэнергии позволял генерирующим компаниям компенсировать переменные расходы (в частности, расходы на топливо), а рынок мощности – возмещать их фиксированные расходы и стоимость капитала.

Таким образом, гипотетически, в случае полной либерализации обоих рынков (электроэнергии и мощности), генерирующие компании зарабатывали бы наибольшую часть прибыли на рынке мощности (поскольку плата за мощность должна покрывать стоимость капитала предприятий, которая фактически представляет собой прибыль их акционеров).

До недавнего времени правительство предприняло необходимые шаги для либерализации только рынка электроэнергии (этот процесс начался в 2007 г., когда правительство выразило намерение установить режим, при котором вся электроэнергия, за исключением поставляемой населению, реализовывалась по нерегулируемым ценам с 1 января 2011 г.).

Однако решения по вопросам запуска и структуры рынка мощности запаздывали. В июле 2008 г. вступили в силу переходные правила работы рынка мощности на период до конца 2010 г. Хотя правила работы рынка мощности переходного периода позволяют заключать договоры о поставках мощности по нерегулируемым ценам, потребителям предоставлена возможность покупать мощность по средневзвешенным регулируемым тарифам, установленным для генерирующих компаний. Вследствие этого цена таких договоров фактически ограничена уровнем регулируемых тарифов.

Недавно утвержденные правила долгосрочного рынка мощности, устанавливающие механизм ценообразования мощности, имеют важнейшее значение для будущей прибыльности генерирующих компаний (и особенно вновь построенных мощностей) и должны вступить в силу в 2011 г.

Данные правила разрабатывались примерно с 2007 г., и многие инвесторы, мы полагаем, надеялись на то, что рынок мощности будет либерализован по схеме, схожей с рынком электроэнергии. Однако по ряду причин, рассмотренных в нашем отчете, мы предполагаем, что согласно недавно утвержденных правил функционирования долгосрочного рынка мощности цены на мощность останутся де-факто регулируемые в обозримом будущем, что по существу сводит на нет все прежние разговоры о возможной либерализации и свободном рыночном ценообразовании мощности.

Как будет функционировать долгосрочный рынок мощности?

Новые правила работы долгосрочного рынка мощности фактически разделяют «новую» мощность (поставляемую генерирующими компаниями с электростанций, построенных в 2008 г. и позже) и «старую» мощность (поставляемую с электростанций, построенных до 2008 г.). Мы полагаем, что такое разделение преследует две цели: во-первых, обеспечивает окупаемость и определенную норму дохода на инвестированный капитал для новых электростанций (которые требуют в несколько раз большей цены за мощность, чем действующие сейчас регулируемые тарифы); и, во-вторых, способствует сдерживанию роста средней цены на электроэнергию для потребителей за счет более низких цен на мощность для существующих («старых») мощностей.

Методология предусматривает отдельные механизмы ценообразования для «старой» мощности и «новой» мощности и, как следствие, разные уровни цен. Новые правила не предполагают возможность гармонизации цен на «старую» и «новую» мощность, поэтому мы допускаем, что в обозримой перспективе они по-прежнему будут рассматриваться отдельно для целей ценообразования.

Долгосрочный рынок мощности предусматривает следующие механизмы ценообразования мощности:

Таблица 2. Механизмы продажи и ценообразования для «старой» и «новой» мощности

Старая мощность (построена до 2008 г.)	Новая мощность (построена после 2008 г.)
Конкурентный отбор мощности (КОМ, т. е. аукционы по мощности)	Договоры на предоставление мощности (ДПМ)
Регулируемые двусторонние договоры (для объемов, продаваемых населению)	Договоры поставки мощности по итогам дополнительного отбора инвестиционных проектов
Свободные двусторонние договоры (по либерализованным объемам мощности)	Свободные двусторонние договоры

Источник: Правительство РФ

Основным методом определения цены для «старой» мощности будет конкурентный отбор мощности (КОМ). «Новая» мощность будет поставляться главным образом по договорам на предоставление мощности (ДПМ), цена на которую будет устанавливаться регулятором индивидуально для каждого инвестиционного проекта.

Цены на «старую» мощность: конкурентный отбор мощности (КОМ)

Конкурентный отбор мощности будет проводиться по каждой зоне свободного перетока (ЗСП). Условием для классификации какой-либо географической территории как зоны свободного перетока является отсутствие существенных технологических ограничений для перетока электроэнергии или перераспределения нагрузки от одной электростанции к другой в пределах данной территории. Системный оператор планирует утвердить окончательный перечень таких зон до октября 2010 г. Предполагается, что на территории России будет выделено около 30 зон свободного перетока, которые будут покрывать приблизительно 96% общего объема энергопотребления в России (по нашим оценкам).

Для каждой зоны свободного перетока Системный оператор будет определять прогнозный максимальный объем спроса в каждом конкретном году и необходимый резерв мощности.

Затем Системный оператор отбирает генерирующие мощности, необходимые для удовлетворения планируемого пикового потребления электроэнергии и обеспечения требуемого резерва мощности, исходя из их технических характеристик и предложенных на конкурентный отбор ценовых заявок, а также обеспечения функционирования энергетической системы при наименьших затратах.

Кроме того, механизм ценообразования, применяемый в каждой отдельной зоне свободного перетока, будет зависеть от наличия или отсутствия достаточного уровня конкуренции между поставщиками мощности в такой зоне, определяемого Федеральной антимонопольной службой (ФАС).

Случай 1. Конкуренция между поставщиками мощности в зоне свободного перетока на достаточном уровне

Поставщику, доля которого в общем объеме мощности в зоне свободного перетока составляет более 15% (10% для сибирских зон свободного перетока), разрешается подавать ценовую заявку на не более чем 15% (10% в Сибири) общего объема мощности данной зоны.

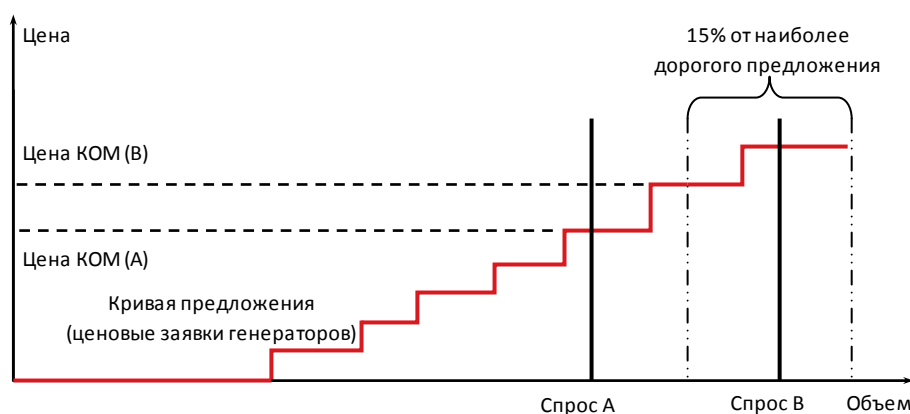
По мощности сверх указанного объема поставщик подает ценопринимающую заявку, и таким образом получает равновесную цену КОМа. Данное правило, следовательно, ограничивает объемы мощности, по которым поставщик имеет право подавать ценовые предложения в рамках конкурентного отбора мощности.

Важно отметить, что при установлении равновесной цены КОМ, 15% наиболее дорогостоящих ценовых заявок (10% – в зонах свободного перетока Сибири) не учитываются. В результате равновесная цена конкурентного отбора мощности для зоны свободного перетока устанавливается на уровне наименьшего значения из:

- цены в заявке наименее эффективного (маржинального) генератора, необходимого для удовлетворения прогнозного спроса; или
- наибольшего ценового предложения среди 85% генерирующих мощностей, предложивших самые низкие цены на конкурентный отбор мощности (90% в Сибири).

Схема определения равновесной цены КОМ представлена на *рисунке 1*:

Рисунок 1. Ценообразование на конкурентном отборе мощности (случай «наличия конкуренции» в зоне свободного перетока)*



*Спрос А и В отражают гипотетические сценарии изменения спроса

Источники: Правительство РФ, оценка Атона

Мы отмечаем, однако, что даже те генерирующие компании, ценовая заявка которых превышает равновесную цену КОМ, могут быть отобраны, если они требуются для функционирования энергосистемы по технологическим причинам.

Отобранные мощности получают оплату по следующему правилу:

- 1) мощность, предложенная по цене на уровне или ниже равновесной цены КОМ, оплачивается по равновесной цене КОМ;
- 2) мощность, предложенная по цене, превышающей равновесную, оплачивается по наименьшему из регулируемых тарифов для данного генератора и его цены предложения.

Генерирующие мощности, которые не были отобраны по итогам конкурентного отбора мощности, как правило, не будут иметь возможности для продажи своей мощности, за исключением особых ситуаций, когда этого потребует регулятор.

Следует подчеркнуть, что в случае «наличия достаточной конкуренции» генерирующие компании скорее всего не будут подавать заявки с ценами выше соответствующих регулируемых тарифов по следующим причинам: во-первых, если предложенная цена окажется слишком высокой, то мощность не будет отобрана Системным оператором и в этом случае она не будет оплачена вовсе; и, во-вторых, если мощность будет отобрана, но войдет в число 15% наиболее дорогих генераторов, то она будет оплачена по цене, не превышающей ее регулируемый тариф.

Случай 2. Конкуренция между поставщиками мощности в зоне свободного перетока недостаточна

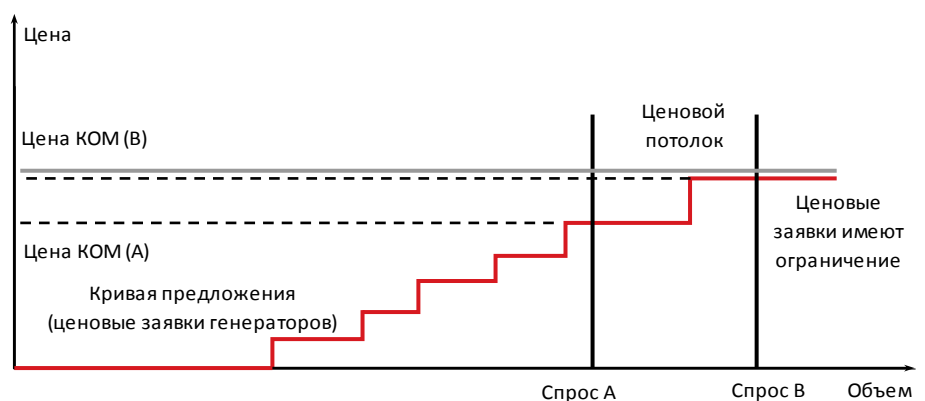
Если ФАС сочтет недостаточным уровень конкуренции между поставщиками мощности в зоне свободного перетока, регулятор будет устанавливать верхний предел для ценовых заявок генерирующих компаний, которые они могут представить на конкурс по отбору мощности в этой ЗСП. Правила рынка не устанавливают каких-либо ограничений объемов поставок мощности, выставляемых генерирующими компаниями на отбор в этом случае.

По такому сценарию равновесная цена конкурентного отбора мощности будет определяться на основании ценового предложения наиболее дорогого (маржинального) генератора, требуемого для удовлетворения прогнозного спроса, и, следовательно, должна быть ниже или равна установленному ценовому ограничению.

Все мощности, отобранные в данной зоне свободного перетока, будут реализовываться по единой равновесной цене конкурентного отбора мощности. Помимо этого, как и в зонах с достаточным уровнем конкуренции, мощности, которые не были отобраны в рамках конкурентного отбора мощности, как правило, не будут оплачиваться.

Для конкурентного отбора мощности на 2011 г. правительство установило верхние пределы цен на уровне 112 500 руб. за МВт и 120 350 руб. за МВт ежемесячно для зон свободного перетока европейской части России и Сибири соответственно.

Рисунок 2. Ценообразование на конкурентном отборе мощности (случай «недостаточной конкуренции» в зоне свободного перетока)



Источники: Правительство РФ, оценка Атона

Важно отметить, что в апреле 2010 г. председатель правления Совета рынка Дмитрий Пономарев сообщил агентству «Интерфакс», что, по мнению Совета рынка, почти во всех зонах свободного перетока России (кроме центральной части России без учета Москвы) отсутствует достаточный уровень конкуренции. Таким образом, подразумевается, что в большинстве зон свободного перетока будут установлены верхние пределы цен для конкурса по отбору мощности.

Последнее слово в этом вопросе остается за ФАС, однако мы полагаем, что оно не будет существенно отличаться от мнения Совета рынка. В связи с этим высока вероятность того, что в 2011 г. конкурентный отбор мощности в большинстве зон свободного перетока будет проводиться с установлением ценового предела.

Сроки предстоящих конкурентных отборов мощности

Отборы будут проводиться ежегодно за четыре года до поставки мощности (т. е. по итогам КОМ, проведенного в 2011 г., будут отобраны мощности и определены цены поставок мощности на 2015 г.). Такой временной разрыв связан с целью предоставления генерирующим компаниям достаточного времени для строительства новых мощностей для удовлетворения прогнозируемого спроса.

Первый отбор мощности в соответствии с новыми правилами функционирования долгосрочного рынка мощности определит объемы поставок мощности в 2011 г., он состоится до 1 октября 2010 г. Конкурентные отборы мощности на 2012-2015 гг. планируется провести до 1 июня 2011 г.

Правила долгосрочного рынка мощности также предусматривают проведение корректировочных отборов мощности (т. н. корректировочные КОМ). Такие конкурентные отборы будут проводиться в случаях отклонения фактического энергопотребления от прогнозов Системного оператора, задержек в поставках «новой» мощности на рынок, непредвиденного сокращения поставки мощности вследствие чрезвычайных обстоятельств или дефицита поставок мощности из-за ограниченной пропускной способности сетей. Корректировочные отборы должны проводиться не позднее 1 октября года, предшествующего периоду поставок мощности (начиная с 2011 г.).

Цены на «старую» мощность будут фактически контролироваться правительством

Мы полагаем, что цены на «старую» мощность по существу будут по-прежнему контролироваться правительством – либо непосредственно путем установления ценового ограничения (в зонах свободного перетока с недостаточным уровнем конкуренции, по оценкам ФАС), либо косвенным образом посредством регулируемых тарифов (в зонах свободного перетока с достаточным уровнем конкуренции).

В последнем случае мы не видим у генерирующих компаний оснований для подачи заявок на конкурентный отбор мощности по ценам выше величины регулируемых тарифов, поскольку тогда: во-первых, повышается вероятность того, что они не будут отобраны в качестве поставщиков мощности и, следовательно, вовсе не получают оплаты за свою мощность; и, во-вторых, если мощность все-таки будет отобрана в ходе аукциона и войдет в 15% наиболее дорогого предложения, то цена, которую получит такая мощность, не будет превышать ее регулируемый тариф.

Мы подтверждаем, что для некоторых генерирующих станций (в частности тех, которые в настоящее время имеют самые низкие регулируемые тарифы на мощность) введение принципа маржинального ценообразования, предусмотренного правилами долгосрочного рынка мощности, может привести к единовременному увеличению прибыли. Однако, по нашему мнению, в долгосрочной перспективе сохранение контроля государства над ценами за мощность в конечном итоге будет ограничивать рост прибыли в сегменте генерации в целом.

Регулируемые договоры на поставку мощности, вероятно, будут действовать и после 2011 г.

Мы ожидаем, что мощность, соответствующая объемам энергопотребления населения, будет по-прежнему продаваться по регулируемым тарифам и после 2011 г. По нашим оценкам, на домохозяйства приходится приблизительно 20% совокупного объема энергопотребления. Хотя правительство упоминало о возможной либерализации цен на поставляемую населению электроэнергию и мощность к 2014 г., этот вопрос по-прежнему находится на стадии обсуждения.

Цены поставок в рамках нерегулируемых договоров будут, вероятно, ниже цен конкурентного отбора мощности

Правила рынка предусматривают, что потребители электроэнергии всегда будут иметь возможность приобретения мощности по цене КОМ; в таком случае им будет выгодно заключать свободные договоры купли-продажи мощности, если цена таких договоров будет ниже цены конкурентного отбора мощности. В связи с этим мы не ожидаем, что цена свободных договоров купли-продажи мощности будет выше цены КОМ.

«Новая» мощность: ценообразование на основе дохода на инвестированный капитал

Согласно правилам работы долгосрочного рынка мощности цены на «новую» мощность будут явным образом включать доход на вложенный капитал с целью стимулирования инвестиций в сектор.

Основным механизмом ценообразования мощности новых построенных электростанций (гарантирующим более высокую цену на мощность по сравнению с ценой на «старые» мощности генерирующих компаний), являются договоры о предоставлении мощности (ДПМ).

ДМП – это соглашения, обязывающие новых собственников генерирующих компаний (которые приобрели данные активы у бывшего энергетического гиганта РАО ЕЭС России) строить новые тепловые электростанции.

Мы ожидаем, что наибольшая часть мощности новых тепловых электростанций будет поставляться по ДПМ, а оставшаяся часть попадет в категорию дополнительных инвестиционных проектов.

Проекты, подпадающие под действие соглашений о предоставлении мощности, подразделяются на две группы: новое строительство и модернизация.

Постановление правительства № 238 от 13 апреля 2010 г. охватывает только методику и параметры для расчета цен на мощность объектов нового строительства. Между тем, цены на мощность модернизированных объектов будут устанавливаться регулятором на индивидуальной основе для каждого проекта, при этом методика расчета цены пока не разработана.

Цены на мощность объектов нового строительства, устанавливаемые договорами о предоставлении мощности, будут рассчитываться на основе следующих параметров (детальное описание методики представлено в Приложении 1):

- базовая стоимость строительства – от 28 770 руб. за кВт до 53 450 за кВт (в зависимости от типа топлива и размера объекта генерации); может дополнительно корректироваться в сторону повышения с учетом климатических и сейсмических условий;
- расчетный срок окупаемости – 15 лет;
- базовая регулируемая средневзвешенная стоимость капитала (WACC) после вычета налогов – 14,0%, соответствующая базовой доходности долгосрочных государственных облигаций в размере 8,5%;
- операционные расходы и затраты на техническое обслуживание – 80 000 руб. за МВт и 123 000 руб. за МВт ежемесячно для европейской части России и Сибири соответственно (цифры указаны для 2010 г. и, как предполагается, будут индексироваться с учетом будущих темпов инфляции);
- Цена за мощность понижается на величину ожидаемой прибыли «новой» мощности с рынка электроэнергии и постпрогнозной стоимости, посредством применения коэффициентов, уменьшающих базовую стоимость строительства и операционные расходы. Как мы понимаем, эти понижающие коэффициенты предусмотрены для того, чтобы «новая» мощность не получила фактическую доходность инвестированного капитала выше регулируемой средневзвешенной стоимости капитала (в данном отчете мы исходим из допущения, что фактическая доходность инвестированного капитала нового объекта генерации включает прибыль, полученную как на рынке электроэнергии, так и на рынке мощности).

Тем не менее, вызывает вопросы предусмотренное постановлением правительства № 89 положение о том, что договоры о предоставлении мощности заключаются на десять лет. Остается неясным, означает ли это, что генерирующие компании будут получать повышенные платежи за мощность только в течение десяти лет, и если это так, получат ли они компенсацию в какой-либо форме за денежные потоки в течение оставшихся пяти лет расчетного срока эксплуатации объекта.

На данный момент правила долгосрочного рынка мощности подразумевают, что после истечения срока действия договора о предоставлении мощности (ДПМ), объект генерации будет признан «старым» и будет продаваться по ценам КОМ и посредством иных механизмов, применяемых к «старой» мощности.

«Новые» мощности, не законтрактованные по ДПМ, будут, вероятно, поставляться в основном по так называемым договорам на поставку мощности по итогам дополнительного отбора инвестиционных проектов. Опубликованные постановления правительства не прописывают методику определения цен на мощность, поставляемую по таким договорам дополнительных инвестиционных проектов, поэтому, насколько мы понимаем, такой механизм пока не разработан правительством.

Специальные условия для гидро- и атомных электростанций

«Старые» мощности ГЭС и АЭС

«Старые» мощности ГЭС и АЭС будут участниками долгосрочного рынка мощности на тех же условиях, что и тепловые электростанции, но с некоторыми благоприятными для них особенностями:

- на 2011-2012 гг. цены на «старую» мощность гидроэлектростанций и атомных электростанций, будут, вероятно, включать инвестиционную надбавку сверх цены конкурентного отбора мощности;
- начиная с 2013 г., если гидро- или атомные электростанции, не получают на рынке электроэнергии достаточной прибыли для обеспечения безопасной эксплуатации, они также могут получить дополнительную надбавку к цене на мощность.

Цены на мощность для новых гидро- и атомных электростанций еще не определены

Точную методику расчета цен на мощность для новых гидроэлектростанций и атомных электростанций предполагалось разработать к июню 2010 г. В постановлении правительства № 89 обозначены только следующие моменты:

- цены на «новые» мощности ГЭС и АЭС будут рассчитаны на базе 30-летнего периода окупаемости, и срок действия договоров на поставку мощности составит 20 лет;
- цены на «новую» мощность ГЭС и АЭС также снижаются на величину инвестиционной составляющей регулируемых тарифов и прочих целевых инвестиционных средств, которые генерирующие компании получили до ввода новых гидро- и атомных электростанций в эксплуатацию.

Мы сомневаемся, что чистая приведенная стоимость «новых» мощностей будет положительной

В соответствии с методологией, изложенной в постановлениях правительства, мы оценили денежные потоки для двух типовых инвестиционных проектов генерирующих компаний: газовой электростанции мощностью 400 МВт, расположенной в европейской части России (Проект А) и угольной электростанции 330 МВт в Сибири (Проект В).

В данном разделе мы представляем результаты проведенного нами анализа. Подробное описание официально утвержденной методики расчета цен на «новую» мощность изложено в Приложении 1.

Таблица 3. Допущения относительно параметров типичных инвестиционных

	Проект А	Проект В
Местоположение	Европейская часть России	Сибирь
Тип топлива	газ	уголь
Климатическая зона	3	5
Сейсмичность	нет	нет
Установленная мощность, МВт	400	330
Коэффициент использования установленной мощности	85%	80%
Потребление э/э и мощности на собственные нужды	3,2%	6,5%
Продажи электроэнергии в год, ГВтч	2 883	2 162
Продажи мощности в месяц, МВт	387	309
Удельный расход условного топлива, г/кВт*ч	220	290
Базовая стоимость строительства,* Руб./кВт	28 770	49 175
Климатический коэффициент	1,15	1,30
Коэффициент сейсмичности	1,00	1,00
Предполагаемая стоимость строительства, Руб./кВт	33 086	63 928
Предполагаемые фактические капзатраты, млн руб.	13 234	21 096
Коэффициент терминальной стоимости	0,90	0,95
Корректировка на ожидаемую прибыль от рынка э/э	0,71	0,95
Коэффициент временной стоимости капзатрат	1,23	1,41
Компенсированные расходы на строительство**, Руб./кВт	25 975	81 340
Компенсированные капзатраты**, млн руб.	10 390	26 842

*Методика расчетов отражена в Приложении 1

** Приведенные на дату начала поставок мощности

Источники: Правительство РФ, оценка Атона

В наших расчетах мы принимаем в качестве допущений следующие значения WACC, показателей рентабельности на рынке электроэнергии и регулируемых операционных расходов:

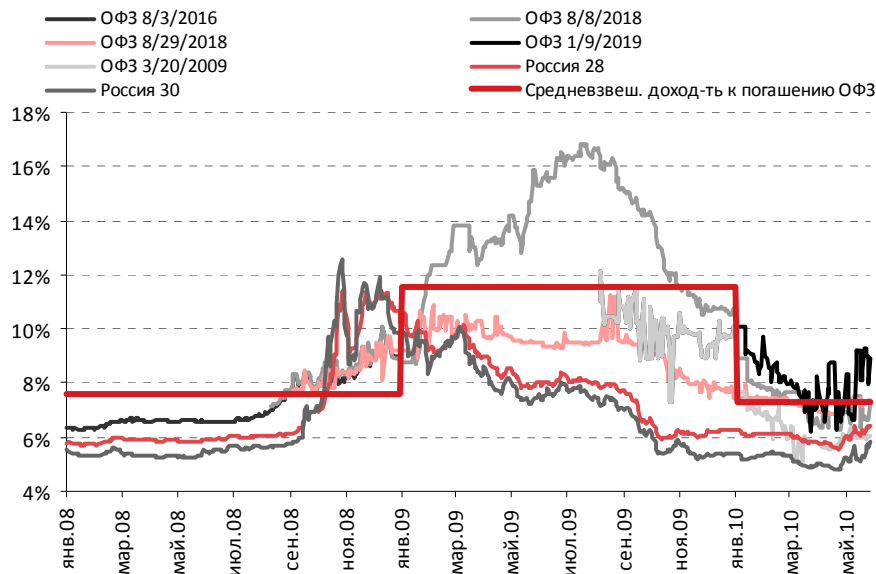
Таблица 4. Допущения в отношении WACC, регулируемых операционных издержек и рентабельности на рынке

	Базовый сценарий	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	После 2016
Доходность к погашению долгосрочных гособлигаций	8,5%	7,2%	11,6%	7,7%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%
Регулируемая величина WACC	14,0%	12,6%	17,2%	13,1%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%
Спотовая цена на рынке э/э, руб./МВт*ч											
Европейская часть России		725	681	833	926	1031	1148	1281	1430	1501	
Темпы роста			-6,0%	22,3%	11,2%	11,3%	11,4%	11,5%	11,6%	5,0%	5,0%
Сибирь		513	436	491	546	603	663	721	777	843	
Темпы роста			-14,9%	12,6%	11,1%	10,4%	10,0%	8,9%	7,6%	8,5%	8,5%
Рентабельность новых генерирующих мощностей на рынке электроэнергии											
газовой станции в Европе		41%	39%	37%	35%	32%	30%	28%	26%	26%	26%
угольной станции в Сибири			23%	22%	21%	20%	19%	18%	17%	17%	17%
Регулируемые операционные расходы, руб./МВт в месяц)											
газовой мощности				80 000	86 160	92 191	98 460	104 860	110 627	116 159	
угольной мощности				123 000	132 471	141 744	151 383	161 222	170 090	178 594	

Источники: Bloomberg, Правительство РФ, Администратор торговой системы, оценка Атона

Доходность российских ОФЗ за последнее время резко упала, и мы теперь закладываем в нашу модель доходность долгосрочных государственных облигаций России на уровне 7,0%, что, согласно утвержденной правительством методике, предполагает регулируемую средневзвешенную стоимость капитала в 12,4%.

Рисунок 3. Доходность к погашению долгосрочных российских ОФЗ и суверенных еврооблигаций



Источники: Bloomberg, оценка Атона

Мы также ожидаем снижения показателей рентабельности «новых» генерирующих мощностей на рынке электроэнергии на одну треть (и на четверть в Сибири) к 2015 г. относительно 2009 г., поскольку, по нашим оценкам, в ближайшие несколько лет будет введен в эксплуатацию большой объем «новых» мощностей с низким расходом топлива.

Наряду с этим мы учитываем ряд других факторов:

- генерирующие компании будут получать платежи за мощность в течение 15 лет, по истечении которых платежи за мощность будут уменьшены до уровня постоянных операционных расходов компании;
- фактические операционные расходы равны величине регулируемых операционных расходов;
- капиталовложения в поддержание оборудования из расчета 25-летнего физического срока эксплуатации активов и половины стоимости нового строительства;
- 2%-ый рост в постпрогнозный период; значение WACC на постпрогнозный период в 12,4%.

Наш расчет показывает, что новый газовый энергоблок мощностью 400 МВт, построенный в европейской части России, будет иметь внутреннюю норму доходности (IRR) на уровне 12,6%, тогда как угольная электростанция мощностью 330 МВт в Сибири обеспечит IRR в 13,3%. Для сравнения, наша текущая оценка WACC для типовой генерирующей компании составляет 14,0%, что подразумевает отрицательную чистую приведенную стоимость (NPV) инвестиционных проектов, которые, следовательно, будут уменьшать акционерную стоимость генерирующих компаний.

Таблица 5. Расчет внутренней нормы доходности (IRR) проекта А (газовый блок мощностью 400 Вт в европейской части России)

млн руб., если не указано иное	2009	2010П	2011П	2012П	2013П	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П	2021П	2022П	2023П	2024П	2025П	2026П	2027П
Компенсированные капзатраты (за вычетом накопленной амортизации)			10 390	10 153	9 968	9 748	9 486	9 174	8 802	8 361	7 835	7 209	6 465	5 579	4 524	3 270	1 777		
Регулир. WACC (после налога)	17,2%	13,1%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%		
Доход на компенсир. капзатраты			1 702	1 577	1 548	1 514	1 473	1 425	1 367	1 298	1 217	1 120	1 004	866	703	508	276		
Амортизация (возврат) компенсируемых капзатрат			157	185	220	262	312	371	442	526	626	745	886	1 054	1 255	1 493	1 777		
Компенсация эксплуатационных расходов			294	314	336	357	377	396	416	436	458	481	505	531	557	585	614		
Компенсация налога на недвижимость			207	203	199	196	193	189	186	183	180	177	174	171	168	165	163		
Компенсация собственного потребления мощности			78	75	76	77	78	79	80	81	82	83	85	87	89	91	93		
Суммарный годовой платеж за мощность			2 437	2 354	2 379	2 406	2 432	2 460	2 490	2 524	2 562	2 605	2 654	2 709	2 771	2 842	2 923		
Ежемесячная плата за мощность, тыс. руб./МВт за месяц			508	490	496	501	507	512	519	526	534	543	553	564	577	592	609	244	253
Цена на рынке э/э, руб./МВт*ч		833	926	1 031	1 148	1 281	1 430	1 501	1 576	1 655	1 738	1 825	1 916	2 012	2 112	2 218	2 329	2 445	2 568
Рентабельность «новой» мощности, %		37%	35%	32%	30%	28%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%
Рентабельность продаж на рынке э/э, руб./МВт*ч		307	321	335	348	361	372	390	410	430	452	474	498	523	549	577	605	636	668
Показатели отчета о прибылях и убытках, млн руб.																			
Всего выручка			5 029	5 251	5 614	6 022	6 477	6 709	6 955	7 216	7 491	7 783	8 093	8 423	8 773	9 146	9 544	8 184	8 579
Выручка за электроэнергию			2 670	2 971	3 311	3 693	4 122	4 328	4 545	4 772	5 011	5 261	5 524	5 801	6 091	6 395	6 715	7 051	7 403
Выручка за мощность			2 359	2 279	2 303	2 329	2 355	2 381	2 410	2 443	2 480	2 522	2 569	2 622	2 682	2 751	2 830	1 134	1 176
Операционные расходы			-2 449	-2 734	-3 060	-3 432	-3 853	-4 027	-4 211	-4 404	-4 607	-4 820	-5 044	-5 280	-5 528	-5 789	-6 063	-6 351	-6 654
Топливо			-1 744	-2 006	-2 307	-2 653	-3 051	-3 203	-3 363	-3 531	-3 708	-3 893	-4 088	-4 292	-4 507	-4 732	-4 969	-5 218	-5 478
Эксплуатационные расходы			-414	-443	-473	-503	-531	-558	-585	-615	-645	-678	-712	-747	-785	-824	-865	-908	-954
Налог на недвижимость			-291	-286	-281	-276	-271	-267	-262	-258	-253	-249	-245	-241	-237	-233	-229	-226	-222
ЕБИТДА			2 580	2 516	2 554	2 590	2 624	2 682	2 745	2 812	2 884	2 963	3 049	3 142	3 245	3 357	3 481	1 833	1 925
ЕБИТ			2 056	1 982	2 008	2 031	2 052	2 096	2 143	2 195	2 251	2 313	2 381	2 455	2 538	2 629	2 731	1 060	1 128
Денежный поток фирмы, млн руб.																			
ЕБИТ			2 056	1 982	2 008	2 031	2 052	2 096	2 143	2 195	2 251	2 313	2 381	2 455	2 538	2 629	2 731	1 060	1 128
Налог на ЕБИТ			-411	-396	-402	-406	-410	-419	-429	-439	-450	-463	-476	-491	-508	-526	-546	-212	-226
ЕБИТ после налогообложения			1 645	1 585	1 606	1 625	1 641	1 677	1 715	1 756	1 801	1 850	1 904	1 964	2 030	2 103	2 185	848	902
Износ			524	535	546	559	572	586	601	617	633	650	668	687	707	728	750	773	797
Капиталовложения	-6 617	-6 617	-284	-304	-324	-343	-361	-379	-398	-418	-439	-461	-484	-509	-534	-561	-589	-618	-649
Изменение оборотного капитала			-226	-10	-16	-18	-20	-10	-11	-12	-12	-13	-14	-15	-16	-17	-18	61	-18
FCFF	-6 617	-6 617	1 658	1 806	1 812	1 822	1 832	1 873	1 906	1 943	1 983	2 026	2 074	2 128	2 187	2 254	2 328	1 064	1 032
IRR	12,6%																		

Источник: оценка Атона

Таблица 6. Расчет внутренней нормы доходности (IRR) проекта В (угольный блок мощностью 330 МВт в Сибири)

млн руб., если не указано иное	2009	2010П	2011П	2012П	2013П	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П	2021П	2022П	2023П	2024П	2025П	2026П	2027П
Компенсированные капзатраты (за вычетом накопленной амортизации)			26 842	26 117	25 519	24 825	24 020	23 087	22 004	20 748	19 291	17 601	15 640	13 366	10 728	7 668	4 118		
Регулир. WACC (после налога)	17,2%	13,1%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%	12,4%		
Доход на компенсир. капзатраты			4 398	4 056	3 963	3 855	3 730	3 585	3 417	3 222	2 996	2 733	2 429	2 076	1 666	1 191	639		
Амортизация (возврат) компенсируемых капзатрат			520	598	694	805	933	1 083	1 256	1 457	1 690	1 961	2 274	2 638	3 060	3 550	4 118		
Компенсация эксплуатационных расходов			498	533	570	607	640	672	705	741	778	817	857	900	945	993	1 042		
Компенсация налога на недвижимость			441	433	425	418	411	404	397	390	383	377	371	364	359	353	347		
Компенсация собственного потребления мощности			404	388	390	392	394	396	399	401	403	406	409	413	416	420	424		
Суммарный годовой платеж за мощность			6 261	6 008	6 041	6 077	6 109	6 140	6 174	6 211	6 251	6 294	6 341	6 391	6 446	6 506	6 571		
Ежемесячная плата за мощность, тыс. руб./МВт за месяц			1 581	1 517	1 526	1 534	1 543	1 550	1 559	1 568	1 578	1 589	1 601	1 614	1 628	1 643	1 659	408	422
Цена на рынке э/э, руб./МВт*ч		491	546	603	663	721	777	843	914	992	1 076	1 168	1 267	1 375	1 491	1 618	1 756	1 905	2 067
Рентабельность «новой мощности», %		22%	21%	20%	19%	18%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
Рентабельность продаж на рынке э/э, руб./МВт*ч		110	117	123	129	133	136	147	160	173	188	204	222	240	261	283	307	333	362
Показатели отчета о прибылях и убытках, млн руб.																			
Всего выручка			7 038	6 924	7 085	7 245	7 394	7 566	7 753	7 956	8 175	8 414	8 672	8 952	9 257	9 587	9 945	5 633	6 036
Выручка за электроэнергию			1 181	1 303	1 433	1 561	1 680	1 823	1 978	2 146	2 328	2 526	2 741	2 974	3 227	3 501	3 798	4 121	4 472
Выручка за мощность			5 857	5 620	5 651	5 684	5 714	5 744	5 775	5 810	5 847	5 888	5 931	5 979	6 030	6 086	6 147	1 512	1 564
Операционные расходы			-1 917	-2 054	-2 202	-2 351	-2 492	-2 636	-2 792	-2 961	-3 143	-3 341	-3 554	-3 785	-4 035	-4 305	-4 597	-4 912	-5 253
Топливо			-929	-1 037	-1 155	-1 273	-1 386	-1 504	-1 632	-1 770	-1 921	-2 084	-2 261	-2 454	-2 662	-2 888	-3 134	-3 400	-3 689
Эксплуатационные расходы			-525	-561	-599	-638	-674	-707	-743	-780	-819	-860	-903	-948	-995	-1 045	-1 097	-1 152	-1 210
Налог на недвижимость			-464	-456	-448	-440	-432	-425	-418	-410	-404	-397	-390	-384	-377	-371	-365	-360	-354
ЕБИТДА			5 120	4 869	4 883	4 894	4 902	4 930	4 961	4 995	5 032	5 073	5 118	5 167	5 222	5 282	5 349	721	782
ЕБИТ			4 286	4 017	4 012	4 003	3 990	3 996	4 003	4 012	4 023	4 036	4 053	4 072	4 095	4 122	4 154	-511	-488
Денежный поток фирмы, млн руб.																			
ЕБИТ			4 286	4 017	4 012	4 003	3 990	3 996	4 003	4 012	4 023	4 036	4 053	4 072	4 095	4 122	4 154	-511	-488
Налог на ЕБИТ			-857	-803	-802	-801	-798	-799	-801	-802	-805	-807	-811	-814	-819	-824	-831	102	98
ЕБИТ после налогообложения			3 428	3 213	3 210	3 203	3 192	3 196	3 202	3 209	3 218	3 229	3 242	3 258	3 276	3 298	3 323	-409	-390
Износ			835	852	871	891	912	935	958	983	1 009	1 037	1 065	1 095	1 127	1 160	1 195	1 232	1 270
Капиталовложения	-10 548	-10 548	-453	-484	-516	-547	-576	-605	-635	-667	-700	-735	-772	-811	-851	-894	-938	-985	-1 035
Изменение оборотного капитала			-317	5	-7	-7	-7	-8	-8	-9	-10	-11	-12	-13	-14	-15	-16	194	-18
FCFF	-10 548	-10 548	3 494	3 587	3 557	3 539	3 522	3 519	3 517	3 517	3 517	3 520	3 524	3 530	3 538	3 549	3 563	32	-173
IRR	13,3%																		

Источник: оценка Атона

Таблица 7. Расчетная величина WACC для типичной генерирующей компании

Стоимость долгового финансирования	8,0%
Базовая стоимость акционерного капитала в России	12,2%
Премия за регуляционный риск	1,5%
Премия за риск корпоративного управления	2,0%
Премия за ликвидность	1,5%
Общая премия за риск инвестиций в компанию	5,0%
Стоимость акционерного капитала	17,2%
Теоретическое отношение Долг/Активы	30,0%
WACC	14,0%

Источник: оценка Атона

Мы выделяем несколько рисков повышения и понижения нашей оценки внутренней нормы доходности инвестиционных проектов (IRR).

Риски повышения оценки

Экономия за счет расходов на строительство, а также операционных и эксплуатационных затрат. В нашей модели мы принимаем в качестве допущения, что фактические расходы на строительство и операционные издержки равны оценкам регулятора. Если генерирующим компаниям удастся сократить расходы до меньшего, чем установлено регулятором, уровня, они смогут получить дополнительную прибыль.

Цены на газ вырастут больше, чем ожидается. Мы предполагаем, что среднегодовой рост цен на газ составит 15% в течение 2011-2015 гг., а в последующие годы будет соответствовать прогнозируемой нами динамике индекса потребительских цен (ИПЦ). Поскольку цены на электричество привязаны к ценам на газ, более быстрый рост цен на газ при каждом уровне рентабельности приведет к более высокой прибыли «новых» мощностей на рынке электроэнергетики в абсолютном выражении.

Риски понижения оценки

Несоответствие срока действия договоров о предоставлении мощности (ДПМ) и расчетного срока окупаемости объектов. В постановлении правительства четко указывается, что договоры о предоставлении мощности новых объектов тепловой генерации будут заключаться сроком на десять лет. Однако, по нашему мнению, такое правило противоречит оговоренному в постановлении 15-летнему расчетному сроку окупаемости этих объектов, и мы полагаем, что существует риск того, что генерирующие компании будут получать более высокие платежи за мощность только в течение первых десяти лет из 15-летнего установленного срока окупаемости новых объектов. Такой порядок подразумевает, что в течение пяти последних лет расчетного срока эксплуатации генерирующие компании не будут получать каких-либо существенных денежных потоков. По нашим расчетам, при таком сценарии величины внутренней нормы доходности (IRR) рассматриваемых нами Проектов А и В снизятся до 11,1% и 9,6% соответственно.

Пересмотр цен на мощность. Утвержденная правительством методология расчета цен на мощность дает регулятору право пересматривать цены на мощность, установленные ДПМ, через три и шесть лет после начала действия договора, в случае если фактическая прибыль новых объектов генерации на рынке электроэнергетики отличается от расчетной более чем на 10%. По нашему мнению, существует риск, что регулятор может использовать данное положение для того, чтобы не позволить фактической величине IRR превысить значение регулируемой средневзвешенной стоимости капитала (WACC), которая, по нашим текущим оценкам, составит 12,4% в долгосрочной перспективе.

Более значительное снижение рентабельности на рынке электроэнергетики. Как мы отмечали выше, рентабельность «новой» мощности на рынке электроэнергетики, по нашим расчетам, уменьшится на одну треть в европейской части России (и на четверть в Сибири) за период 2010-2015 гг. и стабилизируется на этом уровне в последующие годы.

Тем не менее, теоретически рентабельность генерирующих компаний на рынке электроэнергетики должна стремиться к нулевому значению в долгосрочной перспективе по мере того, как новые топливоэффективные объекты генерации будут сменять технически устаревшие мощности.

Дальнейшее снижение доходности государственных облигаций. Дальнейшее падение доходности долгосрочных государственных облигаций может привести к понижению регулируемой величины WACC и, как следствие, к более низкому показателю IRR инвестиционных проектов.

Фактическая стоимость строительства и операционные и эксплуатационные затраты окажутся выше оценок регулятора. Если генерирующие компании превысят установленные регулятором стоимость строительства и/или операционные и эксплуатационные затраты, то фактическая величина IRR окажется ниже наших оценок.

Оценка генерирующего сегмента

Исходя из нашего понимания правил долгосрочного рынка мощности, мы провели анализ стоимости всего сегмента тепловой генерации. Мы получили индикативную стоимость генерирующих компаний как сумму трех составляющих: денежных потоков от «старой» мощности с рынка электроэнергии, денежных потоков от «старой» мощности с рынка мощности и чистой приведенной стоимости (NPV) «новых» мощностей (для упрощения анализа мы не учитываем стоимость теплогенерирующего бизнеса). Мы рассмотрели три возможных сценария – оптимистичный, пессимистичный и базовый, – которые отличаются прежде всего допущениями о показателях рентабельности на рынках электроэнергии и мощности.

Таблица 8. Допущения в рамках разных сценариев

	Пессимистичный	Базовый	Оптимистичный
Рентабельность нерегулируемых продаж электроэнергии*	80% от значения в оптимистичном сценарии, т. к. ввод новой мощности неблагоприятно скажется на нерегулируемых ценах на электроэнергию	Среднее между пессимистичным и оптимистичным сценарием	Равна фактической рентабельности в рублевом выражении, зафиксированной в 2008 г., когда наблюдалось самое благоприятное соотношение предложения и спроса для генкомпаний за последние годы (высокий спрос на электроэнергию без существенных объемов ввода в эксплуатацию новой мощности).
Коэффициент использования установленной мощности	Значение оптимистичного сценария, уменьшенное на 5 п. п.	Среднее между пессимистичным и оптимистичным сценарием	Равен фактическому коэффициенту загрузки 2008 г., в котором отмечалось самое благоприятное соотношение спроса и предложения и самый высокий среднегодовой уровень загрузки мощности за последние 10 лет.
Доля нерегулируемых продаж электроэнергии	Цены на электроэнергию, продаваемую населению, остаются регулируемы	Среднее между пессимистичным и оптимистичным сценарием	Полная либерализация, включая электроэнергию для населения
Цены на мощность	Равна потолку цены, установленному правительством на 2011 г.	Равна потолку цены, установленному правительством на 2011 г.	Равна потолку цены, установленному правительством на 2011 г.
Постоянные расходы	Средние фактические расходы в 2008 г., проиндексированные с использованием нашего прогноза ИПЦ до 2011 г.	Среднее между пессимистичным и оптимистичным сценарием	Средние фактические расходы в 2008 г.
NPV новой мощности	Ноль	Ноль	Ноль

*Рассчитывается как разница между средней рыночной ценой за день вперед и средними расходами на топливо

Источник: оценка Атона

Согласно анализу, изложенному выше в данном отчете, мы считаем, что «новые» мощности, по нашим оценкам, вряд ли будут иметь положительное значение NPV, поэтому во всех трех сценариях мы сделали допущения о том, что новые инвестиционные проекты не увеличат (но и не снизят) акционерную стоимость компаний.

Отсутствие потенциала роста в генерирующем сегменте в целом; риски снижения оценки стоимости. Согласно нашему базовому сценарию, средний индикативный коэффициент EV/Мощность для торгуемых тепловых генерирующих компаний составляет \$181 за кВт, что на 23% ниже текущей рыночной стоимости (EV) на уровне \$236 за кВт. По нашим расчетам, даже в оптимистичном сценарии индикативная оценка стоимости сектора тепловой генерации не превысит \$291 за кВт, что всего на 23% выше текущего среднего рыночного значения.

Хотя отдельные компании могут по-прежнему иметь потенциал роста котировок, мы полагаем, что в сегменте тепловой генерации в целом потенциал роста цен акций относительно текущих уровней ограничен, если он вообще есть, и риски снижения стоимости преобладают.

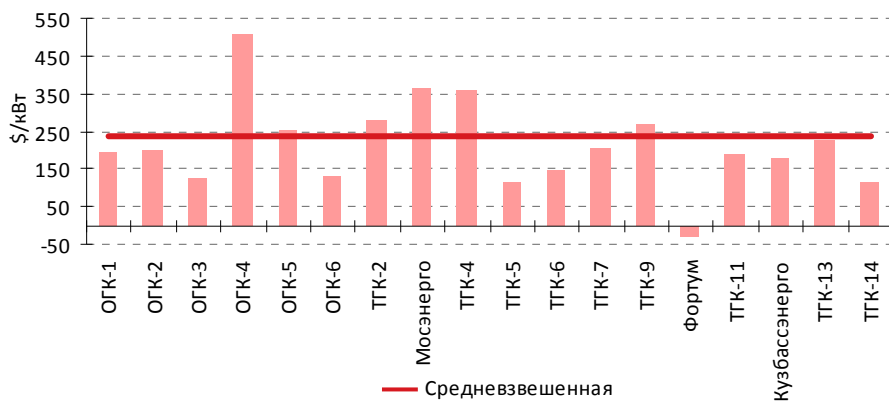
Таблица 9. Индикативная оценка сектора тепловой генерации*

	Сценарий		
	Пессимистичный	Базовый	Оптимистичный
«Старая» мощность – рынок электроэнергии			
Свободная рыночная цена на э/э, Руб./МВт*ч			697
Затраты на топливо, Руб./МВт*ч			510
Рентабельность EBITDA на рынке электроэнергии, Руб./МВт*ч	150	168	187
Долгосрочный обменный курс, Руб./\$	28,1	28,1	28,1
EBITDA на рынке электроэнергии, \$/МВт*ч	5,3	6,0	6,7
Долгосрочный уровень загрузки мощности	48,4%	50,9%	53,4%
Доля продаж на свободном рынке	80%	90%	100%
Годовая EBITDA на рынке электроэнергии,** \$/кВт	18,1	24,1	31,2
Индикативный коэффициент EV/EBITDA	4,5	6,1	6,9
Стоимость «старой» мощности на рынке электроэнергии, \$/кВт	81	148	215
«Старая» мощность – рынок мощности			
Цена за мощность, тыс. руб./МВт в месяц	114	114	114
Постоянные расходы (без учета амортизации), тыс. руб./МВт в месяц	114	101	88
Рентабельность EBITDA на рынке мощности, тыс. руб./МВт в месяц	0	13	26
Долгосрочный обменный курс, Руб./\$	28,1	28,1	28,1
Годовая EBITDA на рынке мощности, \$/кВт	-0,1	5,5	11,1
Индикативный коэффициент EV/EBITDA	4,5	6,1	6,9
Стоимость «старой» мощности на рынке мощности, \$/кВт	0	34	76
Чистая приведенная стоимость (NPV) «новой» мощности	0	0	0
Индикативная стоимость сектора, \$/кВт	81	181	291
Установленная мощность сектора, МВт	99 198	99 198	99 198
Индикативная стоимость сектора, \$ млн	8 041	17 987	28 896
Чистые денежные средства сектора, \$ млн	4 270	4 270	4 270
Индикативная рыночная капитализация сектора, \$ млн	12 311	22 257	33 166
Текущая рыночная капитализация сектора, \$ млн	27 646	27 646	27 646
Рыночная оценка сектора тепловой генерации (EV/Мощность), \$/кВт	236	236	236
Индикативный потенциал роста/(снижения)	-55%	-19%	20%

*Применяются средневзвешенные показатели для следующих генкомпаний: с ОГК-1 до ОГК-6 и с ТГК-2 до ТГК-14.

**Предполагается, что сбыт электроэнергии по регулируемым тарифам имеет нулевую рентабельность.

Источники: данные компании, Администратор торговой системы, Bloomberg, оценка Атона

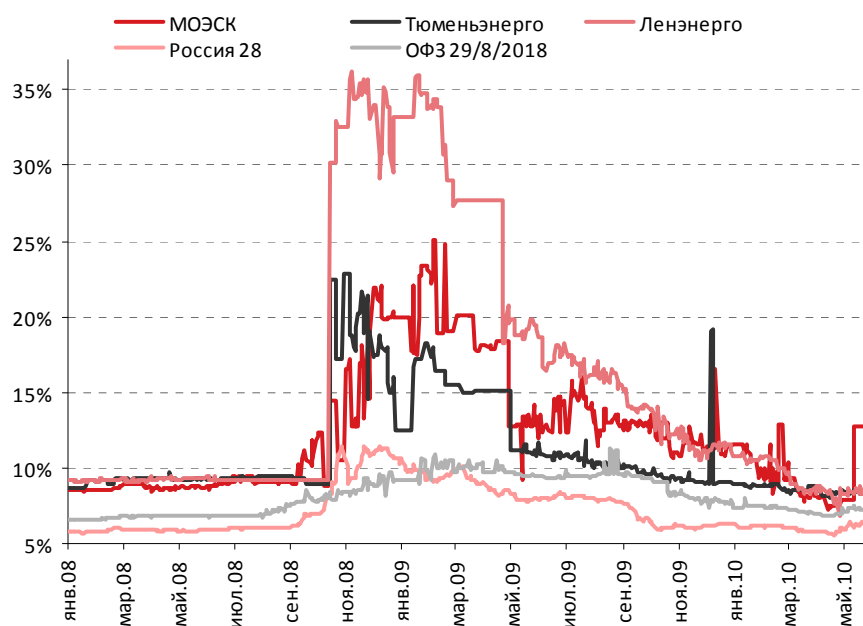
Рисунок 4. Текущие рыночные оценки компаний сектора тепловой генерации (EV/установленная мощность)


Источники: данные компании, Bloomberg, оценка Атона

МРСК: обновленные теоретические цены

Мы пересмотрели наши теоретические цены по акциям российских распределительных сетевых компаний (МРСК) с учетом обновленных оценок средневзвешенной стоимости капитала (WACC) и наших макроэкономических прогнозов. Наша команда по инвестиционной стратегии недавно понизила базовое значение стоимости капитала для России на 50 б. п. до 12,2%; кроме того, мы уменьшили величину стоимости долга МРСК на 50 б. п. в свете снижающейся в последнее время доходности российских государственных облигаций и облигаций МРСК. В результате, в нашей текущей оценке мы применяем стоимость долга МРСК 9,7-11,2%. Следует, однако, отметить, что недавно менеджмент Холдинга МРСК упомянул, что компания этом году рассчитывает привлечь кредиты по ставкам на уровне 7,5-9,0% годовых (в рублях).

Рисунок 5. Доходность к погашению облигаций МРСК и российских государственных облигаций



Источник: Bloomberg

Таблица 10. Оценочные показатели WACC: обновленные vs прежние

	Стоимость акционерного капитала			Стоимость долга			WACC (искл. налоговый щит)		
	Обновл.	Прежн.	Изм.	Обновл.	Прежн.	Изм.	Обновл.	Прежн.	Изм.
МРСК Центра	17,7%	18,2%	-0,5%	10,2%	10,7%	-0,5%	15,5%	16,0%	-0,5%
МРСК Юга	17,5%	18,0%	-0,5%	10,7%	11,2%	-0,5%	15,5%	16,0%	-0,5%
МРСК Северного Кавказа	23,7%	24,2%	-0,5%	11,2%	11,7%	-0,5%	20,0%	20,5%	-0,5%
МРСК Центра и Приволжья	17,8%	18,3%	-0,5%	10,2%	10,7%	-0,5%	15,5%	16,0%	-0,5%
МРСК Северо-Запада	19,4%	19,9%	-0,5%	10,2%	10,7%	-0,5%	16,6%	17,1%	-0,5%
МРСК Сибири	19,8%	20,3%	-0,5%	10,2%	10,7%	-0,5%	16,9%	17,4%	-0,5%
МРСК Урала	18,3%	18,8%	-0,5%	10,2%	10,7%	-0,5%	15,9%	16,4%	-0,5%
МРСК Волги	18,7%	19,2%	-0,5%	10,2%	10,7%	-0,5%	16,2%	16,7%	-0,5%
МОЭСК	18,7%	19,2%	-0,5%	9,7%	10,2%	-0,5%	16,0%	16,5%	-0,5%
Ленэнерго	19,2%	19,7%	-0,5%	10,2%	10,7%	-0,5%	16,5%	17,0%	-0,5%
Кубаньэнерго	20,2%	20,7%	-0,5%	10,7%	11,2%	-0,5%	17,4%	17,9%	-0,5%

Источник: оценка Атона

Мы также учитываем в нашей оценке стоимости МРСК последние макроэкономические прогнозы нашей команды по экономике. Наиболее существенным изменением является повышение долгосрочного курса рубля до 28,1 за доллар США, что на 4,6% выше ранее применяемого нами допущения.

Таблица 11. Новые макроэкономические прогнозы предполагают укрепление рубля

	2009	2010П	2011П	2012П	2013П	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П
Рост ВВП (новый прогноз)	-7,9%	6,4%	7,1%	6,5%	6,0%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%
Рост ВВП (прежний прогноз)	-7,7%	5,8%	6,0%	5,8%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%
Разница	-0,2 п. п.	0,6 п. п.	1,1 п. п.	0,7 п. п.	0,5 п. п.	0 п. п.	0 п. п.	0 п. п.	0 п. п.	0 п. п.	0 п. п.	0 п. п.
ИПЦ, дек./дек. (новый прогноз)	8,8%	7,7%	7,0%	6,8%	6,5%	5,5%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
ИПЦ, дек./дек. (прежний прогноз)	10,0%	8,0%	7,0%	7,0%	6,0%	5,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Разница	-1,2 п. п.	-0,3 п. п.	0 п. п.	-0,2 п. п.	0,5 п. п.	0,5 п. п.	1 п. п.	1 п. п.	1 п. п.	1 п. п.	1 п. п.	1 п. п.
Руб./\$, средний за период (новый прогноз)	31,7	29,1	27,6	27,6	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1
Руб./\$, средний за период (прежний прогноз)	32,5	30,6	29,7	29,5	29,5	29,5	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4
Разница	-2,4%	-4,9%	-7,4%	-6,5%	-4,7%	-4,7%	-4,6%	-4,6%	-4,6%	-4,6%	-4,6%	-4,6%

Источник: оценка Атона

И, наконец, наши обновленные оценки стоимости МРСК учитывают последние финансовые и операционные результаты, опубликованные компаниями сектора.

Мы сохранили прежними допущения относительно 1 января 2012 г. как даты введения методики RAB-регулирования во всех оставшихся региональных филиалах МРСК (и 1 января 2014 г. – для МРСК Северного Кавказа) и наши оценки первоначальной регулируемой базы активов (RAB) компаний.

Потенциал 86%-го роста котировок акций Холдинга МРСК; семь МРСК предлагают потенциал повышения котировок более чем на 70%. Вследствие указанных выше изменений наша оценка справедливой рыночной капитализации распределительных компаний увеличилась на 12%. Таким образом, мы сохраняем рекомендацию **ПОКУПКА** по девяти из 14 акций компаний электрораспределительного сектора и повышаем рекомендацию по обыкновенным акциям Ленэнерго с **ПРОДАЖА** до **ДЕРЖАТЬ** на основании соотношения рыночной и теоретической цен. Мы понижаем рекомендацию по бумагам МРСК Сибири с **ПОКУПКА** до **ДЕРЖАТЬ** (в результате значительного повышения котировок акций эмитента со времени публикации нашего последнего отчета) по бумагам Кубаньэнерго с **ДЕРЖАТЬ** до уровня **ПРОДАЖА** (преимущественно из-за более слабых, чем мы ожидали, финансовых результатов компании за 2009 г.).

Таблица 12. Обновленные теоретические цены и рекомендации по акциям распределительных компаний

Компания	Тикер	Теор. цена (12М), прежняя, \$	Теор. цена (12М), новая, \$	Изм.	Текущая цена, \$	Потенциал роста	Текущ. EV/RAB 2009П	Теор. EV/RAB 2009П	Рекомендация, прежняя	Рекомендация, новая
МРСК Центра	MRKC	0,0495	0,0643	29,9%	0,0373	72%	0,48	0,65	ПОКУПКА	ПОКУПКА
МРСК Юга	MRKY	0,0141	0,0127	-10,0%	0,0059	116%	0,56	0,77	ПОКУПКА	ПОКУПКА
МРСК Северного Кавказа	MRKK	16,2	21,4	32,7%	4,9	336%	0,08	0,24	ПОКУПКА	ПОКУПКА
МРСК Центра и Приволжья	MRKP	0,0109	0,0130	19,0%	0,0073	77%	0,45	0,61	ПОКУПКА	ПОКУПКА
МРСК Северо-Запада	MRKZ	0,0117	0,0128	9,4%	0,0073	74%	0,40	0,55	ПОКУПКА	ПОКУПКА
МРСК Сибири	MRKS	0,0131	0,0137	4,9%	0,0110	24%	0,42	0,43	ПОКУПКА	ДЕРЖАТЬ
МРСК Урала	MRKU	0,0190	0,0204	7,5%	0,0085	140%	0,38	0,65	ПОКУПКА	ПОКУПКА
МРСК Волги	MRKV	0,00457	0,00511	11,8%	0,00400	28%	0,52	0,55	ДЕРЖАТЬ	ДЕРЖАТЬ
МОЭСК	MSRS	0,0744	0,0807	8,5%	0,0446	81%	0,47	0,61	ПОКУПКА	ПОКУПКА
Ленэнерго (обыкн.)	LSNG	0,860	1,066	24,0%	0,782	36%	0,45	0,49	ПРОДАЖА	ДЕРЖАТЬ
Ленэнерго (привил.)	LSNGP	0,817	0,830	1,6%	0,872	-5%			ПРОДАЖА	ПРОДАЖА
Кубаньэнерго	KUBE	4,51	3,03	-33,0%	6,50	-53%	0,82	0,43	ДЕРЖАТЬ	ПРОДАЖА
Холдинг МРСК (обыкн.)	MRKH	0,220	0,248	12,8%	0,134	86%	0,45	0,52	ПОКУПКА	ПОКУПКА
Холдинг МРСК (привил.)	MRKHP	0,112	0,141	26,4%	0,089	58%			ПОКУПКА	ПОКУПКА

Источники: оценка Атона, Bloomberg (для рыночных цен)

Мы по-прежнему отдаем предпочтение акциям Холдинга МРСК как наилучшему, на наш взгляд, инструменту для инвестиций в данный сегмент, учитывая потенциал 86%-го роста, преимущества диверсификации и высокую ликвидность его бумаг по сравнению с отдельными МРСК. Среди остальных распределительных сетевых компаний мы рекомендуем инвестировать средства в акции МРСК Урала (потенциал 140%-го роста), МРСК Юга (116%), МОЭСК (81%), МРСК Центра и Приволжья (77%) и МРСК Центра (72%), поскольку бумаги этих компаний предлагают, по нашим расчетам, наибольший потенциал повышения котировок в электрораспределительном секторе. Мы по-прежнему считаем акции МРСК Северного Кавказа высокорискованным, но и потенциально наиболее прибыльным вложением в долгосрочной перспективе, которое может, по нашим оценкам, обеспечить инвесторам одну из самых интересных доходностей на вложенный капитал (потенциал 336%-го роста котировок акций).

Таблица 13. Оценка стоимости Холдинга МРСК как суммы частей (SOTP)

Дочерняя компания	Тикер	Пакет в собственности	Текущ. EV/RAB 2009П	Теор. EV/RAB 2009П	Рыноч. стоимость пакета, \$ млн	Справед. стоимость пакета (12М), \$ млн
МРСК Центра	MRKC	50%	0,48	0,65	790	1 363
МРСК Юга	MRKY	52%	0,56	0,77	151	326
МРСК Северного Кавказа	MRKK	58%	0,08	0,24	85	369
МРСК Центра и Приволжья	MRKP	50%	0,45	0,61	416	736
МРСК Северо-Запада	MRKZ	55%	0,40	0,55	389	677
МРСК Сибири	MRKS	53%	0,42	0,43	522	649
МРСК Урала	MRKU	52%	0,38	0,65	383	918
МРСК Волги	MRKV	68%	0,52	0,55	483	617
МОЭСК	MSRS	51%	0,47	0,61	1 105	2 001
Ленэнерго	LSNG	46%	0,45	0,49	364	497
Тюменьэнерго*	Нет листинга	100%	0,12	0,54	234	2 356
Томская РК	TORS	52%	0,34	0,50	37	59
Кубаньэнерго	KUBE	49%	0,82	0,43	57	26
Текущ./теор. стоимость долей в МРСК, \$ млн					5 016	10 594
Чистая денежная позиция (неконсолидированная отчетность по РСБУ за 1К10) с учетом допэмиссии, \$ млн					361	361
Текущ./теор. (12М) SOTP, \$ млн					5 377	10 956
Текущ./теор. премия (дисконт) к SOTP					10,3%	0,0%
Текущ./теор. (12М) рын. кап.,** \$ млн					5 929	10 956
Теоретическая цена на 12М (обыкн.),** \$						0,248
Текущая цена (обыкн.), \$						0,134
Потенциал роста до теор. цены на 12М (обыкн.)						86%
Справедливый дисконт привил. акций к обыкновенным						43%
Теоретическая цена 12М (привил.)**, \$						0,141
Текущая цена (привил.), \$						0,089
Потенциал роста до теор. цены на 12М (привил.)						58%

* Рыночная стоимость рассчитана на основе средних производственных мультипликаторов котирующихся МРСК

** После размещения допэмиссии объемом 1,9 млрд новых обыкновенных акций.

Источник: оценка Атона

Мы рекомендуем переключаться с сектора генерации на сегмент распределения электроэнергии

Отсутствие катализаторов роста у генерирующих компаний в отличие от МРСК

Поскольку правила долгосрочного рынка мощности (последнее важное неизвестное в отношении генерирующих компаний) были объявлены, мы более не видим каких-либо значимых факторов, которые могли бы привести к кардинальной переоценке акций генерирующего сегмента в целом. В отличие от них, акции МРСК имеют мощные катализаторы повышения котировок в обозримом будущем: это переход на регулирование тарифов по методу доходности инвестированного капитала (RAB-регулирование), который планируется завершить до 1 января 2011 г., а также прояснение планов по консолидации и приватизации компаний отрасли (ожидается во втором полугодии 2010 г.) и потенциальное включение акций Холдинга МРСК в расчетную базу индексов MSCI.

Мы рекомендуем инвесторам ребалансировать портфель в пользу акций электрораспределительных компаний

По изложенным в данном отчете причинам мы без энтузиазма оцениваем перспективы сектора генерации, и поэтому мы рекомендуем инвесторам, вкладывающим средства в российскую электроэнергетику, перераспределить вес бумаг в своих портфелях в сторону увеличения доли акций распределительных сетевых компаний, которые, согласно нашим расчетам, предлагают значительный потенциал повышения котировок и характеризуются сильными катализаторами роста в среднесрочной перспективе.

Приложение 1. Методология расчета цен для «новой» мощности тепловых электростанций

В данном разделе мы излагаем детали методики расчета цен за мощность для новых тепловых электростанций, представленной в постановлении правительства № 238 от 13 апреля 2010 г. (мы изменили наименования некоторых терминов исключительно для удобства восприятия).

Необходимая выручка от продажи мощности

Необходимая выручка от продажи мощности для новых генерирующих объектов рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{Необходимая выручка от продажи мощности} = (RCC + DCC + OMP + PTP) * OCC$$

где:

- RCC** – доход на компенсируемые капиталовложения
- DCC** – амортизация (аннуитетный возврат) компенсируемых капиталовложений
- OMP** – составляющая, отражающая эксплуатационные расходы
- PTP** – компенсация налога на имущество
- OCC** – коэффициент потребления мощности на собственные нужды

Ежемесячный платеж за МВт мощности рассчитывается тривиально:

$$\text{Ежемесячный платеж за мощность} = \text{годовая прогнозная прибыль от продажи электроэнергии на рынке мощности} / \text{мощность объекта генерации} / 12$$

Формулы расчета для каждой составляющей необходимой выручки от продажи мощности приведены ниже.

Компенсируемые капиталовложения

Две составляющие прогнозной прибыли от продажи мощности – доход на компенсируемые капиталовложения (RCC) и амортизация (аннуитетный возврат) компенсируемых капиталовложений (DCC) – в значительной мере зависят от допущения относительно величины компенсируемых капитальных затрат. Регулятор оценивает величину компенсируемых капитальных затрат на дату начала поставки мощности по каждому инвестиционному проекту на основании нормативной стоимости строительства и корректирующих коэффициентов по следующей формуле:

$$\text{Компенсируемые капиталовложения (CC)} = (\text{базовая стоимость строительства} * K_c * K_s * K_r * K_g * K_v * K_p * TVC) * \text{мощность объекта} + CG$$

где:

- K_c** – коэффициент климатической зоны
- K_s** – коэффициент сейсмичности
- K_r** – коэффициент возможности использования резервного вида топлива
- K_g** – коэффициент возможности использования независимых источников газа
- K_v** – коэффициент терминальной стоимости
- K_p** – коэффициент, отражающий ожидаемую прибыль нового объекта генерации на рынке электроэнергии
- TVC** – коэффициент временной стоимости капиталовложений
- CG** – фактические затраты на технологическое присоединение к электрическим и газовым сетям

Базовая стоимость строительства устанавливается в зависимости от вида применяемого топлива и мощности генерирующего объекта:

Таблица 14. Базовые расходы на строительство

Вид топлива	Газ			Уголь	
	>250 МВт	150-250 МВт	<150 МВт	>225 МВт	<=225 МВт
Базовые расходы на строительство, Руб./кВт	28770	34440	41850	49175	53450

Источник: Правительство РФ

Базовая стоимость строительства затем корректируется с учетом указанных ниже коэффициентов, отражающих климатические и сейсмические условия географической территории, на которой расположен генерирующий объект:

Таблица 15. Климатические коэффициенты, K_c

Температурная зона	1	2	3	4	5
Коэффициент	1	1,075	1,15	1,225	1,3

Источник: Правительство РФ

Таблица 16. Температурные зоны

1	Адыгея, Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкессия, Чечня, Краснодарский край, Ставропольский край, Калининградская обл.
2	Калмыкия, области: Астраханская, Псковская и Ростовская
3	Карелия, области: Брянская, Владимирская, Волгоградская, Воронежская, Ивановская, Калужская, Костромская, Курская, Ленинградская, Липецкая, Московская, Новгородская, Орловская, Рязанская, Саратовская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ярославская
4	Алтайский край, Башкирия, Марий Эл, Мордовия, Татарстан, Удмуртия, Чувашия, Пермский край, области: Костромская, Курганская, Мурманская, Нижегородская, Оренбургская, Пензенская, Самарская, Свердловская, Ульяновская, Челябинская
5	Бурятия, Тыва, Хакассия, Забайкальский край, Красноярский край, области: Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Томская, Тюменская

Источник: Правительство РФ

Таблица 17. Коэффициенты сейсмичности, K_s

Вид топлива	Газ			Уголь		
	7	8	9	7	8	9
Сейсмическая активность						
Коэффициент	1,06	1,09	1,1	1,08	1,1	1,13

Источник: Правительство РФ

Стоимость строительства также понижается в случае отсутствия у объекта газовой генерации технологической возможности выработки электроэнергии с использованием резервного вида топлива (K_r) или при наличии двух магистральных газопроводов, каждый из которых способен полностью обеспечить 100% максимальное потребление газа этим генерирующим объектом (K_g).

Таблица 18. Дополнительные коэффициенты, K_r , K_g

	Коэффициент
Если отсутствует возможность использовать резервное топливо (K_r)	0,95
Если есть альтернативный поставщик газа (K_g)	0,98

Источник: Правительство РФ

Расходы на строительство также подлежат понижению с целью учета прогнозной прибыли нового генерирующего объекта от продаж электроэнергии (K_p) и его терминальной стоимости на конец расчетного срока эксплуатации (K_v).

Таблица 19. Коэффициент, отражающий прогнозную прибыль от рынка электроэнергии, K_p

Ценовая зона	1-ая				2-ая	
	Газ		Уголь		Газ	Уголь
Вид топлива	Газ		Уголь		Газ	Уголь
Мощность объекта	>250 МВт	150- <150 МВт	все		все	все
Коэффициент	0,71	0,75	0,79	0,80	0,90	0,95

Источник: Правительство РФ

Таблица 20. Коэффициенты терминальной стоимости, K_v

Ценовая зона	Коэффициент
1-ая	0,90
2-ая	0,95

Источник: Правительство РФ

Величина номинальной стоимости строительства далее приводится к текущему периоду времени посредством коэффициента временной стоимости капиталовложений (TMC), который рассчитывается таким образом:

$$TMC = (1 + WACC_{av})^N$$

где:

WACC_{av} – средневзвешенное значение WACC за 1,5 года для объектов газовой генерации и за 2,5 года для объектов угольной генерации (методика расчета WACC приведена ниже)
N = 1,5 для объектов газовой генерации или 2,5 для объектов угольной генерации.

Доход на компенсируемые капиталовложения и амортизация компенсируемых капиталовложений

Рассчитав величину компенсируемых капитальных затрат, мы можем определить величину двух ключевых составляющих необходимой выручки от продажи мощности, – дохода и амортизации компенсируемых капиталовложений.

$$\text{Доход на компенсируемые капиталовложения}_i (RCC_i) = (CC_i * WACC_{i-1}) / (1 - t_c)$$

где:

i – индекс года (от 1 до 15)

CC_i – компенсируемые капиталовложения за i-й год

t_i – корпоративный налог на прибыль (20%)

WACC – регулируемая норма доходности инвестированного капитала за i-й год, рассчитываемая по следующей формуле:

$$WACC_i = (1 + WACC_b) * (1 + G_i) / (1 + G_b) - 1$$

где:

i – индекс года (от 1 до 15)

WACC_b – базовый уровень нормы доходности инвестированного капитала (зависит от того, не проводила ли генерирующая компания размещение дополнительных акций в целях финансирования инвестиционной программы).

Таблица 21. Базовая средневзвешенная стоимость капитала (WACC)

	Если проводилась допэмиссия	Если не проводилась допэмиссия
Базовая WACC	14%	15%

Источник: Правительство РФ

G_i – средняя доходность долгосрочных государственных обязательств, номинированных в рублях, со сроком погашения не менее восьми лет и не более десяти лет за i-й год

G_b – базовый уровень доходности долгосрочных государственных обязательств (равен 8,5%)

Амортизация (аннуитетный возврат) компенсируемых капиталовложений:

$$DCC_i = CC_i * (K_a - 1) / (K_a^{(16-i)} - 1)$$

где:

CC_i – величина возмещаемых капитальных затрат за i-й год

i – индекс года (от 1 до 15)

K_a – коэффициент аннуитетного возврата

Таблица 22. Коэффициент аннуитетного возврата, K_a

Вид топлива	Коэффициент
Газ	1,19
Уголь	1,16

Источник: Правительство РФ

Составляющие цены на мощность, отражающие эксплуатационные затраты и налог на имущество

Другие составляющие прогнозной прибыли от продажи мощности рассчитываются следующим образом:

Компенсация эксплуатационных расходов (ОМР) = Нормативные эксплуатационные расходы * K_p

где:

K_p – коэффициент прогнозной прибыли «новой» мощности от продаж электроэнергии (который использовался при расчете величины компенсируемых капиталовложений)

Нормативные эксплуатационные расходы установлены регулятором в указанных ниже размерах (на 2010 г.) и, как предполагается, будут ежегодно корректироваться с учетом фактического значения индекса потребительских цен, опубликованного Федеральной службой государственной статистики (Росстат).

Таблица 23. Регулируемые эксплуатационные затраты в 2010 г.

Вид топлива	Регулир. эксплуатац. затраты, Руб./МВт в месяц
Газ	80 000
Уголь	123 000

Источник: Правительство РФ

Составляющая налога на имущество также корректируется в сторону понижения с учетом коэффициента, отражающего ожидаемую величину прибыли от продаж электроэнергии (K_p , который использовался при расчете величины компенсируемых капиталовложений).

Составляющая налога на имущество (ПТР) = фактическая сумма налога на имущество * K_p

Коэффициент потребления мощности на собственные нужды (ОСС), применяемый при расчете необходимой выручки от продажи мощности, устанавливается равным следующим значениям:

Таблица 24. Коэффициент потребления мощности на собственные нужды (ОСС)

Вид топлива	Коэффициент
Газ	1,033
Уголь	1,069

Источник: Правительство РФ

Приложение 2. Сводные характеристики портфеля акций энергораспределительных компаний

Компания	МРСК Центра	МРСК Юга	МРСК Сев. Кавказа	МРСК Центра и Приволжья	МРСК Северо-Запада	МРСК Сибири	МРСК Урала	МРСК Волги	МОЭСК	Ленэнерго	Кубаньэнерго	Холдинг МРСК	Всего портфель	Среднее
Тикер	MRKC	MRKY	MRKK	MRKP	MRKZ	MRKS	MRKU	MRKV	MSRS	LSNG	KUBE	MRKH		
Текущая цена обыкн. акции, \$	0,0373	0,0059	4,9	0,0073	0,0073	0,0110	0,0085	0,00400	0,0446	0,78	6,50	0,134		
Текущая цена привил. акции, \$	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	0,87	н/д	0,089		
Рын. кап., \$ млн	1 573	293	145	825	703	987	743	714	2 171	806	503	5 929	15 392	1 283
Как % от общего портфеля	10,2%	1,9%	0,9%	5,4%	4,6%	6,4%	4,8%	4,6%	14,1%	5,2%	3,3%	38,5%	100,0%	
EV, \$ млн	2 005	685	179	1 166	843	1 197	975	883	3 618	1 227	640	15 590	29 008	2 417
Теор. цена (12М), \$ за акцию	0,0643	0,0127	21,4	0,0130	0,0128	0,0137	0,0204	0,00511	0,0807	1,07	3,03	0,248		
Потенциал роста, %	72%	116%	336%	77%	74%	24%	140%	28%	81%	36%	-53%	86%	74%	85%
Рекомендация	Покупка	Покупка	Покупка	Покупка	Покупка	Держать	Покупка	Держать	Покупка	Держать	Продажа	Продажа		
Теор. рын. кап. (12М), \$ млн	2 713	631	633	1 460	1 223	1 228	1 783	912	3 931	1 065	234	10 956	26 768	
Акции в свободном обращении (обыкн.), млн	42 218	49 811	30	112 698	95 786	89 368	87 430	178 578	48 707	926	77	42 964		
Динамика котировок с даты последней рекомендации, %	38%	-4%	-21%	5%	15%	10%	-18%	-8%	-13%	-20%	65%	-2%		
Динамика за 3 месяца	-3%	-7%	114%	15%	-24%	27%	33%	28%	29%	13%	-13%	21%		20%
Динамика за 12 месяцев	160%	505%	176%	209%	327%	308%	431%	123%	71%	429%	-2%	688%		285%
Динамика с начала года	0%	1%	77%	5%	-26%	21%	24%	6%	26%	15%	-4%	23%		14%
Акции в свободном обращении, %	21,9%	27,1%	32,1%	26,4%	35,8%	10,3%	21,1%	31,8%	10,0%	15,8%	32,5%	34,0%	25,6%	24,9%
Акции в свободном обращении, \$ млн	344	79	47	218	252	101	156	227	217	127	164	2 015	3 947	329,0
Среднедневной объем торгов за 3 месяца, \$млн	0,84	0,88	0,64	0,33	0,12	0,22	0,24	0,19	0,76	0,04	0,78	5,77	10,81	0,90
Размер сети на конец 2009 г., тыс. единиц	1 297	537	387	914	635	1 358	675	768	1 330	344	327	8 699	8 699	779
Полезный отпуск э/э в 2009 г., ГВт*ч	53 129	29 451	11 736	50 889	38 948	183 977	77 598	53 356	71 145	28 429	15 663	695 957	695 957	55 847
Потери э/э в сети в 2009 г.	10,1%	8,3%	20,3%	9,4%	7,1%	7,5%	8,7%	7,4%	11,3%	10,3%	12,6%	8,5%		10,1%

Источники: Bloomberg, оценка Атона

	МРСК Центра	МРСК Юга	МРСК Сев. Кавказа	МРСК Центра и Приволжья	МРСК Северо- Запада	МРСК Сибири	МРСК Урала	МРСК Волги	МОЭСК	Ленэнерго	Кубаньэнерго	Холдинг МРСК	Всего портфель
Выручка, \$ млн													
2008	1 760	669	328	1 541	870	1 518	1 473	1 236	2 629	857	718	15 188	28 787
2009	1 554	599	314	1 492	783	1 278	1 328	929	2 704	842	628	13 760	26 211
2010П	2 074	775	392	1 938	984	1 656	1 685	1 166	3 295	1 212	818	17 768	33 762
2011П	2 629	950	435	2 414	1 168	2 214	2 058	1 415	4 964	1 195	883	22 352	42 678
2012П	3 107	1 106	481	2 926	1 462	2 801	2 444	1 737	3 870	1 183	1 077	24 660	46 853
2013П	3 528	1 187	580	3 120	1 676	3 280	2 671	1 928	4 388	1 525	1 281	27 902	53 064
2014П	4 308	1 307	739	3 479	1 923	3 901	2 921	2 132	4 915	2 013	1 510	32 181	61 330
ЕВИТДА, \$ млн													
2008	357	148	42	220	148	186	220	233	762	249	144	2 790	5 500
2009	346	121	27	183	102	128	265	172	964	302	67	2 859	5 537
2010П	519	170	69	281	138	136	322	172	1 208	519	101	3 826	7 461
2011П	698	209	53	383	150	166	346	194	2 541	366	20	5 279	10 404
2012П	844	251	59	578	287	385	441	314	1 161	229	73	4 973	9 594
2013П	1 052	291	71	628	417	632	528	401	1 507	469	166	6 684	12 847
2014П	1 521	341	198	781	562	970	611	482	1 827	819	266	9 062	17 441
Чистая прибыль, \$ млн													
2008	97	13	-16	62	39	34	56	85	279	83	24	488	1 246
2009	102	-35	-18	22	3	-3	105	53	336	109	-69	535	1 139
2010П	224	12	11	74	11	-6	141	47	455	217	-40	837	1 982
2011П	360	38	-4	144	22	13	148	62	1 455	27	-134	1 402	3 531
2012П	486	75	0	305	139	187	217	158	354	-145	-111	1 200	2 865
2013П	630	101	7	332	235	371	279	219	606	31	-42	1 916	4 685
2014П	978	132	103	273	342	625	334	273	828	298	30	2 917	7 133
РАВ, остаточ. \$ млн													
2009П	4 187	1 215	2 271	2 590	2 113	2 877	2 584	1 695	7 768	2 703	777	34 818	65 600
2010П	4 382	1 280	2 399	2 701	2 209	2 957	2 717	1 802	8 302	3 076	706	36 778	69 309
2011П	4 480	1 314	2 427	2 758	2 231	2 969	2 764	1 787	8 345	3 096	686	37 134	69 991
2012П	4 428	1 299	2 294	2 726	2 186	2 934	2 709	1 766	8 195	3 036	690	36 452	68 716
2013П	4 542	1 332	2 250	2 796	2 223	3 008	2 754	1 811	8 348	3 089	720	37 126	69 998
2014П	4 653	1 364	2 280	2 864	2 259	3 082	2 798	1 855	8 499	3 142	749	37 863	71 407

Источники: Bloomberg, оценка Атона

	МРСК Центра	МРСК Юга	МРСК Сев. Кавказа	МРСК Центра и Приволжья	МРСК Северо- Запада	МРСК Сибири	МРСК Урала	МРСК Волги	МОЭСК	Ленэнерго	Кубаньэнерго	Холдинг МРСК	Всего портфель	Среднее
Средний собственный тариф на передачу э/э, \$/кВт*ч														
2008	13,0	8,2	13,4	10,1	9,2	5,3	5,6	8,1	14,7	7,2	11,0	7,5		9,6
2009	15,0	10,0	14,5	12,5	10,8	5,6	7,5	9,0	21,3	10,0	9,9	9,3		11,5
2010П	19,6	15,1	21,8	14,9	12,3	3,2	8,2	10,1	22,3	12,1	12,4	10,7		13,8
2011П	24,5	18,7	21,9	17,9	13,4	3,9	9,1	11,1	23,6	12,8	13,2	12,1		15,5
2012П	26,6	20,1	22,4	21,0	16,4	5,1	10,0	13,1	28,7	16,1	16,3	14,2		17,8
2013П	30,8	22,2	24,3	22,3	19,8	6,5	11,2	15,0	33,2	23,8	22,1	16,6		21,0
2014П	38,9	24,4	34,1	25,1	23,2	8,2	12,2	16,6	37,0	34,5	28,0	19,7		25,7
Темпы роста собственного тарифа в годовом сопоставлении														
2009	15%	22%	9%	24%	17%	6%	36%	12%	45%	39%	-10%	5%		19%
2010П	30%	50%	50%	19%	14%	19%	9%	11%	5%	21%	26%	12%		24%
2011П	25%	24%	1%	20%	9%	19%	11%	11%	6%	6%	7%	13%		12%
2012П	8%	7%	2%	17%	22%	31%	10%	18%	21%	25%	23%	35%		15%
2013П	16%	11%	8%	6%	20%	28%	12%	14%	16%	48%	36%	10%		19%
2014П	26%	10%	40%	13%	17%	27%	9%	11%	11%	45%	27%	10%		22%
ЕБИТДА/РАВ														
2009П	8%	10%	1%	7%	5%	4%	10%	10%	12%	11%	9%	8%	8%	8%
2010П	12%	13%	3%	10%	6%	5%	12%	10%	15%	17%	14%	10%	11%	11%
2011П	16%	16%	2%	14%	7%	6%	13%	11%	30%	12%	3%	14%	15%	12%
2012П	19%	19%	3%	21%	13%	13%	16%	18%	14%	8%	11%	14%	14%	14%
2013П	23%	22%	3%	22%	19%	21%	19%	22%	18%	15%	23%	18%	18%	19%
2014П	33%	25%	9%	27%	25%	31%	22%	26%	21%	26%	36%	24%	24%	26%
EV/ЕБИТДА														
2008	5,6	4,6	4,2	5,3	5,7	6,5	4,4	3,8	4,7	4,9	4,4	5,6	5,3	5,0
2009	5,8	5,7	6,6	6,4	8,3	9,4	3,7	5,1	3,8	4,1	9,5	5,5	5,2	6,1
2010П	3,9	4,0	2,6	4,2	6,1	8,9	3,0	5,1	3,0	2,4	6,4	4,1	3,9	4,5
2011П	2,9	3,3	3,4	3,0	5,6	7,3	2,8	4,5	1,4	3,3	32,2	3,0	2,8	6,1
2012П	2,4	2,7	3,0	2,0	2,9	3,1	2,2	2,8	3,1	5,4	8,8	3,1	3,0	3,5
2013П	1,9	2,4	2,5	1,9	2,0	1,9	1,8	2,2	2,4	2,6	3,9	2,3	2,3	2,3
2014П	1,3	2,0	0,9	1,5	1,5	1,2	1,6	1,8	2,0	1,5	2,4	1,7	1,7	1,6
Р/Е														
2008	16,1	22,0	отр.	13,3	18,1	28,6	13,2	8,4	7,8	9,7	20,8	12,1	12,3	15,5
2009	15,4	отр.	отр.	38,4	269,3	отр.	7,1	13,4	6,5	7,4	отр.	11,1	13,5	46,1
2010П	7,0	25,4	13,0	11,2	64,5	отр.	5,3	15,2	4,8	3,7	отр.	7,1	7,8	15,7
2011П	4,4	7,8	отр.	5,7	31,6	78,9	5,0	11,5	1,5	30,0	отр.	4,2	4,4	18,1
2012П	3,2	3,9	отр.	2,7	5,1	5,3	3,4	4,5	6,1	отр.	отр.	4,9	5,4	4,4
2013П	2,5	2,9	20,8	2,5	3,0	2,7	2,7	3,3	3,6	26,3	отр.	3,1	3,3	6,7
2014П	1,6	2,2	1,4	1,9	2,1	1,6	2,2	2,6	2,6	2,7	16,5	2,0	2,2	3,4

Источники: Bloomberg, оценка Атона

Раскрытие информации

Данный маркетинговый материал был подготовлен ООО «АТОН», деятельность которого регулируется Федеральной службой по финансовым рынкам Российской Федерации.

Настоящий маркетинговый материал не предназначен для широкого распространения и не является адресованной для неограниченного круга лиц рекламой ценных бумаг и соответствующих финансовых инструментов, он предназначен указанным поименно получателям. Все получатели данного маркетингового материала являются лицами, обладающими профессиональным опытом в вопросах, связанных с инвестициями, или лицами с высоким уровнем собственного капитала прочими лицами, которым данный маркетинговый материал может быть адресован на законных основаниях (все перечисленные категории лиц далее именуются «указанными получателями материала»). Данный материал не может быть использован лицами, которые не являются указанными получателями материала. Любой вид инвестиций или инвестиционной деятельности, о котором говорится в данном материале, доступен только указанным получателям материала и имеет отношение только к указанным получателям материала.

Описываемые в данном маркетинговом материале ценные бумаги могут не подлежать продаже во всех юрисдикциях или определенным категориям инвесторов. Опционы, производные продукты и фьючерсы не подходят для всех инвесторов, и торговля этими инструментами считается рискованной. Прошлые показатели не являются гарантией будущих результатов. Стоимость инвестиций может упасть или вырасти, при этом инвестор может не вернуть себе сумму первоначальных инвестиций. Некоторые инвестиции могут стать неосуществимыми в связи с неликвидностью рынка ценных бумаг или отсутствием вторичного рынка интереса инвестора, и поэтому оценка инвестиций и определение рисков инвестора могут не поддаваться количественной оценке. Инвестиции в неликвидные ценные бумаги подразумевают высокую степень риска и приемлемы только для опытных инвесторов, нечувствительных к таким рискам и не требующих легкого и быстрого преобразования инвестиций в наличные средства. Номинированные в иностранной валюте ценные бумаги подвержены колебаниям в зависимости от обменных курсов, что может негативно сказаться на стоимости или цене инвестиций, а также получаемых от инвестиций доходов. Иные факторы риска, влияющие на цену, стоимость или доходы от инвестиций, включают, но не обязательно ограничиваются политическими рисками, экономическими рисками, кредитными рисками, а также рыночными рисками. Инвестиции в такие развивающиеся рынки, как Россия, другие страны СНГ и ценные бумаги развивающихся рынков имеют высокую степень риска, и инвесторы перед осуществлением инвестиций должны предпринять тщательное предварительное обследование.

Информация, содержащаяся в настоящем маркетинговом материале, не является инвестиционно-аналитическим продуктом. Настоящий документ не создавался в соответствии с юридическими требованиями, предписывающими соблюдать объективность инвестиционного анализа. На данный маркетинговый материал не распространяются какие-либо запреты относительно распространения инвестиционно-аналитических продуктов. Он был подготовлен со всей осторожностью, соблюдаемой для обеспечения точности изложения фактов, и ни целиком, ни частично не содержит намеренно неверно изложенной информации.

Информацию, содержащуюся в данном маркетинговом материале, не следует рассматривать в качестве предложения, приглашения или побудительной причины приобрести либо продать те или иные ценные бумаги либо прочие финансовые инструменты; она не является советом или личной рекомендацией либо другой формой выражения нашего мнения о том, отвечает ли конкретная ценная бумага или финансовый инструмент вашим финансовым или иным интересам. Данная информация не основана на конкретных обстоятельствах, связанных с указанным получателем данной информации.

Содержащаяся здесь информация была получена из различных открытых источников, которые, как мы полагаем, являются надежными, однако мы не можем гарантировать и не гарантируем точности, достоверности, актуальности или полноты данной информации. Данная информация не является исчерпывающим изложением актуальных событий финансового или коммерческого характера и не может быть использована в таком качестве. Представленная информация и мнения подлежат изменению без уведомления получателей данной информации и мнений.

ООО «АТОН» может от собственного имени совершать сделки с неполными лотами, действовать как маркетмейкер, размещать блоки, действовать в качестве специалиста и/или арбитражера по ценным бумагам упомянутых эмитентов или другим финансовым инструментам, а также время от времени предоставлять инвестиционные или прочие услуги любому упомянутому здесь юридическому лицу.

Настоящий материал не предназначен для доступа к нему розничных инвесторов за пределами Российской Федерации. Инвестиции либо инвестиционная деятельность, с которыми связан данный материал, недоступны для розничных клиентов и относятся исключительно к лицам, не являющимся розничными клиентами.

Выпуск и распространение маркетингового материала и иной информации в отношении ценных бумаг в определенных юрисдикциях может ограничиваться законом. Если прямо не указано обратное, настоящий материал предназначен только для лиц, являющихся допустимыми получателями данного материала в той юрисдикции, в которой находится или принадлежит получатель настоящего материала. Несоблюдение подобных ограничений может представлять собой нарушение законодательства такой юрисдикции о ценных бумагах. Настоящий материал не предназначен для доступа к нему с территории Соединенных Штатов Америки (включая зависимые территории и Округ Колумбия), Австралии, Канады и Японии.

Подтверждение аналитиков

Настоящий маркетинговый материал (далее по тексту – «материал») подготовлен аналитиком (-ами) ООО «АТОН», чье имя (чьи имена) указано (-ы) на титульном листе маркетингового материала. Каждый аналитик подтверждает, что все позиции, изложенные в настоящем материале в отношении какой-либо ценной бумаги или компании, точно отражают личные взгляды этого аналитика касательно любой анализируемой компании/ценной бумаги. Каждый аналитик и (или) лица, связанные с любым аналитиком, могли взаимодействовать с трейдерами и другими сотрудниками для сбора, формирования и толкования рыночной информации.

Любые рекомендации или мнения, представленные в настоящем материале, являются суждением на момент публикации настоящего материала. Если дата настоящего материала неактуальна, взгляды и содержание могут не отражать текущее мнение аналитика. Настоящий материал был подготовлен независимо от компании, и любые рекомендации и мнения, представленные в настоящем материале, отражают исключительно точку зрения аналитика. При всей осторожности, соблюдаемой для обеспечения точности изложенных фактов, справедливости и корректности представленных рекомендаций и мнений, ни один из аналитиков, ни компания, ни ее директора и сотрудники не устанавливали подлинность содержания настоящего материала и, соответственно, ни один из аналитиков, ни компания, ни ее директора и сотрудники не несут какой-либо ответственности за содержание настоящего материала, в связи с чем информация, представленная в настоящем материале, не может считаться точной, справедливой и полной.

Ни один из аналитиков, ни компания, ни ее директора и сотрудники не несут какой-либо ответственности за какие-либо потери, возникшие в результате какого-либо использования настоящего материала или его содержания, либо возникшие в какой-либо связи с настоящим материалом. Каждый аналитик и/или связанные с ним лица мог (могли) предпринять действия в соответствии с настоящим материалом либо использовать информацию, содержащуюся в настоящем материале, а также результаты аналитической работы, на основании которых составлен настоящий материал, до его публикации. Информация, представленная в настоящем документе, не может служить основанием для принятия инвестиционных решений любым его получателем или иным лицом в отношении ценных бумаг. Настоящий материал не является оценкой стоимости бизнеса компании, ее активов либо ценных бумаг.

Никакая часть полученного вознаграждения не была, не является и не будет связана прямо или косвенно с определенной рекомендацией(-ями) или мнением(-ями), представленными в данном материале. Вознаграждение аналитиков определяется в зависимости от деятельности и услуг, направленных на обеспечение выгоды инвесторам, являющимся клиентами ООО «АТОН». Как и все сотрудники ООО «АТОН», аналитики получают вознаграждение в зависимости от рентабельности деятельности ООО «АТОН», которая включает выручку от ведения прочих видов деятельности подразделениями ООО «АТОН».

Аналитики либо их аффилированные компании, либо иные лица являются или могут являться членами группы андеррайтеров в отношении предлагаемых к продаже ценных бумаг компании. Аналитики имеют право в будущем участвовать в публичном выпуске ценных бумаг компании.

Инвестиционная рекомендация

Инвестиционная рекомендация представляет прогноз ООО «АТОН» по совокупной доходности (прогнозное повышение стоимости и дивидендная доходность на следующие 12 месяцев, если в отчете прямо не указано иное).

Инвестиционные рекомендации могут быть такими:

Покупка (ожидаемая совокупная доходность 15% и более);

Держать (ожидаемая совокупная доходность 0-15%);

Продажа (отрицательная ожидаемая совокупная доходность).

В отдельных случаях стандартные диапазоны доходности не применимы к ценным бумагам компаний, представляющих развивающиеся рынки, и рекомендации могут быть присвоены на основании суждения аналитика о ценных бумагах. Инвестиционные рекомендации присваиваются в момент начала аналитического освещения деятельности долевых ценных бумаг либо в момент изменения теоретической цены по тем или иным долевым ценным бумагам компании. За исключением указанных случаев ожидаемая совокупная доходность может в результате изменения курсовой стоимости выходить за рамки диапазонов, актуальных в момент присвоения рекомендации и предусмотренных соответствующей рекомендацией. Такие временные отклонения допустимы, но подлежат рассмотрению руководством Аналитического департамента. Может возникнуть необходимость временно присвоить рейтинг «рекомендация пересматривается», и в этот период ранее присвоенная рекомендация может не отражать актуальное суждение аналитиков. Применительно к компаниям, в отношении которых ООО «АТОН» не выразило прямо намерение освещать деятельность на регулярной основе, в целях информирования аналитики могут подготовить отчеты, освещающие значимые события или содержащие информацию общего характера, без присвоения инвестиционной рекомендации. Решение о покупке или продаже ценных бумаг должно основываться на собственных инвестиционных целях инвестора и должно приниматься после оценки ожидаемого изменения стоимости ценных бумаг и риска.

Отказ от ответственности

© ООО «АТОН», 2010.

ООО "АТОН"

Адрес: ул. Покровка, д. 27, стр. 6
Российская Федерация, 105062, Москва
Тел. +7 (495) 777 6677
АТОН <GO> (Bloomberg)
Тел. +7 (495) 777 8877
Факс +7 (495) 777 8876
www.aton.ru
www.aton-line.ru

Участник торгов РТС, ММВБ, член НАУФОР

Atonline Limited

Зарегистрированный адрес:
5, Темистокли Дерви, ЭЛЕНИОН БИЛДИНГ
2 этаж, Р.С. 1066, Никосия, Кипр
Офис: 2, Василеус Павлу Стрит, ЭГЛИ БИЛДИНГ
3 этаж, офис 302
CY-1096, Никосия, Кипр
Тел. +357 (22) 680015
Факс +357 (22) 680016

Действует в соответствии с правилами Комиссии
по ценным бумагам и биржам Республики Кипр
(лицензия № CIF 104/09)

**Руководитель Департамента по работе
с институциональными клиентами**

Алексей Артеменко
Тел. +7 (495) 510 1653 x2300
Alexey.Artemenko@aton.ru

**Руководитель
Управления продаж**

Илья Веллер
Тел. +7 (495) 287 9287
Ilya.Veller@aton.ru

**Руководитель Департамента
торговых операций**

Денис Саранцев
Тел. +7(495) 777 6677 x2600
Denis.Sarantsev@aton.ru

**Руководитель
Аналитического департамента**

Алексей Языков
Тел. +7 (495) 213 0340
Alexei.Yazikov@aton.ru

АНАЛИТИКИ АТОНА**Стратегия и экономика**

Питер Вестин
Инвестиционные стратегии и экономика
+7 (495) 213 0341
Peter.Westin@aton.ru

Александр Сиволобов
+7 (495) 777 6677 x2671
Alexander.Sivolobov@aton.ru

Электроэнергетика

Илья Купреев
+7 (495) 213 0335
Ilya.Koupreyev@aton.ru

Владислав Нигматуллин
+7 (495) 777 6677 x2643
Vladislav.Nigmatullin@aton.ru

Алексей Евстратенков
+7 (495) 777 6677 x2679
Alexey.Evstratenkov@aton.ru

Специальные ситуации

Юлий Матевосов
+7 (495) 213 0336
louli.Matevossov@aton.ru

Михаил Пак
+7 (495) 213 0337
Mikhail.Pak@aton.ru

Никита Мельников
+7 (495) 777 6677 x2659
Nikita.Melnikov@aton.ru

Нефть и газ

Елена Савчик
+7 (495) 213 0343
Elena.Savchik@aton.ru

Вячеслав Буньков
+7 (495) 213 0344
Slava.Bunkov@aton.ru

Металлургия

Диннур Галиханов
+7 (495) 213 0338
Dinnur.Galikhanov@aton.ru

Телекоммуникации и медиа

Станислав Юдин
+7 (495) 213 0339
Stanislav.Yudin@aton.ru

Ирина Скворцова
+7 (495) 777 6677 x2675
Irina.Skvortsova@aton.ru

Банки

Светлана Ковальская
+7 (495) 213 0342
Svetlana.Kovalskaya@aton.ru

Потребительский сектор

Иван Николаев
+7 (495) 213 0334
Ivan.Nikolaev@aton.ru

Технический анализ

Наталья Выгодина
+7 (495) 777 6677 x2645
Natalia.Vigodina@aton.ru

Редакционно-издательский отдел

Руководитель отдела
Лорен Мэнди
+7 (495) 777 6677 x2648
Lauren.Mandy@aton.ru

Редактор
Эндрю Риск
+7 (495) 777 6677 x2641
Andrew.Risk@aton.ru

Редактор
Анна Богданова
+7 (495) 777 6677 x2657
Anna.Bogdanova@aton.ru

Переводчик
Елена Корженевская
+7 (495) 777 6677 x2678
Elena.Korzhenevskaya@aton.ru