

РОССИЙСКАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Есть ли в ней место для частных инвесторов?

Рын кап. сектора \$47,9 млрд

Теор рын кап. (12М) \$37,2 млрд

Тикер	Текущая цена, \$	Теор.цена, \$	Потенциал	Рек-ия
Генерация				
OGKB	0,01117	0,00450	-60%	Продажа
EONR	0,077	0,101	31%	Покупка
OGKE	0,0527	0,0244	-54%	Продажа
TGKA	0,000174	0,000221	27%	Держать
MSNG	0,0429	0,0490	14%	Держать
TGKD	0,000113	0,000125	10%	Держать
TGKDP	0,000148	0,000121	-18%	Продажа
HYDR	0,0238	0,0181	-24%	Продажа
IRGZ	0,514	0,569	11%	Держать
KRSG	2,891	0,961	-67%	Продажа
Сети				
FEES	0,00683	0,00471	-31%	Продажа
MRKH	0,0641	0,0413	-36%	Продажа
MRKHP	0,0409	0,0233	-43%	Продажа
MRKC	0,0169	0,0200	19%	Держать
MRKY	0,00164	0,00103	-37%	Продажа
MRKK	0,848	0,796	-6%	Продажа
MRKP	0,00547	0,00619	13%	Держать
MRKZ	0,00213	0,00132	-38%	Продажа
MRKS	0,00300	0,00100	-67%	Продажа
MRKU	0,00653	0,00241	-63%	Продажа
MRKV	0,00240	0,00159	-34%	Продажа
MSRS	0,0478	0,0278	-42%	Продажа
LSNG	0,2098	0,0596	-72%	Продажа
LSNGP	0,5645	0,0694	-88%	Продажа

Источники: Bloomberg, оценка Атона

Вашему вниманию предлагается сокращенная версия обзора. Полная версия "RUSSIAN UTILITIES: Is There Any Place for Private Investors?" опубликована 13 декабря 2012 г.

Примечание: цены в данном отчете указаны по итогам торгов 7 декабря 2012 г.

Вмешательство государства в текущем году стало более интенсивным, а политика регуляторов еще более жесткой, развеяв надежды на то, что наступление на сектор электроэнергетики было направлено лишь на получение электоральной поддержки в преддверии парламентских и президентских выборов. Государство наращивает свое прямое и не прямое участие в акционерном капитале компаний и приняло меры для ограничения роста цен на электроэнергию для конечных потребителей, под действие которых попали все участники отрасли – генераторы, магистральные и распределительные сети, а также сбытовые компании.

Последние действия регуляторов вызывают очень серьезные вопросы: на наш взгляд, в процессе "перезагрузки" сетевых тарифов в этом году RAB-регулирование фактически слилось с методом индексации, т.е. свелось к установлению тарифов не на основе экономической стоимости инвестированного капитала, а на основе политических предпочтений. Не лучше обстоят дела и у генерирующих компаний: многие электростанции стали убыточными после последних решений регуляторов. Даже договоры на предоставление мощности (ДПМ), последний более или менее функционирующий механизм, созданный реформаторами для обеспечения доходности на вложенный капитал для акционеров, оказались под угрозой. Самые последние предложения правительства предусматривают, что с 2016 г. темпы роста цен на электроэнергию для конечных потребителей будут ниже инфляции.

Смешение регулирования и политики стало самой серьезной проблемой для сектора. Мы теперь полагаем, что компании электроэнергетики (за исключением немногих предприятий, контролируемых иностранцами) следует рассматривать в первую очередь как инструмент, с помощью которого политики преследуют социальные, политические и личные цели, а не как бизнес, нацеленный на создание стоимости для акционеров.

Опасения правительства в отношении цен на электроэнергию обоснованы, но его действия направлены на симптомы, а не на фундаментальные причины. Цены на электроэнергию для промышленности приближаются к уровням, которые могут поставить под удар конкурентоспособность отечественных производителей на мировых рынках. Однако меры правительства по борьбе с ростом цен на электроэнергию разрушительно подействовали на предприятия электроэнергетики и практически не воздействовали на причины этого роста, такие как повышение внутренних цен на газ, монополии на газовом и угольном рынках, избыток генерирующих мощностей и структурные проблемы.

Ухудшение макроэкономического прогноза усиливает давление на генерирующие предприятия. Пересмотренные ожидания экономистов Атона предусматривают значительное замедление роста ВВП и ослабление рубля в долгосрочной перспективе. Соответственно, мы понизили наши прогнозы спроса на электроэнергию и ожидаем дальнейшего усугубления проблемы переизбытка генерирующих мощностей, учитывая оставшиеся в целом неизменными планы ввода в эксплуатацию новых электростанций. Прибыли генераторов пострадают от соответствующего давления на уровень загрузки старых мощностей ТЭС и увеличения разрыва между ценами на электроэнергию и газ.

Маловероятное движение в сторону приватизации – единственный видимый потенциальный катализатор. Мы учли возможность приватизации отдельных МРСК, и считаем наиболее вероятными кандидатами для этого МРСК Центра, МРСК Центра и Приволжья, МРСК Волги. Правда, это стало бы признаком решительного поворота в государственной стратегии в отношении сектора электроэнергетики, что, на наш взгляд, вряд ли произойдет при существующем политическом курсе.

Мы понижаем рекомендации по акциям компаний сектора, приняв во внимание все данные факторы, а также с учетом более консервативного взгляда на регулирование, рынки и операционную эффективность компаний. Это привело к значительному ухудшению наших прогнозов денежных потоков компаний и существенному сокращению теоретических цен их акций. Единственная компания, по акциям которой мы сохранили рекомендацию **ПОКУПКА**, – Э.ОН Россия; рекомендация по акциям еще шести компаний – **ДЕРЖАТЬ**, а остальных семнадцати – **ПРОДАЖА**. Мы прекратили покрытие ТГК-2, ТГК-5, ТГК-6, ТГК-7, ТГК-9, ТГК-11, Кузбассэнерго, ТГК-13 и ТГК-14 ввиду недостатка прозрачности и/или слабой ликвидности акций.

Только для профессиональных инвесторов. Настоящий документ не создавался в соответствии с юридическими требованиями, предписывающими соблюдать объективность инвестиционного анализа. Обратите, пожалуйста, внимание на раздел "Раскрытие информации" в конце данного отчета.

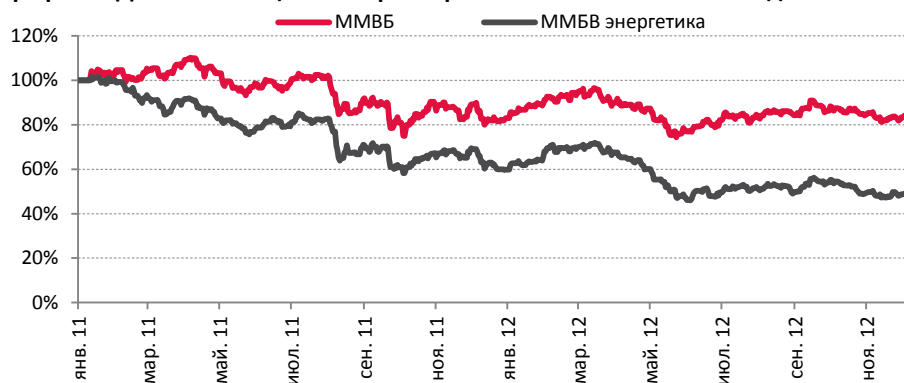
ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ВЫВОД

Вялая динамика акций электроэнергетических компаний

Акции компаний сектора в свободном падении после речи В.Путина в феврале 2011 г.

Владимир Путин в феврале 2011 г. (тогда он занимал пост премьер-министра) призвал правительство и регуляторов сдерживать рост цен на электроэнергию, что вызвало масштабную реакцию рынка. Последовавшие действия властей полностью перекроили регуляторную среду и риски, с которыми сталкиваются инвесторы в сектор. Спустя более полутора лет после той речи В.Путина цены акций электроэнергетических компаний так и не восстановились.

График 1. Динамика акций электроэнергетических компаний vs индекс ММВБ



Источники: Bloomberg

Изменения в регулировании: настолько ли все плохо?

Ужесточение регулирования продолжается и после выборов

Последняя версия прогноза социально-экономического развития России, предложенная Министерством экономического развития, предполагает рост цен на электроэнергию для конечных потребителей на 10,5-13,5% в 2013-2015 гг., что существенно ниже темпов роста в период до ужесточения политики (CAGR цен в 2009-2011 гг. составил 17,6%). Правительство ожидает, что в 2012 г. цены для конечных потребителей вырастут на 3,5-6%. Прогноз кажется особенно жестким в свете предполагаемого годового роста тарифов на газ на 15%.

Таблица 1. Планируемые темпы роста тарифов на электроэнергию, утвержденные правительством в сентябре 2012 г.

	2008	2009	2010	2011	2012П	2013П	2014П	2015П
Цена для конечного потребителя	22,4%	19,3%	17,8%	13,5%	3,5-6%	12-13,5%	10,5-12,5%	11-13%
Прогноз темпов роста до ужесточения регулирования (2010)				13-15%	11-13%	10-12%	н/д	н/д
Изменение				н/д	-7,5 до -7 п.п.	+1,5 до +2 п.п.	н/д	н/д
Тарифы электросетей				13%	6% (11% с июля)	10-11%	9,5-10%	9-10%
Тарифы на газ	25%	15,7%	27,4%	15,3%	7,5% (15% с июля)	15%	15%	14,6-15%

Источники: Минэкономразвития

Пересмотр тарифов весной 2011 г.

Ужесточение регулирования началось после речи В.Путина в феврале 2011 г. Регуляторы приняли ряд мер для ограничения роста цен для конечных потребителей. Под действие этих мер попали все сегменты электроэнергетики – генерация, магистральные и распределительные сети, а также сбытовые компании.

Таблица 2. Меры по ужесточению регулирования, принятые в 2011 г.

Меры	Результат (млрд руб.)
Ограничение роста тарифов уровнем 15% для сетей и сбытовых компаний	71
Исключение инвестиционного компонента из тарифов на мощность ГЭС и АЭС	17
Отказ от индексации цен на мощность в 2011 г.	11
Пересмотр тарифов ФСК	10
Пересмотр тарифов для вынужденных генераторов	8
Всего	117

Источники: ФСТ, Минэнерго

Дальнейшее ужесточение в 2012 г.

Многие инвесторы и аналитики (включая нас) надеялись на то, что ужесточение режима регулирования было связано прежде всего с выборами и что существует значительный шанс изменения стратегии после парламентских и президентских выборов. Однако эта практика оказалась долгосрочной.

Регулирующие органы в конце 2011 г. наметили следующие меры ужесточения режима регулирования, которые были применены в 2012 г.:

- полная ‘перезагрузка’ тарифов сетевых компаний, включая, но не ограничиваясь тарифами, регулируемым по методу RAB;
- перенос даты ежегодной индексации тарифа с 1 января на 1 июля (это затронуло сетевые тарифы и регулируемые тарифы на мощность для поставок населению);
- сокращение тарифов на мощность генерирующих компаний, особенно для ГЭС и ‘вынужденных’ генераторов, а также на мощность, поставляемую населению;
- принятие новых правил розничного рынка.

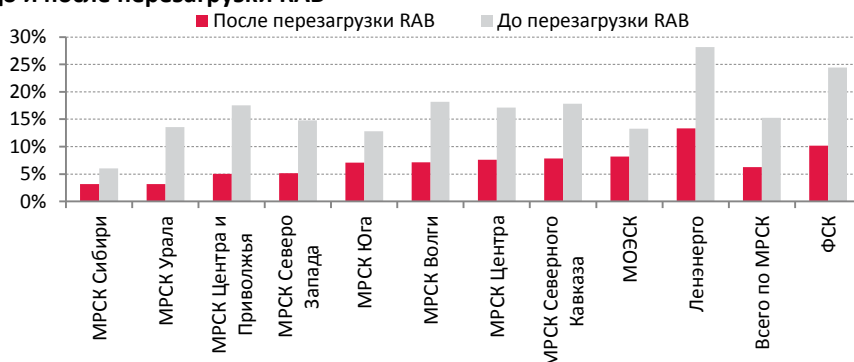
Изменения в регулировании сетевого сегмента: ‘перезагрузка’ RAB стала катастрофой

В дополнение к сокращению тарифов в мае 2011 г., тарифы сетевых компаний пережили еще один крупный пересмотр в первом полугодии 2012 г., с изменениями вступившими в силу 1 июля и 1 ноября 2012 г.

Масштабный возврат метода индексации. Из 54 региональных подразделений МРСК, работавших на RAB-регулировании в 2011 г., 20 перешли на режим долгосрочной индексации с 1 июля 2012 г. Лишь девять из этих регионов вернулись к RAB-регулированию с 1 ноября 2012 г., используя возможность, предоставленную Федеральной службой по тарифам (ФСТ).

Дальнейшее резкое ухудшение прогноза роста тарифов. После перезагрузки ожидаемые темпы роста сетевых тарифов оказались намного ниже, чем ранее.

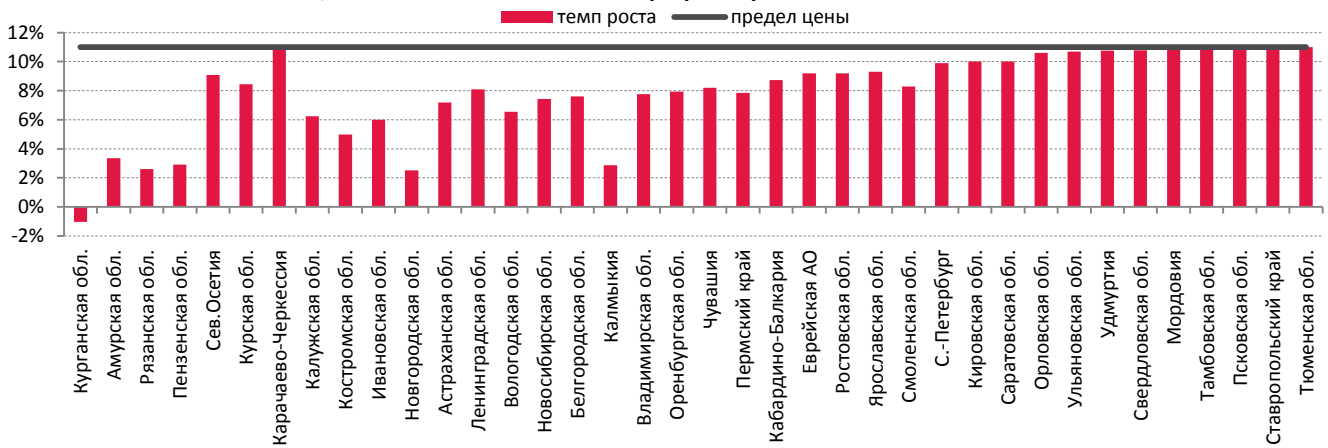
График 2. Среднегодовой рост регулируемой выручки в 2012-2014 г. до и после перезагрузки RAB



Источники: РЭКи, данные компаний, оценка Атона

Удивительно, что пересмотренные ставки роста сетевых тарифов на 2012 г. во многих регионах оказались ниже 11%-го барьера, предусмотренного социально-экономическим прогнозом правительства. Это значит, что регуляторы приняли еще более жесткий подход к тарифам сетевых компаний, чем формально требовалось правительством.

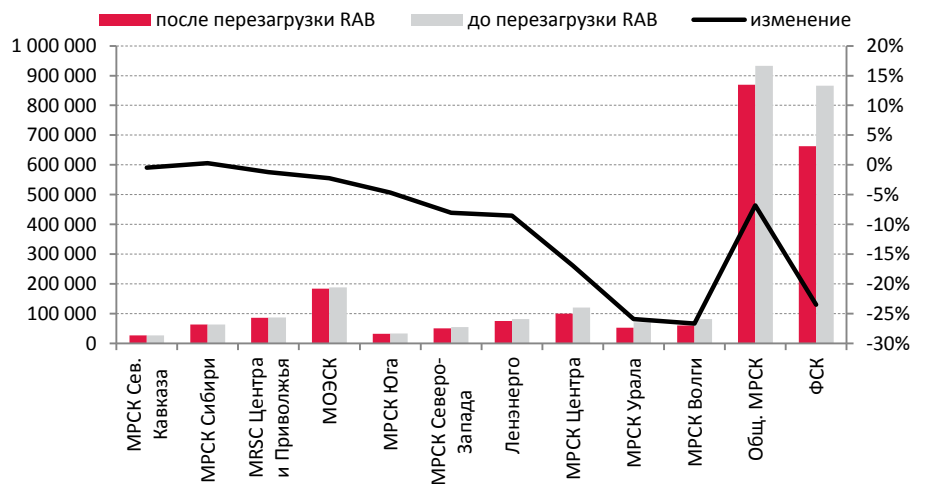
График 3. Темп повышения общего «котлового» сетевого тарифа по регионам с 1 июля 2012 г.



Источник: ФСТ

Величины RAB и нормы доходности срезаны. Как мы понимаем, уменьшение первоначального размера капитала RAB и регулируемых норм доходности стало ключевым фактором, который вызвал понижение сетевых тарифов.

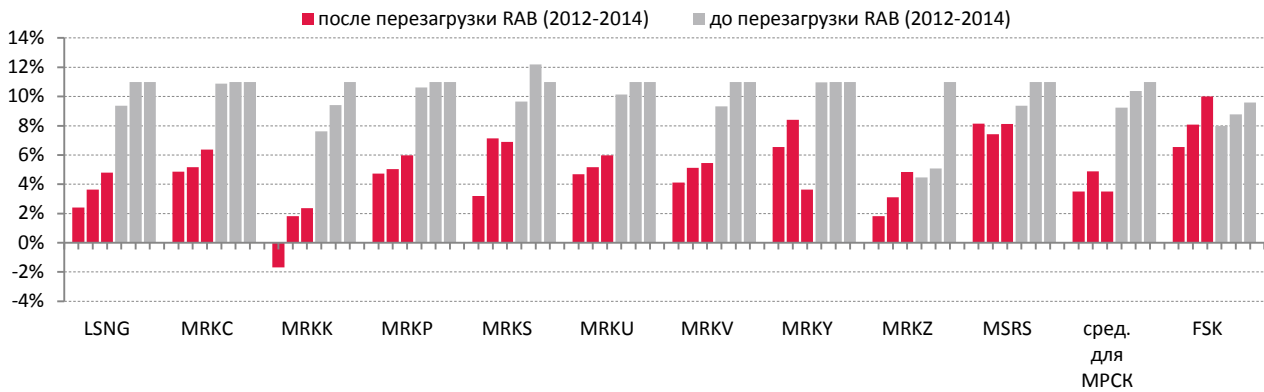
График 4. Остаточная величина RAB на конец 2011 г. до и после перезагрузки RAB*, млн руб.



* включая регионы, регулируемые методом индексации, для которых мы использовали наши оценки величин RAB на основе данных менеджмента

Источники: РЭКи, данные компаний, оценка Атона

График 5. Средневзвешенные регулируемые нормы доходности до и после перезагрузки RAB



* включая регионы, регулируемые методом индексации, для которых мы использовали наши оценки параметров RAB на основе данных менеджмента

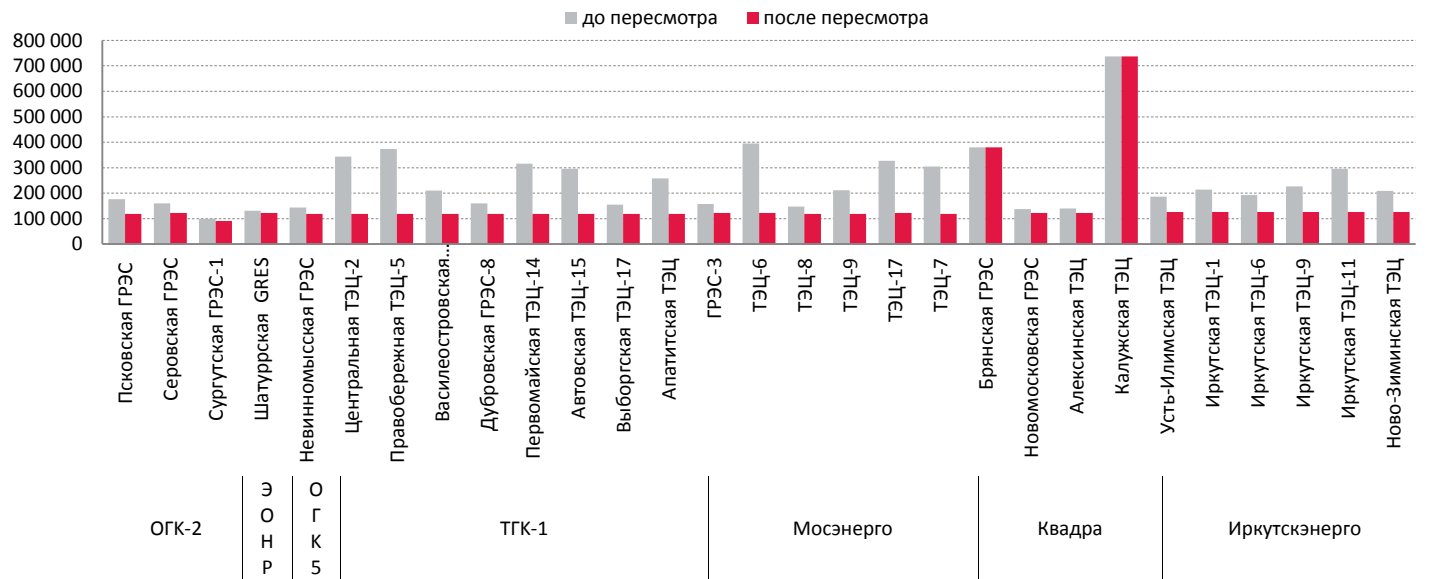
Источники: постановления РЭКов, данные компаний, оценка Атона

Ужесточение регулирования для генерирующего сектора: не лучше, чем в сетях

После речи В.Путина в феврале 2011 г. регуляторы приняли ряд мер, направленных на уменьшение цен на электроэнергию в части, приходящейся на генерирующие компании в 2011 и 2012 гг. Это значительно сократило денежные потоки данных предприятий.

- 1) **Пересчет регулируемых тарифов на мощность** для поставок населению и для ГЭС, а также для вынужденных генераторов. В частности, регуляторы убрали инвестиционную составляющую из регулируемых тарифов на мощность для ГЭС и АЭС с 1 июня 2011 г. (в целом объемом 17,4 млрд руб.). Они также понизили тарифы на мощность для вынужденных генераторов с 1 апреля 2011 г. (до уровня ценового предела в большинстве случаев). Убыточные вынужденные генераторы теперь субсидируются за счет прибыльных электростанций.

График 6. Пересмотренные в мае 2011 г. тарифы на мощность для вынужденных генераторов, руб./МВт в месяц



Источники: ФСТ

Проблемы вынужденных генераторов усилились в 2012 г. с изменением процедуры получения такого статуса. В результате убыточные генераторы вовсе не получают плату за мощность.

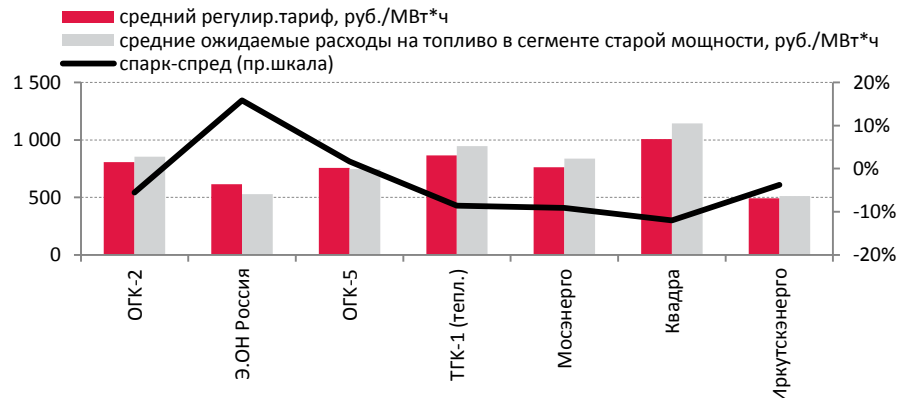
Таблица 3. Оценка убытков из-за неплатежей за вынужденную мощность в 2012 г.

Компания	млн руб.
ТГК-1	267
Квадра	3 582

Источники: данные компаний, ФСТ, оценка Атона

- 2) **Изменения правила рынка на сутки вперед** в отношении ценопринимающих заявок по объемам, соответствующим техническому минимуму. По данным Министерства энергетики, из-за данной меры нерегулируемая цена электроэнергии на рынке на сутки вперед упала на 2-5% в 2011 г.
- 3) **Отсрочка повышения тарифа на мощность.** В первом полугодии 2012 г. тарифы на мощность были заморожены на уровне 2011 г. (как и в случае с сетевыми компаниями). Регулируемые тарифы на мощность для поставок населению не изменились даже после 1 июля.
- 4) **Регулируемые тарифы на электроэнергию для населения не были индексированы с 1 июля 2012 г.,** несмотря на повышение тарифов на газ на 15%. Это привело к ситуации, в которой газовым ТЭС придется нести убытки от сбыта электроэнергии населению. Вероятно, такое положение сохранится в обозримом будущем.

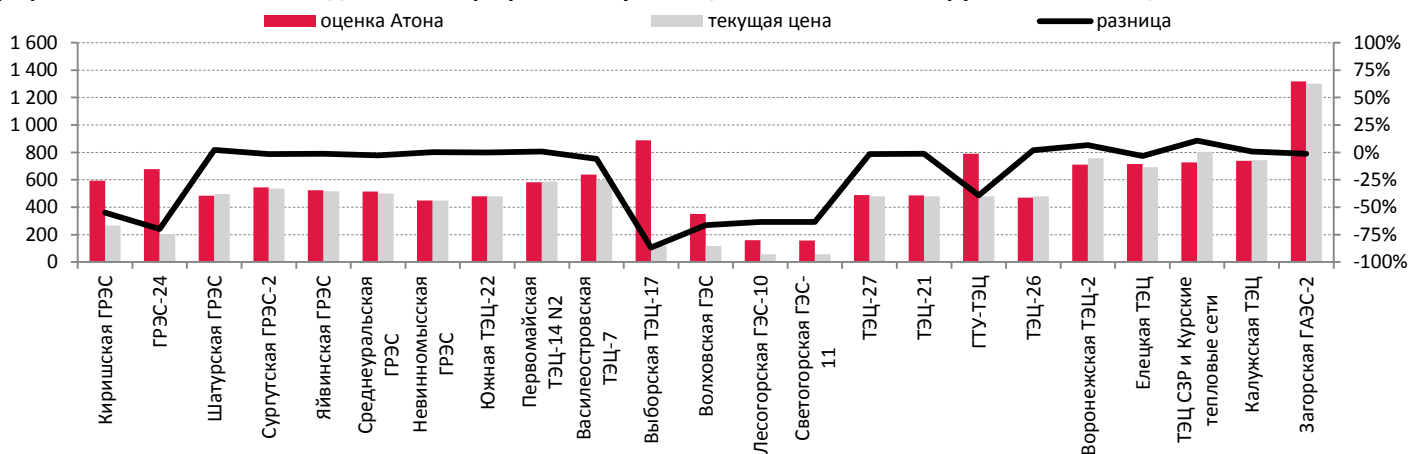
График 7. Регулируемый тариф на электричество vs оценка затрат на топливо в 2012 г.



Источники: ФСТ, данные компании, оценка Атона

- 5) **Тарифы на новую мощность установлены ниже ожиданий:** повышается риск того, что эффективная норма доходности по некоторым инвестиционным проектам будет гораздо ниже регулируемой нормы.

График 8. Фактические и ожидавшиеся тарифы на новую мощность в 2012 г., тыс. руб./МВт в месяц



Источники: данные компаний, ФСТ, оценка Атона

- 6) **Тарифы на мощности ГЭС в Сибири заморожены на низком уровне.** ФСТ в январе 2011 г. распорядилась, чтобы регулируемые тарифы на мощность применялись в том году к 100% продажи мощностей шести сибирских ГЭС. В настоящее время они на 34-84% ниже цен конкурентного отбора мощности (КОМ), где электростанции обычно продают свою мощность. Как изначально предполагалось, данная мера будет временной, однако теперь получается, что она останется в обозримом будущем.
- 7) **Потенциальное понижение тарифов по договорам на предоставление мощности (ДПМ).** Министерство энергетики в июне 2012 г. предложило изменения к методологии ДПМ, которые угрожают уменьшить платежи по этим договорам для генерирующих компаний примерно на 27-54 млрд руб. в год, или на 16-24%, с 2015 г. Минэкономразвития в августе 2012 г. выступило против предложений Минэнерго и распорядилось продолжить работы над методологией.

Таблица 4. Прогнозируемое сокращение потребительских платежей за мощность в случае реализации предложений Минэнерго, млрд руб.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Всего выручка от ДПМ – текущая	66,4	94,6	118,6	173,1	220,7	229,9	227,9	224,4	217,6
Всего выручка от ДПМ – предлагаемая	66,4	92,9	113,2	145,7	177,3	175,4	174	170,9	165,2
Изменение	0	-1,7	-5,4	-27,4	-43,4	-53,5	-53,9	-53,5	-52,4

Источники: Совет рынка

Все так плохо? Адекватное регулирование представляется невыполнимой задачей

Наш вывод из последних изменений регуляторной среды, предпринятых правительством и его уполномоченными органами, а также из заявленных ими планов на будущее заключается в том, что инвесторам в сектор электроэнергетики не стоит рассчитывать на адекватную, построенную на стимулах, рыночную регуляторную среду западного типа.

Недостаток предсказуемости. В течение последних 20 месяцев тарифы были существенным образом пересмотрены от двух до четырех раз для сетей и до трех раз – для генерирующих предприятий. Это нельзя назвать стабильной и предсказуемой регуляторной средой, на которую могли бы надеяться инвесторы.

RAB-регулирование де-факто провалилось. Перегрузка RAB привела к очень резким понижениям основных параметров, которые определяют фундаментальную стоимость компаний, - первоначальных величин RAB и регулируемых норм доходности. Мы полагаем, что методология и параметры регулирования более не заслуживают доверия инвесторов. На практике RAB-подход в значительной степени слился с методами индексации или «затраты плюс», поскольку тарифы устанавливаются не на основе экономической стоимости инвестированного капитала, а в зависимости от политических предпочтений.

Регулирование генерирующих компаний не отличается в лучшую сторону. Как отмечалось выше, последние регуляторные инициативы сделали убыточными многие электростанции, причем эта ситуация, вероятно, еще ухудшится. Ответственные за принятие решений лица уже обозначили следующее направление атаки – это цены контрактов ДПМ, доля которых в цене для конечного потребителя становится все более ощутимой из-за массового ввода в эксплуатацию новых мощностей и запаздывающего роста спроса.

Доверие инвесторов по большей части разрушено, восстановление потребует длительного времени. Регуляционные действия, предпринятые политиками в последние несколько лет, разочаровали инвесторов. Соответственно, как мы полагаем, последние с крайней неохотой рискнут воспользоваться какими-либо позитивными сдвигами в регулировании до тех пор, пока такие благоприятные меры не будут внедрены полностью. Более того, на наш взгляд, таким инвесторам сначала будет необходимо убедиться, что приверженность правительства ориентированным на рынок реформам и его внимание к акционерной стоимости компаний носят долгосрочный характер.

В рамках текущего политического цикла не ожидаем значительных позитивных сдвигов в регулировании. В последние четыре года (с момента разделения РАО ЕЭС и ухода главного реформатора Анатолия Чубайса) шло поступательное движение от ориентированной на рынок парадигмы к усилению государственного влияния, а в последнее время этот процесс даже ускорился, в связи с чем мы не видим оснований для того, чтобы ожидать улучшения ситуации в ближайшее время.

Планы суперужесточения регулирования на горизонте

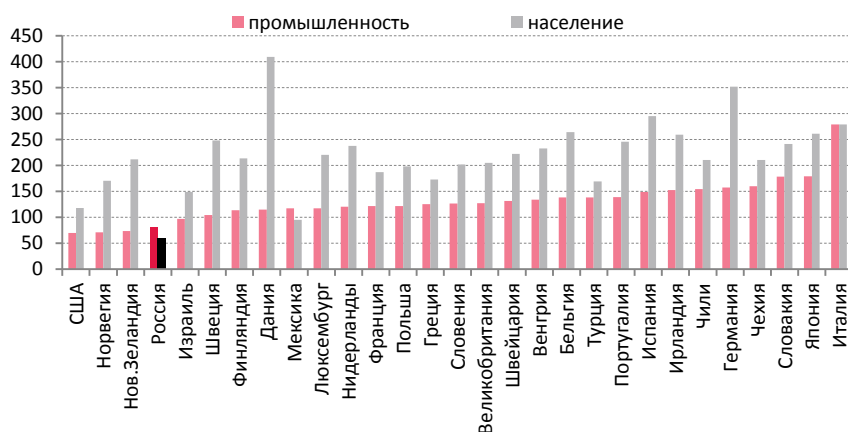
“Ведомости” 16 ноября 2012 г. представили основные положения из последних предложений правительства о долгосрочном социально-экономическом прогнозе до 2030 г., которые предполагают дальнейшее резкое сокращение ориентиров для темпов роста цен на электроэнергию вплоть до 3,1% в среднем в 2016-2030 гг. Это на 60 б.п. ниже прогнозируемой инфляции в этот период (3,7%). Прогноз также предполагает дальнейшее давление на предприятия электроэнергетики, так как он основан на темпах роста тарифа на газ на более высоком уровне – в среднем 4,2%.

Цены и регулирование: обоснованы ли усилия правительства?

Цены на электроэнергию в России достигли уровней других стран

Ключевые фундаментальные опасения правительства связаны с ростом цен на электроэнергию. Действительно, конечная цена для промышленных потребителей в России уже выше, чем в США, Норвегии и Новой Зеландии, что может поставить под угрозу конкурентоспособность отечественной промышленности на мировых рынках. Соответственно, мы должны признать, что у правительства есть причины для сдерживания роста цен на электроэнергию.

График 9. Цены на электричество для конечных потребителей в 2011 г., \$/МВт*ч



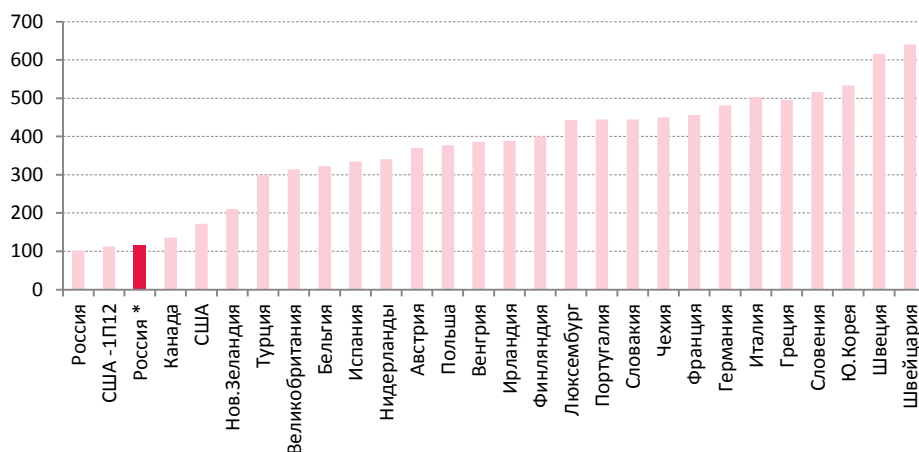
Источники: МЭА, АПБЭ

Намерения правительства понятны, но вся вина возлагается только на электроэнергетические компании

В то время как мы понимаем желание правительства ограничить рост цен на электроэнергию, наиболее важный вопрос для инвесторов заключается в том, каким образом это достигается. До сих пор действия правительства против роста цен имели разрушительные последствия для рентабельности и даже жизнеспособности электроэнергетических компаний, но не были направлены на ниже указанные важнейшие факторы, лежащие в основе роста цен на электроэнергию.

1. **Повышение цен на топливо и монополии на топливных рынках.** По нашим оценкам, основной причиной роста цен на электроэнергию для конечных потребителей в России является повышение цен на топливо, прежде всего цен на газ. В настоящее время цены на газ на отечественном рынке выше, чем в США. Важным фактором здесь является тот факт, что в России газовые тарифы регулируются государством, а в США – определяются конкурентным рынком.

График 10. Цена природного газа для промышленности в 2011 г., \$/тыс. кубометров



*после индексации 2П12

Источники: МЭА, АПБЭ, ФСТ, US EIA, Bloomberg

2. **Избыточные мощности.** В России более нет дефицита генерирующих мощностей, и разрыв между предложением и спросом будет расширяться и дальше, возлагая ненужное бремя на потребителей. Планы ввода в эксплуатацию новых мощностей определяются высшими должностными лицами исполнительной власти.
3. **Структурные проблемы.** Энергосистема России централизована, в то время как распределенная генерация могла бы быть лучшим решением при современном уровне технологий, так как она предполагает меньшие капиталовложения и операционные затраты, связанные с сетевой инфраструктурой.

Перспективы приватизации по-прежнему неясны; государственное участие усиливается

Формальные принятые решения не предполагают приватизацию предприятий электроэнергетики в скором времени

Во время первоначальных обсуждений в 2011 г. правительство рассматривало 2012-2014 гг. как временные рамки приватизации компаний сектора. Однако официальный план приватизации, одобренный правительством в мае 2012 г., предусматривает приватизацию предприятий электроэнергетики в гораздо более далекой перспективе – к 2016 г., что также служит негативным сигналом и для приватизации МРСК. Тем не менее новый министр энергетики Александр Новак в июле 2012 г. заявил “Интерфаксу”, что правительство рассматривает возможность приватизации одной “средней” МРСК в первом квартале 2013 г. Однако мы полагаем, что данный шаг должен получить одобрение В.Путина, который никогда не оказывал сильной поддержки приватизации.

Желание И. Сечина сохранить электроэнергетику за собой может быть причиной отсрочки приватизации

Вероятным препятствием на пути усилий правительства по приватизации может быть стремление главы Роснефтегаза Игоря Сечина сохранить контроль над сектором электроэнергетики за собой даже после ухода из кабинета министров. В июле 2012 г. он предложил, чтобы Роснефтегаз получил контроль над четырьмя основными компаниями отрасли – РусГидро, ИНТЕР РАО ЕЭС, ФСК ЕЭС и Холдингом МРСК.

В.Путин формально поддержал правительство, что, на наш взгляд, увеличивает шансы на приватизацию МРСК

Правительство выступило против большинства инициатив И.Сечина, согласившись лишь с приобретением Роснефтегазом ИНТЕР РАО. В конце ноября 2012 г. В.Путин подписал указы, направленные на реализацию правительственного плана в отношении сектора электроэнергетики: инвестиционная программа РусГидро будет финансироваться напрямую из федерального бюджета (а не с баланса Роснефтегаза, как предлагал И.Сечин), а ФСК ЕЭС и Холдинг МРСК будут объединены на основе последнего (а не как подразделение Роснефтегаза, что предлагал И.Сечин).

Мы считаем, что формальная поддержка В.Путиным инициатив правительства повышает вероятность того, что оно сможет реализовать и другие свои намерения, включая приватизацию МРСК.

Тем временем присутствие государства в секторе увеличивается

Принятые и реализованные к данному моменту решения предусматривают увеличение государственной собственности в секторе электроэнергетики, например, через вливание денежных средств из федерального бюджета в капитал контролируемых государством предприятий отрасли, в том числе:

- 50 млрд руб. для финансирования инвестиционной программы РусГидро на Дальнем Востоке в 2012 г.,
- 23 млрд руб. для финансирования инвестиционных проектов подразделений Холдинга МРСК в 2012-2013 гг.,
- 60 млрд руб. для финансирования инвестиционной программы ФСК ЕЭС в 2010-2013 гг.

Проблемы корпоративного управления, связанные с участием государства в капитале компаний, усиливаются

Помимо в целом слабых финансовых показателей мы выделили следующие проблемы корпоративного управления (прежде всего в контролируемых государством предприятиях).

- Сомнительные решения о капиталовложениях и сделках слияния/поглощения
 - Локомотивом проектов РусГидро на Дальнем Востоке стоимостью в миллиарды долларов, как нам кажется, является стремление высшего руководства страны создать привлекательные условия для бизнеса в регионе, в то время как связанные риски несут акционеры компании.
 - Планы зарубежной экспансии РусГидро, имеющие прежде всего геополитические, а не экономические цели.
 - Странный призыв менеджмента ФСК ЕЭС к увеличению капиталовложений, которое негативно скажется на стоимости компании, так как регулируемая норма доходности по новым инвестициям (10%) уступает WACC (13,3%).
 - Финансирование инфраструктуры для таких крупных мероприятий, как саммит АТЭС и Зимние Олимпийские игры, которое несет большой риск того, что компании не смогут переложить инвестиционные расходы на потребителей электроэнергии.
 - Проект «энергомоста» между европейской частью России и Сибирью с аналогичными рисками.
 - Покупка РусГидро спортклуба, что не является основной деятельностью компании.
- Изъятие и перераспределение стоимости основным акционером
 - Сделки Иркутскэнерго и Красноярской ГЭС с Евросибэнерго с признаками перераспределения стоимости в пользу последнего.
 - Финансирование Мосэнерго инвестиционной программы ОГК-2, обозначающее значительные риски перераспределения стоимости между принадлежащими Газпром энергохолдингу генерирующими компаниями (в данном случае – от Мосэнерго и ТГК-1 в пользу ОГК-2).
- Среди других проблем в сфере корпоративного управления – недостаточное лоббирование тарифов, неэффективные программы мотивации менеджмента и его недостаточное влияние на такие ключевые факторы роста цены акций, как темпы роста регулируемых тарифов и приватизация.

Государственная собственность – основной источник рисков в области корпоративного управления. На наш взгляд, первопричина проблем корпоративного управления компаний сектора и недостатка усилий менеджмента кроется в том, что данные предприятия контролируются государством. Соответственно, у них нет эффективного владельца, который мог бы следить за менеджментом и мотивировать его, но зачастую есть цели, не связанные с повышением акционерной стоимости.

Принадлежащие зарубежным инвесторам компании находятся в несколько лучшем положении. Контролируемые иностранными инвесторами предприятия (например, Э.ОН Россия и Энел ОГК-5) в общем характеризуются лучшими стандартами корпоративного управления и большей независимостью от политиков, чем компании, контролируемые государством.

Российские электроэнергетические компании – бизнес или политический инструмент?

Госфинансирование сектора - стратегия как минимум на следующие несколько лет

Провал регулирования, увеличение государственного участия в секторе вместо его приватизации и «ручное» управление как наиболее часто используемый инструмент проведения политики приводят нас к выводу, что власти избрали путь государственного финансирования и наращивания государственного контроля в качестве стратегии развития сектора, по крайней мере в кратко- и среднесрочной перспективе. Более предпочтительной стратегией, безусловно, представляется привлечение частных инвесторов и обеспечение рыночных принципов ценообразования.

Очевидно, неоптимальное решение для общества, но, возможно, оно оптимально для политиков?

Мы полагаем, что стратегия государственного финансирования ведет к увеличению стоимости электроэнергии для общества в долгосрочной перспективе ввиду нехватки стимулов для экономии затрат, неоптимальных капиталовложений и общей неэффективности. Эта стратегия может также привести к снижению надежности электроснабжения ввиду недостаточной мотивации менеджмента и более низких капиталовложений в долгосрочной перспективе. Тем не менее, на наш взгляд, для выбора сценария государственного финансирования у политиков есть причины.

- 1) **Простота.** Это наиболее легкий и удобный путь для бюрократии. Проще приказать нанятым государством менеджерам, чем создать условия, необходимые для привлечения частного капитала.
- 2) **Сферы влияния.** Политики часто воспринимают контроль над госкомпаниями как важный способ наращивания своего влияния.

3) Личные выгоды.

Предприятия электроэнергетики – это политический инструмент; поэтому их акции следует по возможности избегать

На наш взгляд, ключевой риск для фундаментальной стоимости компаний, связанный с увеличением влияния государства на сектор, – это дальнейшее ухудшение регуляторной среды и стандартов корпоративного управления. От компаний могут потребовать принять большее социальное бремя, преследовать геополитические цели или действовать в личных интересах высокопоставленных чиновников.

Мы не считаем, что российская электроэнергетика развалится, поскольку она слишком важна для функционирования и развития экономики. По нашему мнению, сектор по большей части справится с замещением изношенной базы активов с помощью собственных денежных потоков, средств из федерального бюджета и от контролируемых государством компаний (например, от Роснефтегаза), долгового финансирования (включая финансирование со стороны госбанков) и, вероятно, за счет средств кое-каких наивных инвесторов. Однако, на наш взгляд, в ходе этого процесса вряд ли произойдет раскрытие фундаментальной стоимости компаний. По крайней мере в следующие несколько лет большинство предприятий, вероятно, будут иметь отрицательные или практически нулевые свободные денежные потоки и практически не будут выплачивать дивиденды.

Частичным исключением в этом отношении являются компании, контролируемые зарубежными инвесторами (Э.ОН Россия и Энел ОГК-5), которые, возможно, по-прежнему будут заинтересованы в получении дохода на вложенный капитал для акционеров и будут пытаться делать это.

Значительные изменения маловероятны, и даже тогда перспективы неясны

Мы полагаем, что ситуация может существенно измениться только при резком сдвиге в политическом курсе, а это представляется нам маловероятным. Кроме того, даже если направление политики в какой-то момент изменится, мы не склонны ждать подарков для инвесторов в сектор электроэнергетики, учитывая уже высокие цены на электроэнергию для конечных потребителей в России, а также причины, лежащие в их основе, о которых уже говорилось в этом отчете.

Оценки стоимости сетевых компаний: зажаты регуляторами

Учтены последние решения по тарифам и перезагрузка RAB

Мы учли самые последние решения по тарифам для сетевых компаний, вступившие в силу в июле и ноябре 2012 г. Мы также предположили, что все региональные филиалы МРСК перейдут на RAB регулирование к 2018 г.

Ожидаем дальнейшего ужесточения политики в области тарифов в долгосрочной перспективе

Мы понизили базовый потолок роста совокупного тарифа на передачу электроэнергии в каждом регионе с 10% до 7% с 2016 г., так как считаем, что правительство будет еще активнее пытаться ограничить рост цен для конечных потребителей. На наш взгляд, это допущение остается оптимистичным, так как оно на 200 б.п. превосходит долгосрочный прогноз Атона в отношении инфляции (5,0%) и существенно превышает последний предложенный правительством долгосрочный ориентир роста цен на электроэнергию для конечных потребителей в 3,1%.

Контракты последней мили и плата за техприсоединение сохранятся

Мы теперь исходим из того, что компании сохранят все свои контракты с клиентами последней мили (ранее наша модель предполагала постепенное прекращение действия этих контрактов к 2016 г.). Также мы учли в модели выручку от платы за присоединение и теперь ожидаем, что она сохранится в обозримом будущем (ранее мы полагали, что эта плата будет отменена с 2012 г.). Таким образом, наши допущения по этим двум вопросам стали более оптимистичными.

Неутешительные прогнозы тарифов, регуляторы перестарались

Наш прогноз роста сетевых тарифов резко ухудшился прежде всего из-за существенного ухудшения долгосрочных параметров регулирования после перезагрузки RAB. Так, мы ожидаем, что тарифы МРСК будут расти в 2012-2015 гг. с CAGR 6,3%, в то время как социально-экономический прогноз правительства, одобренный в сентябре 2012 г., предполагает средний CAGR 8,9%. Мы считаем, что данный разрыв обусловлен исключительно жесткими тарифными решениями, принятыми в этом году региональными регуляторами. По непонятным причинам данные решения оказались еще более жесткими, чем установленные правительством ориентиры.

Таблица 5. Прогноз темпов роста тарифа на передачу электроэнергии, руб. /МВт*ч

Компания		2011	2012П	2013П	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П	CAGR 2012- 2020
Прогноз темпов роста в годовом сопоставлении												
МРСК Центра	Нов.	14%	4%	6%	8%	8%	6%	6%	2%	3%	6%	5,3%
	Прож.	10%	6%	10%	10%	10%	9%	5%	7%	7%	8%	8,1%
МРСК Юга	Нов.	9%	8%	10%	1%	8%	8%	7%	-1%	-1%	8%	5,2%
	Прож.	11%	6%	12%	10%	10%	10%	10%	10%	0%	3%	7,8%
МРСК Сев.Кавказа	Нов.	13%	2%	6%	10%	9%	6%	6%	0%	2%	6%	5,2%
	Прож.	5%	5%	10%	11%	11%	11%	5%	8%	0%	0%	6,6%
МРСК Центра и Приволжья	Нов.	18%	-6%	5%	9%	8%	7%	6%	-1%	0%	5%	3,7%
	Прож.	16%	6%	9%	9%	10%	10%	10%	9%	7%	-1%	7,5%
МРСК Северо-Запада	Нов.	14%	6%	2%	6%	7%	5%	6%	5%	5%	7%	5,6%
	Прож.	20%	6%	14%	14%	14%	13%	12%	0%	7%	-1%	8,5%
МРСК Сибири	Нов.	24%	2%	7%	9%	7%	5%	6%	7%	6%	5%	6,0%
	Прож.	32%	5%	8%	14%	12%	8%	3%	3%	2%	5%	6,6%
МРСК Урала	Нов.	11%	0%	8%	7%	5%	5%	6%	2%	1%	9%	4,7%
	Прож.	9%	6%	15%	13%	11%	11%	10%	8%	1%	-6%	7,4%
МРСК Волги	Нов.	19%	9%	3%	1%	8%	6%	6%	5%	5%	6%	5,5%
	Прож.	16%	6%	13%	13%	13%	10%	2%	10%	4%	-6%	6,9%
МОЭСК	Нов.	15%	-7%	10%	10%	10%	4%	7%	-3%	-5%	7%	3,4%
	Прож.	14%	6%	8%	10%	9%	7%	-5%	3%	2%	5%	4,9%
Ленэнерго	Нов.	19%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	8%	0%	10%	8,7%
	Прож.	17%	6%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	9,6%
Кубаньэнерго	Нов.	13%	9%	5%	3%	8%	6%	7%	-2%	1%	7%	4,9%
	Прож.	30%	6%	10%	5%	7%	-4%	4%	14%	2%	5%	5,4%
Всего МРСК	Нов.	16%	1%	7%	7%	8%	6%	7%	2%	1%	7%	5,0%
	Прож.	16%	6%	11%	11%	11%	9%	5%	6%	3%	2%	7,0%
ФСК	Нов.	19%	4%	6%	11%	10%	7%	7%	7%	7%	7%	7,4%
	Прож.	18%	7%	13%	11%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10,0%

Источники: данные компаний, оценка Атона

Более осторожный взгляд на подконтрольные операционные расходы

Ранее мы предполагали, что сетевые компании постепенно сократят подконтрольные операционные расходы до регулируемого уровня к 2015 г. Теперь мы используем в качестве допущения, что премия/дисконт подконтрольных операционных расходов к регулируемым останется неизменной на уровне факта 2011 г. в обозримом будущем по ряду причин. Во-первых, мы не ожидаем, что менеджмент будет прикладывать большие усилия для повышения операционной эффективности ввиду государственной собственности и непоследовательного регулирования. Во-вторых, пересмотренные регулятором в 2012 г. регулируемые уровни подконтрольных расходов уже включают значительное повышение эффективности (до 3% ежегодной экономии расходов), и мы считаем, что компаниям будет затруднительно добиться еще большей экономии.

Существенно более слабый прогноз роста прибыли

Мы теперь прогнозируем намного более медленный рост EBITDA сетей ввиду понижения прогноза повышения тарифов и более консервативного подхода к улучшению операционной эффективности.

Таблица 6. Прогноз EBITDA от деятельности по передаче электроэнергии, млн руб.

Компания		2011	2012П	2013П	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П	CAGR 2012- 2020
МРСК Центра	Нов.	14 142	13 424	15 174	17 514	20 824	23 713	26 823	24 938	24 098	26 876	7%
	Преж.	9 947	10 128	13 918	16 983	22 353	27 003	27 976	36 478	47 487	55 569	21%
МРСК Юга	Нов.	3 996	4 160	5 551	4 416	5 509	6 783	8 088	5 892	3 948	5 396	3%
	Преж.	2 898	2 951	3 941	3 538	4 648	6 541	8 374	12 903	14 771	15 188	20%
МРСК Сев.Кавказа	Нов.	1 710	1 744	2 300	3 592	4 862	5 628	6 295	5 520	5 466	6 147	15%
	Преж.	1 936	1 499	2 777	3 838	5 628	7 183	7 680	9 289	9 279	8 919	18%
МРСК Центра и Приволжья	Нов.	10 050	9 108	9 378	12 699	15 521	17 996	21 105	15 980	12 702	14 024	4%
	Преж.	9 685	8 738	10 792	12 813	15 644	20 237	24 948	33 871	42 925	38 630	17%
МРСК Северо-Запада	Нов.	3 551	3 766	2 979	3 336	4 487	5 020	6 058	6 102	6 754	8 172	10%
	Преж.	2 499	1 488	1 959	8 012	9 912	12 686	16 324	17 226	22 669	21 072	27%
МРСК Сибири	Нов.	2 615	744	1 999	5 525	7 043	7 694	9 032	11 319	12 774	13 202	20%
	Преж.	3 681	4 842	6 709	11 490	14 542	16 574	14 788	17 573	21 901	23 664	23%
МРСК Урала	Нов.	7 403	5 331	7 283	8 245	8 435	8 902	10 261	7 912	4 431	8 370	1%
	Преж.	6 218	5 509	7 940	11 767	15 385	20 663	24 817	32 887	36 295	26 216	17%
МРСК Волги	Нов.	5 414	7 561	6 742	4 380	6 253	7 329	8 609	8 984	9 468	11 325	9%
	Преж.	5 594	6 521	9 594	13 605	19 173	24 562	22 872	31 881	37 334	28 480	20%
МОЭСК	Нов.	27 288	22 953	29 117	36 175	43 171	44 006	50 075	41 547	29 270	34 709	3%
	Преж.	22 203	29 883	32 833	39 171	45 948	58 888	43 291	45 215	47 459	49 970	9%
Ленэнерго	Нов.	3 623	5 329	7 056	8 842	11 213	14 238	17 727	20 621	18 930	23 337	23%
	Преж.	692	986	1 322	3 368	4 851	8 165	10 284	15 146	21 570	26 218	50%
Кубаньэнерго	Нов.	-783	1 846	2 324	2 637	4 423	5 220	6 588	3 932	2 482	3 612	n/a
	Преж.	2 764	4 783	6 653	7 044	7 100	2 492	1 630	6 822	6 907	7 044	11%
Всего МРСК	Нов.	79 009	75 967	89 903	107 363	131 740	146 529	170 661	152 747	130 324	155 171	8%
	Преж.	68 116	77 330	98 436	131 631	165 183	204 993	202 984	259 291	308 595	300 970	18%
ФСК	Нов.	80 829	85 372	93 323	110 983	128 194	141 770	156 643	172 932	190 767	210 288	11%
	Преж.	76 276	86 969	106 649	125 769	148 997	171 018	195 864	223 883	255 465	291 047	16%

Источники: данные компаний, оценка Атона

Мы теперь ожидаем более низких эффективных норм доходности RAB для сетевых компаний и прогнозируем, что они в целом останутся ниже нормативного уровня в обозримом будущем.

Таблица 7. Прогноз эффективной (фактической) нормы доходности на RAB

Компания	2011	2012П	2013П	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П
Фактическая доходность RAB*										
МРСК Центра	3,9%	3,6%	4,9%	6,4%	8,2%	9,5%	10,8%	8,8%	7,9%	9,2%
МРСК Юга	0,6%	2,5%	5,8%	2,8%	5,2%	8,1%	10,8%	4,9%	0,3%	3,7%
МРСК Сев.Кавказа	-4,7%	-2,9%	-1,9%	1,5%	4,7%	6,5%	7,9%	5,8%	5,3%	6,3%
МРСК Центра и Приволжья	3,9%	2,7%	2,8%	5,6%	7,9%	9,7%	11,7%	7,1%	4,1%	4,9%
МРСК Северо Запада	-0,4%	0,4%	-0,8%	-0,3%	1,3%	2,1%	3,6%	3,6%	4,4%	6,2%
МРСК Сибири	-5,0%	-7,4%	-6,2%	-1,6%	0,5%	1,5%	3,7%	8,3%	11,2%	12,3%
МРСК Урала	4,3%	1,3%	3,5%	4,5%	4,5%	4,8%	6,1%	3,3%	-0,9%	3,4%
МРСК Волги	2,7%	5,4%	4,1%	1,1%	3,2%	4,3%	5,2%	5,5%	5,7%	7,2%
МОЭСК	5,8%	4,6%	7,4%	10,5%	12,7%	12,1%	13,5%	9,8%	5,4%	6,7%
Ленэнерго	-1,7%	0,1%	1,8%	3,8%	6,1%	8,8%	11,6%	13,8%	11,8%	15,5%
Кубаньэнерго	-11,9%	0,2%	1,4%	1,3%	5,3%	7,3%	11,1%	3,8%	-0,7%	2,8%
Всего МРСК. нов.	2,0%	2,1%	3,4%	4,9%	6,9%	7,9%	9,5%	8,0%	6,0%	7,7%
Всего МРСК. преж.	0,9%	1,6%	3,4%	6,8%	9,3%	12,3%	11,9%	15,1%	17,2%	16,1%
ФСК, нов.	5,4%	5,9%	5,5%	6,2%	6,8%	7,1%	7,6%	8,1%	8,6%	9,2%
ФСК, преж.	4,5%	5,0%	6,0%	6,6%	7,2%	8,4%	9,6%	11,0%	12,5%	14,3%

*мы оцениваем фактическую норму доходности на RAB как полученную EBITDA от передачи электроэнергии за вычетом возврата RAB и налога на прибыль, деленную на остаточную величину RAB

Источники: данные компаний, оценка Атона

Прогноз капиталовложений для МРСК не изменен, для ФСК ЕЭС умеренно повышен

По сравнению с нашими предыдущими оценками прогноз совокупных капиталовложений МРСК в период до 2020 г. практически полностью остался в силе, а прогноз капиталовложений ФСК ЕЭС повышен примерно на 14%.

График 11. Прогноз суммарных капзатрат МРСК, млрд руб.

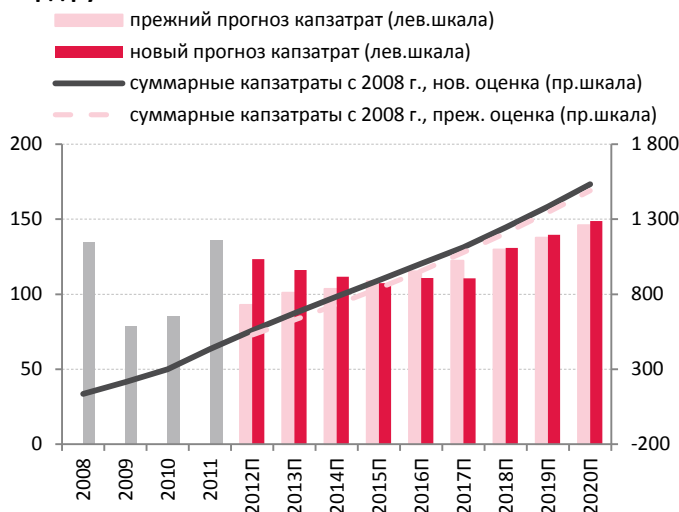
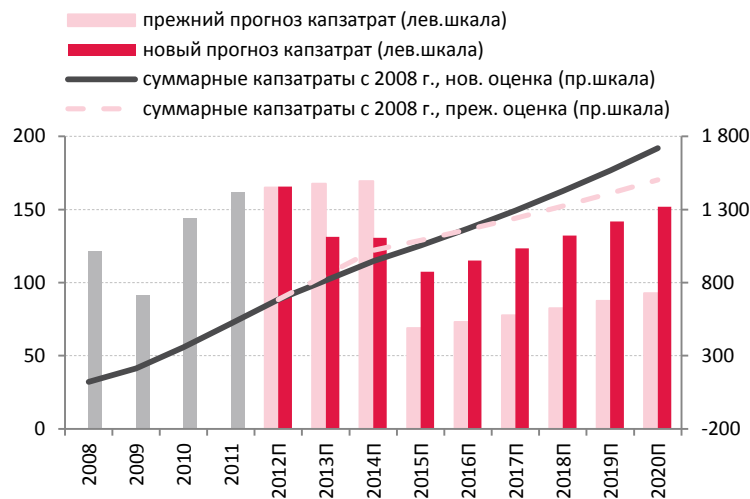


График 12. Прогноз капзатрат ФСК, млрд руб.



Источники: данные компаний, оценка Атона

Допущения по пострепрогнозному периоду стали более консервативными, но и более реалистичными

Мы установили норму доходности RAB для расчета пострепрогнозной стоимости на уровне 10% для МРСК и на уровне 9% для ФСК ЕЭС, что на 100 б.п. ниже текущих базовых регулируемых норм доходности. По нашему мнению, компании вряд ли смогут получить регулируемую норму доходности в полном объеме ввиду проблем, связанных с применением RAB-регулирования, и недостаточной экономии расходов. Мы более не включаем в расчет пострепрогнозной стоимости накопленное сглаживание тарифов, которое не было возвращено до 2020 г. (что мы делали в предыдущей оценке).

Оценка WACC немного понижена после принятия более консервативного прогноза тарифов

Мы понизили премию за регуляционный риск с 2,0-4,9% до 1,0%, так как мы уже учли достаточно жесткие регуляторные решения для сетевых компаний и считаем, что потенциал для дальнейшего, еще более негативного, развития события ограничен. Наши пересмотренные допущения по WACC уступают прежним оценкам на величину до 340 б.п., но они все еще выше базовой регулируемой нормы доходности, которая составляет 11% для МРСК и 10% для ФСК ЕЭС.

Таблица 8. Пересмотр WACC (основные составляющие)

WACC	ФСК	МРСК Центра	МРСК Юга	МРСК Сев. Кавказа	МРСК Центра и Приволжья	МРСК Северо-Запада	МРСК Сибири	МРСК Урала	МРСК волги	МОЭСК	Ленэнерго
Премия за регул. риск – нов.	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Премия за регул. риск – преж.	2,0%	3,0%	4,4%	4,8%	3,0%	4,9%	4,5%	2,6%	2,5%	2,0%	4,0%
Изменение, п.п.	-1,0	-2,0	-3,4	-3,8	-2,0	-3,9	-3,5	-1,6	-1,5	-1,0	-3,0
Ликвидность – нов.	0,0%	3,0%	4,0%	4,0%	3,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	3,0%	4,0%
Ликвидность – преж.	0,0%	3,0%	3,5%	5,0%	2,5%	5,0%	5,0%	3,5%	3,5%	2,0%	4,0%
Изменение, п.п.	0,0	0,0	0,5	-1,0	0,5	-1,0	-1,0	0,5	0,5	1,0	0,0
WACC (искл. налоговый щит) – нов.	13,3%	15,7%	16,5%	16,7%	15,7%	16,4%	16,4%	16,4%	16,4%	15,5%	16,4%
WACC (искл. налоговый щит) – преж.	14,0%	17,1%	18,5%	20,0%	16,7%	19,8%	19,5%	17,1%	17,1%	15,5%	18,5%
Изменение, п.п.	-0,7	-1,4	-2,0	-3,3	-1,0	-3,4	-3,1	-0,7	-0,7	0,0	-2,1

Источники: оценка Атона

Оценки стоимости сетевых компаний существенно понижены

Наши расчеты, полностью основанные на методе ДДП и учитывающие параметры регулирования для каждого регионального подразделения МРСК, а также допущения, о которых говорилось выше, привели к масштабному понижению оценок справедливой стоимости компаний (назовем это базовым сценарием сохранения статус-кво).

Таблица 9. Обновленные теоретические цены для базового сценария статус-кво

Компания	Тикер	12М Теор.цена нов. (\$)	12М Теор.цена преж. (\$)	Изм.	Текущая цена (\$)	Потенциал	Текущ. EV/RAB 2011П	Справ. EV/RAB 2011П (нов.)	Справ. EV/RAB 2010П (преж.)
МРСК Центра	MRKC	0,0169	0,0326	-48%	0,0169	0%	0,43	0,40	0,43
МРСК Юга	MRKY	0,000851	0,000858	-1%	0,001643	-48%	0,57	0,52	0,42
МРСК Сев.Кавказа	MRKK	0,796	4,999	-84%	0,848	-6%	0,04	0,01	0,31
МРСК Центра и Приволжья	MRKP	0,00498	0,01030	-52%	0,00547	-9%	0,43	0,38	0,50
МРСК Северо-Запада	MRKZ	0,000976	0,004837	-80%	0,002131	-54%	0,22	0,14	0,27
МРСК Сибири	MRKS	0,00100	0,00726	-86%	0,00300	-67%	0,23	0,12	0,35
МРСК Урала	MRKU	0,00194	0,01252	-85%	0,00653	-70%	0,45	0,20	0,47
МРСК Волги	MRKV	0,00100	0,00768	-87%	0,00240	-58%	0,31	0,17	0,50
МОЭСК	MSRS	0,0278	0,0704	-60%	0,0478	-42%	0,64	0,44	0,70
Ленэнерго (ао)	LSNG	0,0596	0,2338	-75%	0,2098	-72%	0,36	0,24	0,23
Ленэнерго (ап)	LSNGP	0,0694	0,3935	-82%	0,5645	-88%			
ФСК	FEES	0,00471	0,0134	-65%	0,00682	-31%	0,46	0,29	0,49

Источники: оценка Атона

Мы учли вероятность приватизации МРСК

Основываясь на недавних событиях (прежде всего – на поддержке президентом В.Путиным инициатив правительства в отношении сектора электроэнергетики), мы полагаем, что вероятность приватизации МРСК, которую представители правительства ориентировочно планируют на 2013 г., повышается. Чтобы отразить это, мы сделали расчеты для приватизационного сценария, внося перечисленные ниже изменения в наши допущения.

- 1) **Рост операционной эффективности.** Мы предположили, что подконтрольные операционные расходы будут сокращены на 20% ниже установленного регулятором уровня к 2015 г.
- 2) **Меньше капиталовложений.** Мы приняли более высокий дисконт (30%) для инвестиционных программ, одобренных Минэнерго (в базовом сценарии 20%), и понизили допущения по капиталовложениям в поддержание активов в долгосрочной перспективе примерно на 30%.
- 3) **Понижение WACC.** Мы понизили премию за риски корпоративного управления с 2% до 0,5%.
- 4) **Эффективная норма доходности RAB равна нормативной** при расчете построгогнозной стоимости.

Приватизационный сценарий предполагает более высокие оценки справедливой стоимости компаний, чем наш базовый сценарий.

Таблица 10. Приватизация vs базовый сценарий: оценки стоимости

Компания	Тикер	Теор.цена при приватизац. сценарии	Теор.цена при базовом сценарии	Изм.	Справ. EV/RAB при приватизац. сценарии	Справ. EV/RAB при базовом сценарии	Изм.
МРСК Центра	MRKC	0,0418	0,0169	147%	0,71	0,40	78%
МРСК Юга	MRKY	0,007970	0,000851	837%	0,82	0,52	58%
МРСК Сев.Кавказа	MRKK	3,637	0,796	357%	0,32	0,01	2113%
МРСК Центра и Приволжья	MRKP	0,01465	0,00498	194%	0,73	0,38	93%
МРСК Северо-Запада	MRKZ	0,007822	0,000976	702%	0,50	0,14	251%
МРСК Сибири	MRKS	0,00736	0,00100	635%	0,39	0,12	220%
МРСК Урала	MRKU	0,01138	0,00194	487%	0,59	0,20	192%
МРСК Волги	MRKV	0,00575	0,00100	475%	0,55	0,17	222%
МОЭСК	MSRS	0,0553	0,0278	99%	0,64	0,44	46%
Ленэнерго (ао)	LSNG	0,2667	0,0596	347%	0,37	0,24	52%
Ленэнерго (ап)	LSNGP	0,5710	0,0694	722%			

Источники: оценка Атона

Итоговые теоретические цены не предполагают значительного потенциала роста

Мы учли возможность приватизации, допустив, что есть 50%-ая вероятность приватизации одной из МРСК, и считаем наиболее вероятными кандидатами МРСК Центра, МРСК Центра и Приволжья, МРСК Волги (вероятность приватизации для каждой из них в нашей модели составляет 25%). Мы также приняли во внимание шансы МРСК Северо-Запада и МРСК Урала (вероятность 10%), а также МРСК Юга (5%). Наши итоговые теоретические цены для МРСК рассчитаны как средневзвешенное значение их теоретических цен при базовом и приватизационном сценариях.

Государство не планирует уступать контроль над ФСК ЕЭС частным акционерам, так что мы не рассчитывали приватизационный сценарий для этой компании.

Таблица 11. Расчет средневзвешенных теоретических цен

Компания	Тикер	Теор.цена при базовом сценарии, \$	Вес	Теор.цена при приватизац. сценарии, \$	Вес	Средневзв. теор.цена	Текущая цена, \$	Потенциал	Новая рек-ия	Прежняя рек-ия
МРСК Центра	MRKC	0,0169	87,5%	0,0418	12,5%	0,0200	0,0169	19%	Держать	Покупка
МРСК Юга	MRKY	0,000851	97,5%	0,007970	2,5%	0,00103	0,001643	-37%	Продажа	Продажа
МРСК С.Кавказа	MRKK	0,796	100%	3,637	0,0%	0,796	0,848	-6%	Продажа	Покупка
МРСК Центра и Приволжья	MRKP	0,00498	87,5%	0,01465	12,5%	0,00619	0,00547	13%	Держать	Покупка
МРСК Северо-Запада	MRKZ	0,000976	95,0%	0,007822	5,0%	0,00132	0,002131	-38%	Продажа	Покупка
МРСК Сибири	MRKS	0,00100	100%	0,00736	0,0%	0,00100	0,00300	-67%	Продажа	Покупка
МРСК Урала	MRKU	0,00194	95,0%	0,01138	5,0%	0,00241	0,00653	-63%	Продажа	Покупка
МРСК Волги	MRKV	0,00100	87,5%	0,00575	12,5%	0,00159	0,00240	-34%	Продажа	Покупка
МОЭСК	MSRS	0,0278	100%	0,0553	0,0%	0,0278	0,0478	-42%	Продажа	Покупка
Ленэнерго (ao)	LSNG	0,0596	100%	0,2667	0,0%	0,0596	0,2098	-72%	Продажа	Продажа
Ленэнерго (ap)	LSNGP	0,0694	100%	0,5710	0,0%	0,0694	0,5645	-88%	Продажа	Продажа
ФСК ЕЭС	FEES	0,00471	100%	н/д	0,0%	0,00471	0,00682	-31%	Продажа	Покупка

Источник: оценка Атона

Потенциала значительного роста не видно; рекомендация по акциям двух компаний – ДЕРЖАТЬ, остальных – ПРОДАЖА

На наш взгляд, у акций МРСК сейчас нет потенциала значительного роста при допущениях, о которых мы говорили выше. Мы присваиваем рекомендацию **ДЕРЖАТЬ** акциям МРСК Центра и МРСК Центра и Приволжья, которые относятся к числу наиболее вероятных кандидатов на приватизацию, и рекомендацию **ПРОДАЖА** акциям всех остальных МРСК. Мы понижаем рекомендацию по акциям ФСК ЕЭС с Покупка до уровня **ПРОДАЖА** ввиду ослабления ее фундаментальных факторов: понижения темпов роста тарифов, повышения капиталовложений и отсутствия вероятности приватизации.

Оценка стоимости Холдинга МРСК: учтена консолидация ФСК ЕЭС, рекомендация понижена до уровня ПРОДАЖА

Мы включили наши итоговые теоретические цены МРСК (с учетом вероятности приватизации) в нашу оценку Холдинга МРСК по методу суммы частей. Мы также учли в этой оценке консолидацию ФСК ЕЭС посредством вклада государством контрольного пакета ФСК в уставный капитал Холдинга. Для целей оценки мы исходили из того, что сделка будет совершена по текущим рыночным ценам Холдинга МРСК и ФСК ЕЭС.

Наша оценка предполагает наличие потенциала падения на 36% у обыкновенных и на 43% у привилегированных акций Холдинга МРСК, что связано как с предполагаемым потенциалом падения котировок бумаг его дочерних компаний, так и с 20% дисконтом за холдинговую структуру. Соответственно, мы понижаем рекомендацию по обыкновенным и привилегированным акциям Холдинга МРСК с Держать до уровня **ПРОДАЖА**.

Таблица 12. Расчет теоретической стоимости акций Холдинга МРСК по методу суммы частей (SOTP)*

Дочерние компании	Тикер	Доля Холдинга	Текущ. EV/RAB 2011П	Справедл. EV/RAB 2011П	Рыночн. цена доли, \$ млн	Теор.цена (12М) доли, \$ млн
МРСК Центра	MRKC	50%	0,43	0,40	358	425
МРСК Юга	MRKY	52%	0,57	0,52	42	26
МРСК Северного Кавказа	MRKK	88%	0,04	0,01	80	75
МРСК Центра и Приволжья	MRKP	50%	0,43	0,38	311	351
МРСК Северо-Запада	MRKZ	55%	0,22	0,14	113	70
МРСК Сибири	MRKS	57%	0,23	0,12	169	56
МРСК Урала	MRKU	52%	0,45	0,20	294	109
МРСК Волги	MRKV	68%	0,31	0,17	290	192
МОЭСК	MSRS	51%	0,64	0,44	1 185	690
Ленэнерго	LSNG	59%	0,36	0,24	190	54
Тюменьэнерго**	непубл.	100%	0,49	0,34	1 106	1 059
Томская РК	TORS	52%	0,31	0,50	38	51
Кубаньэнерго	KUBE	73%	1,36	-0,08	696	37
ФСК ЕЭС	FEES	80%	0,46	0,29	6 924	4 783
Стоимость долей в МРСК и ФСК, \$ млн (текущая/теоретическая)					11 796	7 980
Чистые денежные средства (на 9М12, неконт.отчетность по РСБУ), скорр. на дополнительные эмиссии, \$ млн					444	444
Стоимость суммы частей SOTP (текущая/теоретическая), \$ млн					12 239	8 423
Премия/дисконт к сумме частей (текущая/справедливая)					-14,4%	-20,0%
Рыночная капитализация (текущая/теоретическая), \$ млн					10 471	6 739
Теоретическая цена обыкновенной акции (12М), \$						0,0413
Текущая цена обыкновенной акции, \$						0,0641
Потенциал роста						-36%
Справедливый дисконт привилегированных акций						39%
Теоретическая цена привилегированных акций (12М), \$						0,0233
Текущая цена привилегированных акций, \$						0,0409
Потенциал роста						-43%

* На основе ожидаемого количества акций в обращении после дополнительных выпусков Холдинга МРСК и отдельных МРСК, запланированных на 2012-2013 гг., включая эмиссию Холдинга МРСК для приобретения ФСК ЕЭС

** Рыночная стоимость рассчитана на основе мультипликатора EV/RAB торгуемых МРСК

Источник: оценка Атона

Не видно катализаторов, за исключением приватизации

На наш взгляд, приватизация остается единственным сильным катализатором для акций МРСК. Для Холдинга МРСК эффект приватизации будет сравнительно ограниченным, так как есть риски того, что акционеры не получат средства от продажи акций, которые могут быть вместо этого инвестированы в спорные проекты (например, для финансирования фонда ЖКХ).

Мы также считаем, что в сектор будет затруднительно привлечь действительно частных инвесторов, особенно если правительство намерено получить значительную премию к рыночным оценкам. Вера инвесторов в последовательную среду регулирования по большей части сошла на нет, и репутация правительства в этом отношении испорчена.

Ключевой фактор, который мог бы привести к резкому изменению инвестиционной истории сетевых компаний, – изменение общей государственной политики по отношению к электроэнергетической отрасли с госконтроля на применение рыночных механизмов. Мы полагаем, что это вряд ли произойдет в кратко- и среднесрочной перспективе.

Оценка генерирующих компаний: негативные факторы усиливаются

Хотя наш общий подход к оценке генерирующих компаний не изменился, негативные факторы, которые мы отметили в нашем отчете по компаниям генерирующего сектора *Генерация электроэнергии: под давлением* (6 февраля 2011 г.) – избыток мощностей и угроза строительства потребителями собственных электростанций, проявились и прогрессируют.

Рост спроса на электроэнергию замедляется; прогноз понижен

Макроэкономический прогноз Атона значительно изменился с момента нашей последней оценки генерирующих компаний. Сейчас он предполагает долгосрочный рост ВВП на 0,5 п.п. ниже и намного более слабый рубль, который значительно повлиял на оценки денежных потоков и теоретических цен в долларовом выражении.

Таблица 13. Изменение макроэкономических прогнозов с последнего пересмотра оценки генерирующих компаний

	2012П	2013П	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П
Рост ВВП нов., %	3,6%	3,0%	3,5%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Рост ВВП преж., %	5,5%	5,0%	5,0%	5,0%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Изменение, п.п.	-1,9	-2,0	-1,5	-1,0	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
Руб./\$ нов., (среднегодовой курс)	32,5	34,8	35,2	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
Руб./\$ преж., (среднегодовой курс)	28,5	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
Изменение	14%	24%	26%	25%	25%	25%	25%	25%	25%

Источник: оценка Атона

Потребление электроэнергии значительно сократилось со времен экономического кризиса 2008-2009 гг., и сейчас его темпы роста в годовом сопоставлении намного меньше, чем предкризисные (спрос на электроэнергию рос со среднегодовым темпом роста в 2,3% за 1999-2008 гг.).

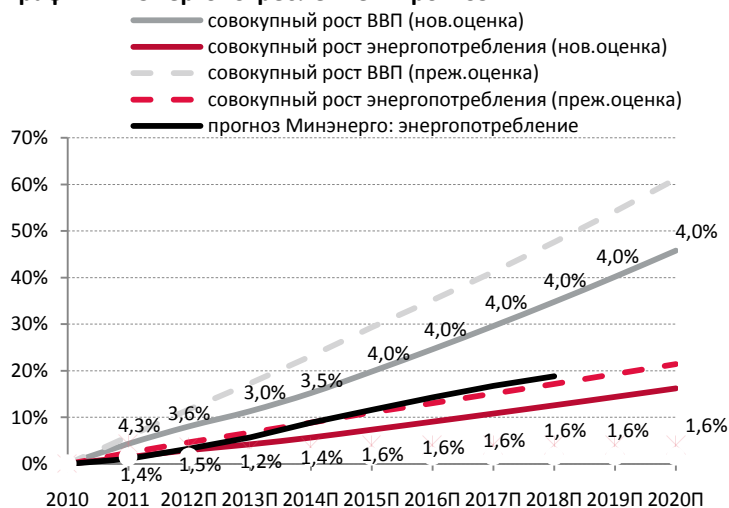
Наш новый прогноз спроса на электроэнергию, основанный на более низком прогнозе ВВП, предполагает, что в 2012-2018 гг. среднегодовой темп роста составит 1,5% (ранее – 1,9%), что на 0,8 п.п. ниже последнего прогноза Минэнерго в 2,3%.

График 13. Темпы роста энергопотребления, г/г



*показатель 2012 г. скорректирован на дополнительный день в феврале

График 14. Энергопотребление и прогноз ВВП



Источники: Системный оператор, Росстат, оценка Атона

Прогноз значительного роста предложения электроэнергии сохраняется

Мы повысили наш совокупный прогноз ввода новых мощностей за 2007-2020 г. на 10% до 46,5 ГВт (с 42,3 ГВт), основываясь на последних данных компаний и Минэнерго. По сравнению с нашими предыдущими оценками объемы вводов новой мощности были сдвинуты во времени на несколько лет вперед.

График 15. Ввод мощностей в европейской части России и на Урале, МВт

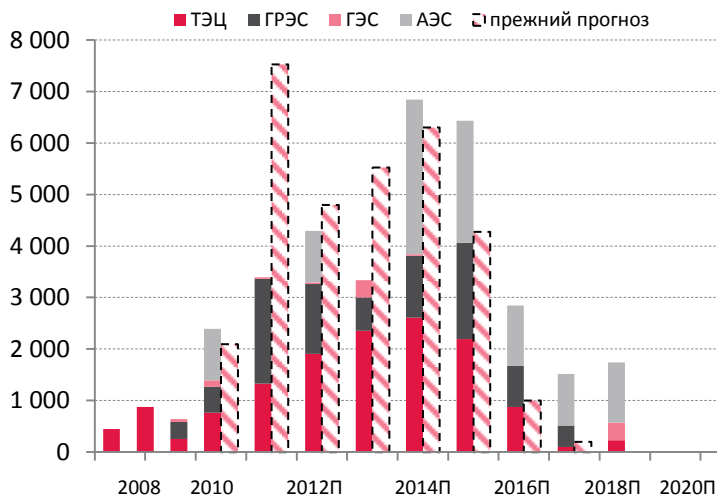
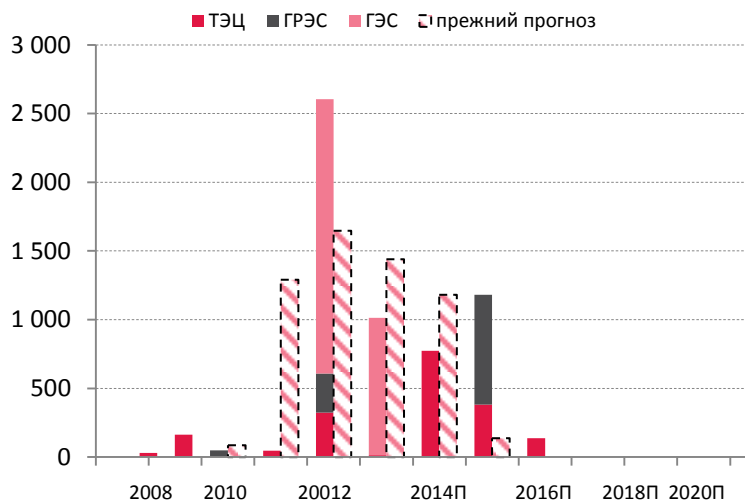


График 16. Ввод мощностей в Сибири, МВт



Источники: данные компаний, оценка Атона

Мы учли чистый вывод существующих мощностей в размере около 9,3 ГВт за период 2012-2020 гг., опираясь на прогнозы компаний и данные Минэнерго. Этот объем составляет лишь 4,2% совокупной электрической мощности России, которая составляла 223 ГВт по состоянию на конец 2011 г.

Таким образом, по нашему прогнозу, в 2011-2018 гг. чистая установленная мощность России будет увеличиваться со среднегодовым темпом роста 1,7%, что на 0,2 п.п. выше среднего темпа роста потребления электроэнергии в 1,5% за тот же период, согласно нашим оценкам.

График 17. Установленная мощность в европейской части России и на Урале, ГВт

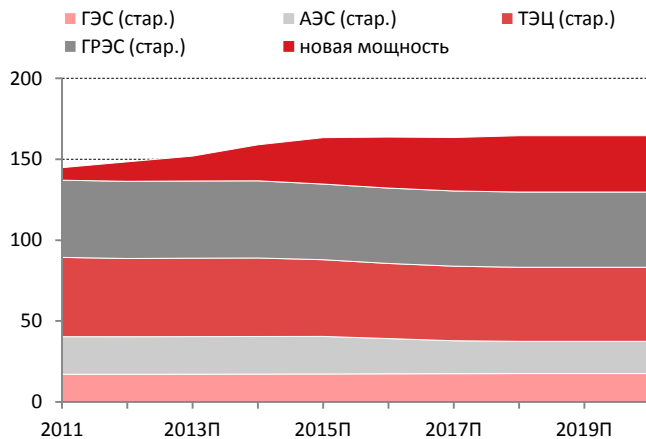
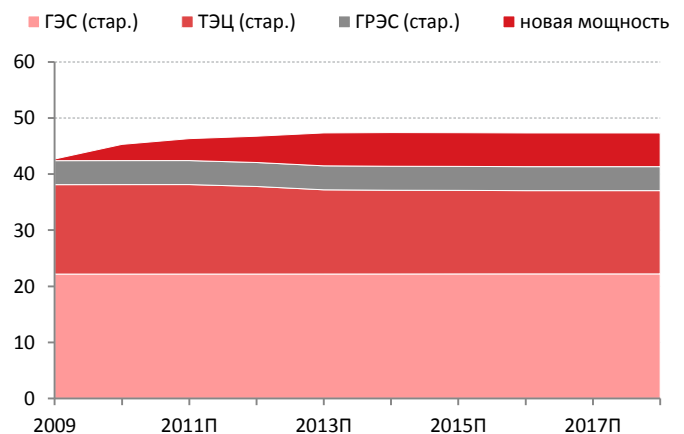


График 18. Установленная мощность в Сибири, ГВт



Источники: данные компаний, оценка Атона

Ожидается усиление неблагоприятных сдвигов соотношения спроса и предложения

Мы считаем, что новые мощности заберут нагрузку у старых электростанций, тем самым сократив объемы производства на старых станциях. Наша модель показывает, что доля новых мощностей в совокупном производстве электроэнергии вырастет с 4% в 2011 г. до 27% в 2018 г. Такой эффект в основном обусловлен избытком мощностей в системе, а также большей эффективностью новых мощностей и преимущественной загрузкой их Системным оператором. Исключением являются ГЭС, которые не подвержены неблагоприятным сдвигам соотношения спроса и предложения благодаря преимуществу низкой себестоимости электроэнергии.

График 19. Выработка э/э по типу мощности в европейской части России и на Урале, ТВт*ч

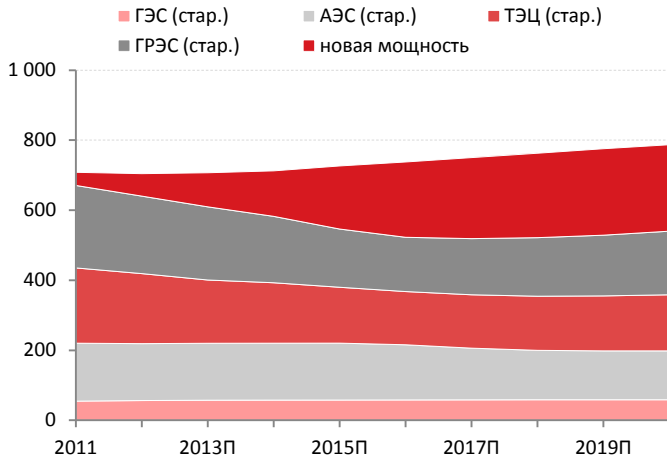
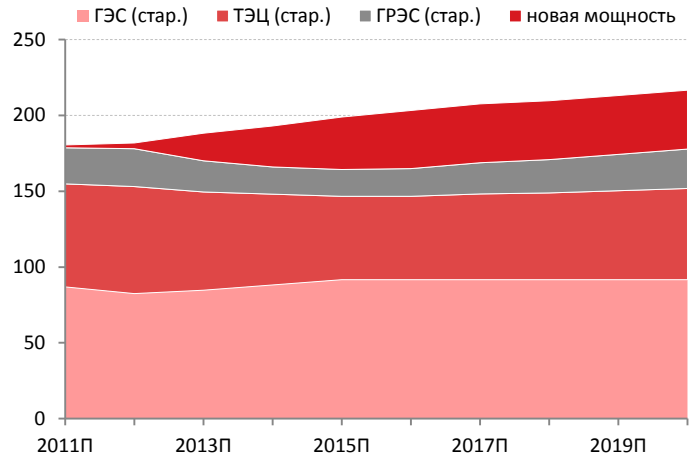


График 20. Выработка э/э по типу мощности в Сибири, ТВт*ч



Источники: данные компаний, оценка Атона

График 21. Средняя загрузка по типу мощности в европейской части России и на Урале, %

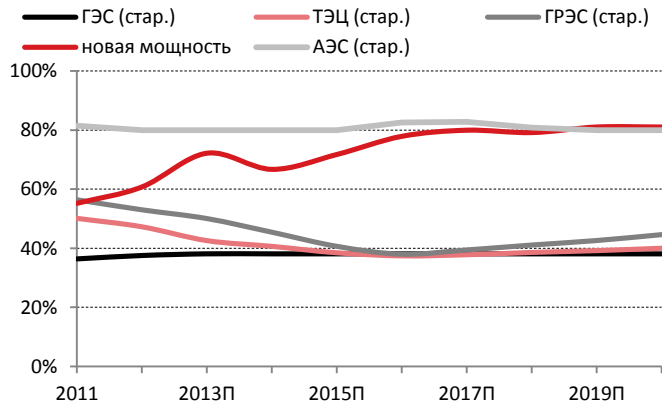
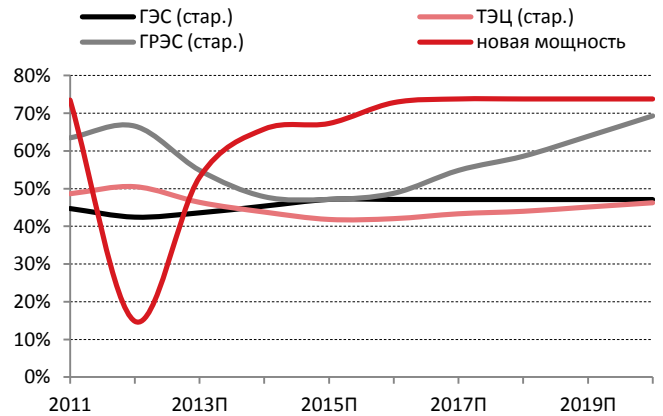


График 22. Средняя загрузка по типу мощности в Сибири, %

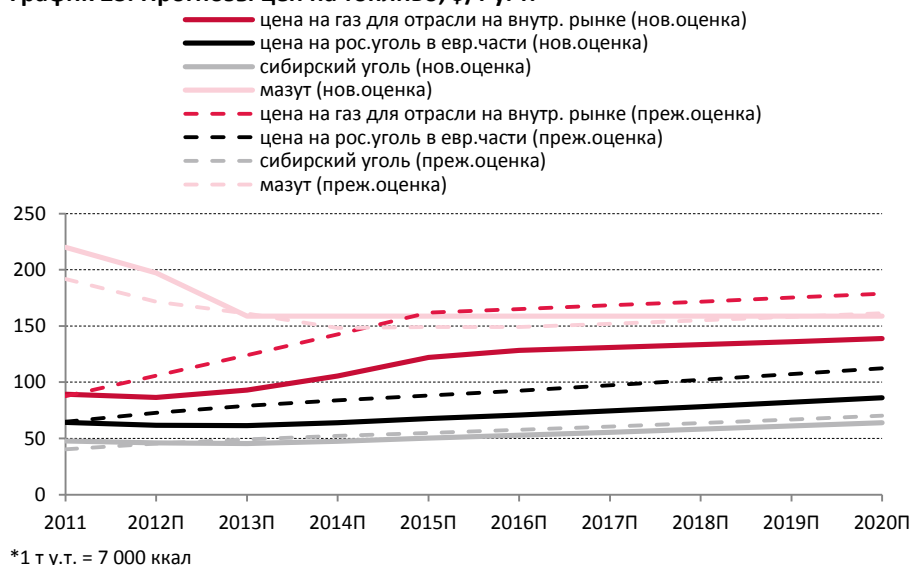


Источники: данные компаний, оценка Атона

Прогноз цен на топливо: ожидается более низкий рост цен на газ

Мы скорректировали наш прогноз цен на газ с учетом замедления роста тарифов в 2012 г. и более высокого прогноза цен на нефть. Мы все еще предполагаем, что начиная с 2013 г. внутренние цены на газ будут расти на 15% в год в рублевом выражении до тех пор, пока не достигнут паритета с экспортными поставками. Мы ожидаем, что это произойдет в 2016-2017 гг. в соответствии с прогнозом нашей аналитической команды по нефти и газу, а с 2018 г. ежегодный рост составит 2%. На топливные цены в долларовом эквиваленте также значительно повлиял более слабый прогноз курса рубля по сравнению с нашей предыдущей оценкой.

График 23. Прогнозы цен на топливо, \$/т у. т. *



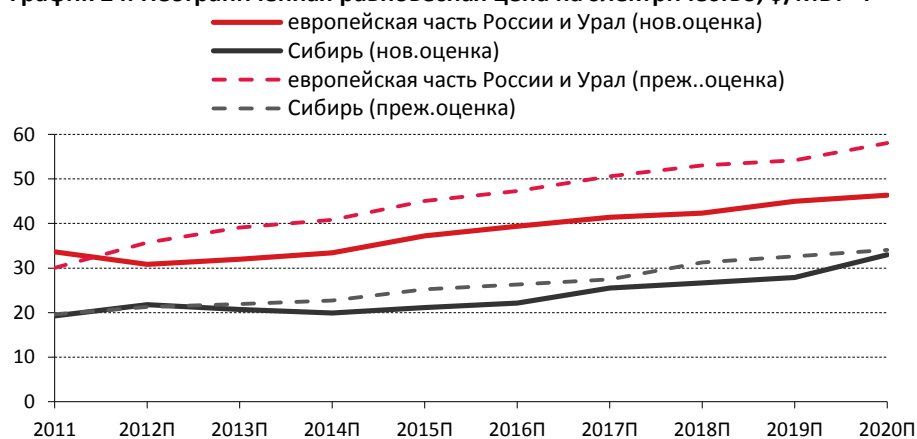
Источники: ФСТ, данные компаний, оценка Атона

Взгляд на рынок электроэнергии ухудшается

Мы применили более консервативный и, на наш взгляд, более реалистичный прогноз цен на электроэнергию и мощность с учетом последних решений регуляторов и нашего более консервативного взгляда на соотношение спроса и предложения на электроэнергию.

Для европейской части России и Урала наша оценка неограниченной рыночной цены в рублевом выражении остается без изменений в долгосрочной перспективе (более низкие долларové значения обусловлены в первую очередь слабым рублем). Однако наш обновленный прогноз неограниченной рыночной цены в рублевом эквиваленте для Сибири сейчас выше ввиду резкого роста в 2012 г., вызванного действиями регулятора по отношению к UC Rusal, которая, как сообщалось, ранее манипулировала рыночной ценой за счет искусственного поддержания ее на низком уровне. В долларом выражении более высокий прогноз цен в Сибири был нивелирован слабым рублем.

График 24. Неограниченная равновесная цена на электричество, \$/МВт*ч



Источники: оценка Атона

В дополнение к прогнозу цен выше мы по-прежнему применяем ограничение, учитывающее угрозу строительства крупными потребителями собственных электростанций. В данном отчете мы представляем обновленные результаты; подробности методологии наших расчетов смотрите в отчете **Генерация электроэнергии: под давлением**, опубликованном 15 февраля 2011 г.

График 25. Стоимость электричества в европейской части России и на Урале, \$/МВт*ч

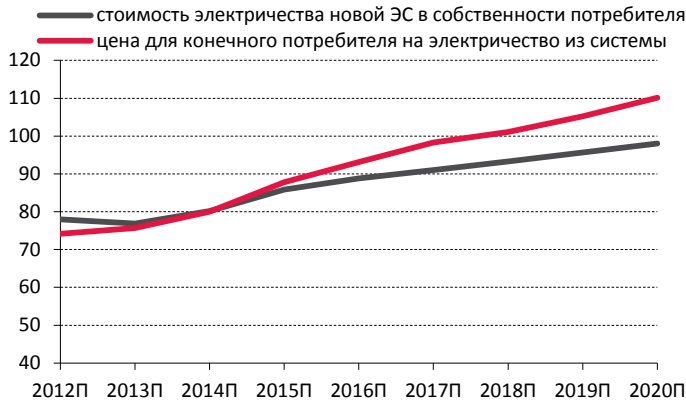
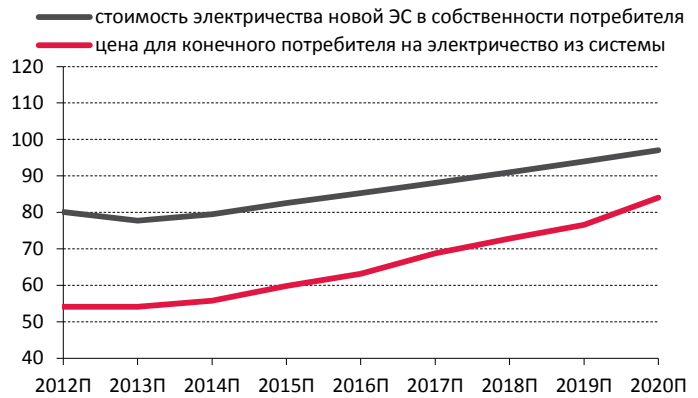


График 26. Стоимость электричества в Сибири, \$/МВт*ч



Источники: оценка Атона

Наш обновленный прогноз показывает, что в европейской части России и на Урале расчетная себестоимость электроэнергии с электростанций, принадлежащих потребителям, сравняется с конечной ценой электроэнергии из единой энергосистемы в 2014 г., а в 2015 г. окажется ниже нее. Это на год позже, чем оценка в нашем предыдущем прогнозе. Отсрочка объясняется принятыми мерами по ужесточению регулирования в 2011-2012 гг., которые привели к более низким темпам роста конечных цен на электроэнергию из централизованной системы, чем мы ожидали ранее. В Сибири сохраняется противоположное положение дел: по нашим оценкам, потребителям будет все еще дороже строить свои собственные электростанции, чем платить за электричество из единой энергосистемы по меньшей мере до 2020 г.

Далее мы рассчитали такую равновесную оптовую цену электроэнергии, при которой конечная цена электроэнергии из единой системы будет равна себестоимости электроэнергии с новой типовой собственной электростанции потребителя, и предположили, что цена на электроэнергию на оптовом рынке не превысит этот расчетный уровень.

График 27. Финальный прогноз оптовой цены на электричество в европейской части России и на Урале, \$/МВт*ч

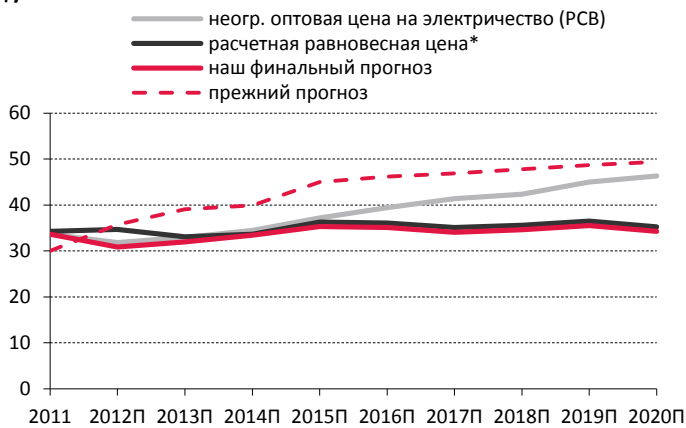
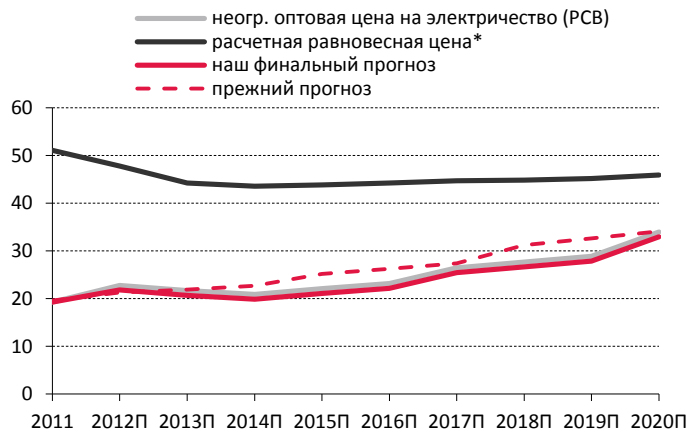


График 28. Финальный прогноз оптовой цены на электричество в Сибири, \$/МВт*ч



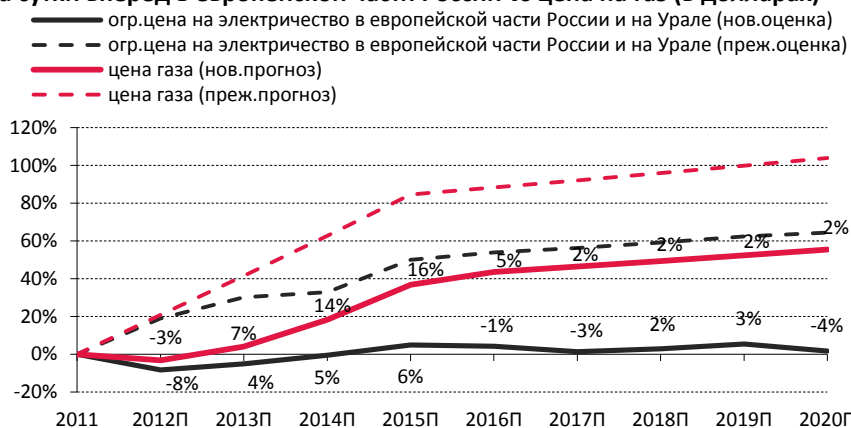
*расчетная оптовая цена (PCB) на электроэнергию, при которой потребителю безразлично, платить ли за электроэнергию из системы или строить собственную электростанцию

Источники: оценка Атона

Как видно на графиках выше, мы ожидаем, что цена электроэнергии в европейской части России и на Урале практически прекратит расти с 2015 г. вследствие конкуренции со стороны электростанций, принадлежащих потребителям. Это приведет к дальнейшему расширению разрыва между темпами роста цен на газ и цен на электроэнергию, которое будет резко снижать рентабельность генераторов на рынке электроэнергии.

Для европейской части России наша модель показывает, что цена на электроэнергию будет отставать от цен на топливо (газ), что является негативным фактором для рентабельности генерирующих компаний на нерегулируемом рынке. Это следствие переизбытка мощностей, которое, как мы ожидаем, увеличится со временем, а также конкуренции со стороны генерирующих мощностей, принадлежащих потребителям.

График 29. Прогноз: финальная (огранич.) цена на электричество на рынке на сутки вперед в европейской части России vs цена на газ (в долларах)



Источники: оценка Атона

Мы также учли в обновленной оценке принятые в 2011-2012 гг. меры по ужесточению регулирования генерирующей отрасли, описанные выше, и внесли следующие изменения в методологию оценки, связанную с рынком электроэнергетики:

- **Отсутствие либерализации объемов, поставляемых населению**, так как нет свидетельств со стороны лиц, принимающих соответствующие решения, о том, что это возможно (ранее мы учитывали постепенную либерализацию к 2015 г.).
- **Убыточные поставки населению в обозримом будущем**, так как регулируемые тарифы на электроэнергию для населения не изменились, несмотря на рост тарифов на газ на 15% с 1 июля 2012 г. Мы ожидаем, что этот тренд продолжится.
- **Контракты с UC Rusal учитываются в обозримом будущем**. Теперь мы используем в качестве допущения, что долгосрочные контракты Иркутскэнерго и Красноярской ГЭС с UC Rusal будут действовать бесконечно (ранее мы предполагали их отмену с 2019 г.). Мы также учли новые долгосрочные контракты ТГК-1 с UC Rusal.

Прогноз прибыльности на рынке электроэнергетики представляется нам сейчас еще более слабым

Изменения нашего прогноза соотношения спроса и предложения, цен на топливо и электроэнергию, ужесточение регулирования и прочие допущения оценки, рассмотренные выше, привели к значительному снижению наших ожиданий прибыли тепловых генераторов на рынке электроэнергетики. Гидроэлектростанции все еще остаются в наиболее выигрышном положении на рынке электроэнергетики (благодаря отсутствию топливных расходов). Хотя мы ожидаем продолжения роста прибыли гидрогенерации, его темпы будут значительно ниже по сравнению с нашей предыдущей оценкой.

Таблица 14. EBITDA от операций на рынке электроэнергии* на единицу установленной мощности, \$/кВт

Тикер	Компания	Тип мощности	2010	2011	2012П	2013П	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П
OGKB	ОГК-2	Итого	14	15	11	9	6	7	8	6	6	6	5
		«Старая» мощность нов.	14	15	9	7	5	2	1	0	0	1	1
		«Старая» мощность преж	25	23	27	26	19	22	22	23	24	25	26
EONR	Э.ОН Россия	Новая мощность	18	36	48	57	48	48	65	44	43	43	31
		Итого	38	52	53	49	43	38	36	37	39	42	43
		«Старая» мощность нов.	40	49	41	36	29	24	21	22	24	28	28
OGKE	ОГК-5	«Старая» мощность преж	39	45	51	51	42	46	47	51	59	64	68
		Новая мощность	7	71	116	116	111	86	89	89	90	94	96
		Итого	26	31	28	29	26	25	21	18	18	19	15
TGKA	ТГК-1	«Старая» мощность нов.	26	33	26	25	23	23	20	18	18	19	15
		«Старая» мощность преж	31	28	33	33	30	37	36	37	39	42	43
		Новая мощность	0	13	58	70	59	45	33	22	21	23	15
MSNG	Мосэнерго	Итого	35	50	46	46	45	44	43	42	42	44	42
		«Старая» мощность нов.	37	49	44	45	47	49	49	49	49	51	49
		«Старая» мощность преж	38	49	62	73	81	95	97	98	100	102	104
TGKD	Квадра	Новая мощность	17	55	54	48	40	26	20	19	19	20	18
		Итого	18	28	16	17	9	6	4	2	2	2	1
		«Старая» мощность нов.	12	22	12	11	4	1	1	1	1	1	1
HYDR	РусГидро	«Старая» мощность преж	17	17	13	9	3	2	3	3	2	2	1
		Новая мощность	65	59	44	52	29	21	15	4	4	5	2
		Итого	-3	0	2	3	1	-2	-2	-2	-2	-2	-2
IRGZ	Иркутскэнерго	«Старая» мощность нов.	-5	-3	-2	-2	-2	-3	-3	-3	-3	-3	-3
		«Старая» мощность преж	4	3	3	2	0	0	0	0	0	0	0
		Новая мощность	25	25	37	30	14	1	1	1	0	1	0
KRSB	Красноярская ГЭС	Итого	28	43	38	41	45	49	50	51	53	56	60
		«Старая» мощность нов.	28	42	40	42	45	49	49	50	51	54	57
		«Старая» мощность преж	36	47	60	74	84	100	103	106	111	114	117
KRSB	Красноярская ГЭС	Новая мощность	37	114	3	31	50	48	56	58	63	71	82
		Итого	29	53	40	43	45	49	51	57	59	61	70
		«Старая» мощность нов.	29	53	40	43	45	49	51	57	59	61	70
KRSB	Красноярская ГЭС	«Старая» мощность преж	34	50	59	66	76	84	87	90	101	129	134
		Новая мощность	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Итого	20	25	17	18	21	24	24	24	24	24	24
KRSB	Красноярская ГЭС	«Старая» мощность нов.	20	25	17	18	21	24	24	24	24	24	24
		«Старая» мощность преж	39	37	40	42	45	50	50	51	55	57	103
		Новая мощность	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

*выручка от продажи электроэнергии минус расходы на топливо и покупку электроэнергии для перепродажи

Источники: данные компаний, оценка Атона

Рынок мощности: цель ужесточения регулирования

Мы учли изменения регулируемых тарифов на мощность для населения гидроэлектростанций, вынужденных и «дорогих» генераторов в соответствии с официальными решениями регуляторов. Мы также изменили наше допущение по гидроэлектростанциям Сибири: мы теперь ожидаем, что они будут продавать весь объем мощности по регулируемым тарифам бесконечно (ранее мы предполагали, что они начнут продавать мощность по ценам КОМ с 2013 г.).

Цены конкурентного отбора мощности (КОМ): без сюрпризов; механизм ценовых ограничений работает безупречно. Как мы и предполагали в нашем прогнозе, озвученном более двух лет назад в отчете *Российская электроэнергетика. Генерация непривлекательна: мы выбираем распределительные сети* от 2 июня 2010 г., так называемые нерегулируемые цены КОМ на 2012 и 2013 гг. в целом находятся в пределах максимальных цен, установленных регулятором. Мы ожидаем, что они будут далее расти вместе с инфляцией, в соответствии с нашим предыдущим прогнозом.

Значительных сокращений постоянных издержек пока не предвидится. Мы теперь проявляем большую осторожность в отношении операционной эффективности компаний. Теперь мы предположили, что постоянные расходы компаний будут расти

вместе с ИПЦ (ранее вполнину значения ИПЦ). Это означает, что уровень рентабельности старой мощности будет практически неизменным (по сравнению с ростом, заложенным в нашу предыдущую оценку).

Оценка новой мощности

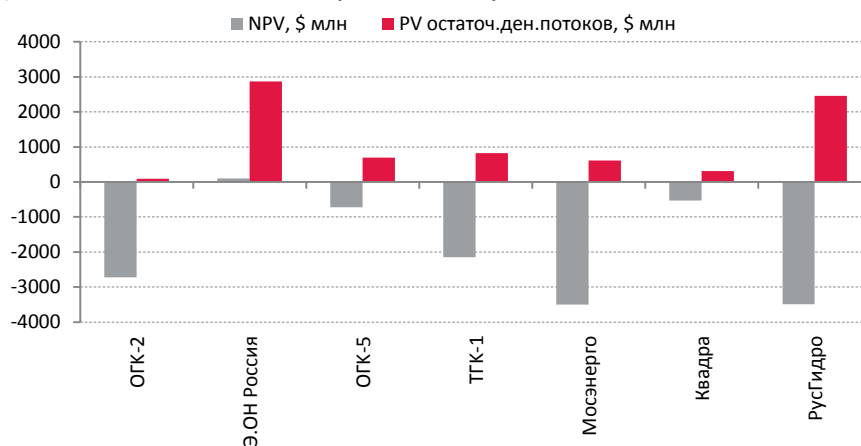
Мы продолжаем рассчитывать денежные потоки индивидуально для каждого из 67 инвестиционных проектов компаний, которые мы покрываем, в соответствии с официальной методологией о договорах на предоставление мощности (ДПМ). В соответствии с этой методологией с 2012 г. мы понизили регулируемую норму доходности (WACC) для проектов ДПМ на 50 б.п. до 11,9% в связи с уменьшением нашего прогноза долгосрочной доходности государственных облигаций (6,5% vs 7,0% раньше).

На наш взгляд, большая часть инвестиционных проектов уменьшает акционерную стоимость (имеет отрицательную NPV) по следующим причинам:

- низкая регулируемая норма доходности (11,9%) по сравнению со стоимостью капитала (мы оцениваем WACC генерирующих компаний в 13-17,1%);
- более долгий фактический срок строительства (от 3 до 5 лет), чем заложенный регулятором в тарифы (1,2-2,5 года);
- для некоторых проектов фактические затраты на строительство выше, чем нормативные затраты;
- более низкая ожидаемая прибыль от рынка электроэнергии по сравнению с оценкой регулятора;
- фактические платежи за мощность ниже платежей, рассчитанных по методологии.

Для целей оценки важны лишь будущие денежные потоки, а не полная NPV проекта на дату его начала (так как при методе ДДП мы учитываем только будущие, а не прошлые денежные потоки). Будущие денежные потоки положительны для большинства генерирующих компаний, которые мы покрываем. Чем больше компания инвестировала до текущего момента, тем выше текущая стоимость оставшихся денежных потоков от инвестиционных проектов.

График 30. Инвестиционные проекты новой мощности: NPV и остаточные денежные потоки компаний (2012 и после), \$ млн



Источники: данные компаний, оценка Атона

Прибыль на рынке мощности: новая мощность является основным фактором роста

Учитывая прогноз прибылей компаний на рынке мощности от старых и новых электростанций вместе, мы ожидаем, что они в целом будут расти, и в первую очередь за счет новой мощности. В целом прибыль на рынке мощности от старой мощности останется примерно на текущем уровне, в то время как ранее мы ожидали рост такой прибыли. Данное изменение обусловлено нашим более консервативным взглядом на эффективность компаний в отношении операционных издержек.

Таблица 15. EBITDA от операций на рынке мощности*, \$/кВт

Тикер	Компания	Тип мощности	2010	2011	2012П	2013П	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П
OGKB	ОГК-2	«Старая» - нов. прогноз	6	-1	4	10	10	11	12	12	13	14	14
		«Старая» - преж. прогноз	-2	12	12	15	17	20	22	24	26	29	31
		Новая	113	19	28	39	41	99	161	144	152	152	153
		Итого	7	-1	5	11	12	21	28	29	31	32	32
EONR	Э.ОН Россия	«Старая» - нов. прогноз	13	16	14	15	16	17	18	18	19	20	21
		«Старая» - преж. прогноз	7	16	17	19	22	25	27	29	32	34	37
		Новая	10	66	120	115	117	148	200	203	205	207	210
		Итого	13	24	32	32	33	46	59	60	61	62	64
OGKE	ОГК-5	«Старая» - нов. прогноз	14	12	10	10	11	11	12	13	13	14	15
		«Старая» - преж. прогноз	12	15	14	17	19	22	24	26	28	30	33
		Новая	0	19	112	108	110	113	116	119	122	125	128
		Итого	14	12	19	19	19	20	21	22	23	24	25
TGKA	ТГК-1	«Старая» - нов. прогноз	1	-3	-8	-7	-7	-7	-8	-9	-9	-9	-10
		«Старая» - преж. прогноз	-3	18	16	15	11	12	13	15	17	19	21
		Новая	16	64	104	92	94	98	100	106	110	112	115
		Итого	2	5	9	14	15	15	15	17	18	18	18
MSG	Мосэнерго	«Старая» - нов. прогноз	26	22	17	18	19	20	21	22	23	24	25
		«Старая» - преж. прогноз	17	19	21	21	20	21	23	26	28	30	33
		Новая	146	117	119	114	88	100	119	121	122	124	126
		Итого	39	35	32	32	32	39	44	46	47	49	50
TGKD	Квадра	«Старая» - нов. прогноз	26	32	25	23	21	19	15	15	15	16	17
		«Старая» - преж. прогноз	25	24	27	23	18	15	17	19	21	23	25
		Новая	120	128	221	185	156	142	183	185	188	191	194
		Итого	31	40	43	46	47	51	62	62	64	65	67
HYDR	РусГидро	«Старая» - нов. прогноз	20	1	-10	-10	-10	-10	-11	-11	-12	-12	-13
		«Старая» - преж. прогноз	31	27	6	13	16	18	20	22	24	26	29
		Новая	46	371	25	53	75	103	128	113	110	130	126
		Итого	20	2	-8	-3	-1	3	5	4	4	6	5
IRGZ	Иркутскэнерго	«Старая» - нов. прогноз	14	-1	-6	-6	-6	-6	-6	-7	-7	-7	-8
		«Старая» - преж. прогноз	3	2	1	16	18	22	23	25	27	49	53
		Новая	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Итого	14	-1	-6	-6	-6	-6	-6	-7	-7	-7	-8
KRSG	Красноярская	«Старая» - нов. прогноз	10	-3	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-3	-3
		«Старая» - преж. прогноз	-5	-8	-8	-8	-8	-7	-8	-8	-8	-9	21
		Новая	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Итого	10	-3	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-3	-3

* выручка от продажи мощности за вычетом постоянных производственных издержек, связанных с генерацией электроэнергии

Источники: данные компаний, оценка Атона

Потенциальные изменения цен ДПМ – основной риск для прибыльности на рынке мощности

Как отмечалось ранее, регуляторы становятся все более обеспокоенными влиянием высоких платежей за мощность по ДПМ на цены на электроэнергию для конечного потребителя, и Минэнерго уже пыталось скорректировать методологию, чтобы понизить цены ДПМ. Таким образом, мы видим существенный риск сокращения платежей по ДПМ, что угрожает прибыли генерирующих компаний на рынке мощности.

Бизнес по генерации тепловой энергии: слабый прогноз; прорыва не ожидается

Мы не видим значительных изменений в регулировании теплового бизнеса с момента нашего последнего пересмотра оценки. RAB-регулирование передачи теплоэнергии остается долгосрочной перспективой, и, учитывая множество проблем с введением RAB-регулирования в сегменте электросетей, мы считаем, что инвесторам не следует рассчитывать на прорыв в регулировании на данном этапе.

Более консервативный прогноз прибыльности теплоэнергетического бизнеса

Мы предположили, что у компаний, у которых бизнес по генерации тепловой электроэнергии прибыльный, рентабельность EBITDA от этого бизнеса не изменится, а у компаний, где этот бизнес убыточен, рентабельность EBITDA плавно достигнет нуля (в нашей предыдущей оценке мы предполагали, что производство тепла серьезно улучшит свою прибыльность, и прогнозировали, что рентабельность EBITDA к 2015 г. достигнет среднего уровня 10%). Это изменение оказало большое негативное влияние на оценку теплового бизнеса когенерирующих компаний, таких как Мосэнерго, Квадра и ТГК-1 (таблица 19).

Таблица 16. Рентабельность EBITDA от теплового бизнеса (старая мощность)

Компания	Прогноз Атона	2010	2011	2012П	2013П	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П
ОГК-2	Новый	19,9%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
	Прежний	5,3%	0,1%	2,6%	5,1%	7,5%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
	Изменение, п.п.	14,6%	4,9%	2,4%	-0,1%	-2,5%	-5,0%	-5,0%	-5,0%	-5,0%	-5,0%	-5,0%
Э.ОН Россия	Новый	32,2%	31,4%	31,4%	31,4%	31,4%	31,4%	31,4%	31,4%	31,4%	31,4%	31,4%
	Прежний	27,4%	25,3%	21,4%	17,6%	13,8%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
	Изменение, п.п.	4,8%	6,1%	10,0%	13,8%	17,6%	21,4%	21,4%	21,4%	21,4%	21,4%	21,4%
ОГК-5	Новый	3,1%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
	Прежний	-	-25,3%	-16,4%	-7,6%	1,2%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
	Изменение, п.п.	27,8%	28,8%	19,9%	11,1%	2,3%	-6,5%	-6,5%	-6,5%	-6,5%	-6,5%	-6,5%
ТГК-1	Новый	6,5%	4,7%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
	Прежний	5,2%	12,8%	12,1%	11,4%	10,7%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
	Изменение, п.п.	1,3%	-8,1%	-9,1%	-8,4%	-7,7%	-7,0%	-7,0%	-7,0%	-7,0%	-7,0%	-7,0%
Мосэнерго	Новый	-4,4%	0,0%	-2,0%	-1,5%	-1,0%	-0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Прежний	-6,4%	2,5%	4,3%	6,2%	8,1%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
	Изменение, п.п.	2,0%	-2,5%	-6,3%	-7,7%	-9,1%	-10,5%	-10,0%	-10,0%	-10,0%	-10,0%	-10,0%
Квадра	Новый	7,9%	3,6%	-6,4%	-4,8%	-3,2%	-1,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Прежний	5,8%	9,8%	9,9%	9,9%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
	Изменение, п.п.	2,1%	-6,2%	-16,3%	-14,7%	-13,2%	-11,6%	-10,0%	-10,0%	-10,0%	-10,0%	-10,0%
РусГидро*	Новый	3,8%	12,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
	Прежний	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Изменение, п.п.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Иркутскэнерго	Новый	9,2%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%
	Прежний	-7,1%	-2,2%	0,9%	3,9%	7,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
	Изменение, п.п.	16,3%	7,9%	4,8%	1,8%	-1,3%	-4,3%	-4,3%	-4,3%	-4,3%	-4,3%	-4,3%
Среднее	Новый	9,8%	8,3%	5,4%	5,7%	6,0%	6,2%	6,5%	6,5%	6,5%	6,5%	6,5%
	Прежний	0,8%	3,3%	5,0%	6,6%	8,3%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
	Изменение, п.п.	9,0%	5,0%	0,5%	-1,0%	-2,4%	-3,8%	-3,5%	-3,5%	-3,5%	-3,5%	-3,5%

*сегмент тепловой генерации РАО ЭС Дальнего Востока

Источники: данные компаний, оценка Атона

Динамика совокупной прибыли генерирующих компаний различается

В таблице 17 представлен наш прогноз суммарной прибыли генерирующих компаний от рынков электроэнергии, мощности и тепла. Мы можем наблюдать различную динамику прибыльности генерирующих компаний в зависимости от эффективности активов, мер регулирования, наличия гидроэлектростанций и ввода новой мощности.

Мы ожидаем, что в течение 4-5 лет прибыль старых мощностей в целом будет снижаться из-за переизбытка мощности и конкуренции со стороны электростанций, принадлежащих потребителям. Однако прибыли новых мощностей компенсируют снижение прибыльности старых мощностей и станут основным фактором роста совокупной прибыли большинства генерирующих компаний. Гидрогенераторы (РусГидро, Иркутскэнерго и ТГК-1), а также эффективные тепловые генераторы (Э.ОН Россия) в целом характеризуются более стабильным прогнозом прибыльности.

Таблица 17. Прогноз совокупной EBITDA от основной деятельности генерирующих компаний, \$ млн

Компания		2010	2011	2012П	2013П	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П	
ОГК-2	Всего EBITDA	384	259	285	376	335	554	711	710	735	758	753	
	<i>На кВт</i>	22	15	16	20	18	28	37	36	37	38	38	
	“Старая” мощность: электроэнергия	349	248	231	305	268	229	219	218	228	248	270	
	<i>На кВт</i>	20	14	13	17	15	13	13	13	13	14	16	
	“Старая” мощность: тепловая энергия	21	5	5	5	6	6	7	7	7	7	7	
	Новая мощность	14	6	49	66	61	318	486	486	500	503	475	
	<i>На кВт</i>	131	55	76	96	89	148	226	189	194	195	184	
Э.ОН Россия	Всего EBITDA	476	794	888	845	789	967	1 099	1 124	1 161	1 213	1 239	
	<i>На кВт</i>	52	77	86	82	76	87	99	101	104	109	111	
	“Старая” мощность: электроэнергия	457	557	475	440	387	348	330	350	376	413	427	
	<i>На кВт</i>	53	64	55	51	45	40	38	40	44	48	49	
	“Старая” мощность: тепловая энергия	11	11	10	11	12	13	14	14	15	15	16	
	Новая мощность	7	227	402	395	390	605	755	760	770	784	796	
	<i>На кВт</i>	17	137	235	231	228	241	301	303	307	313	317	
ОГК-5	Всего EBITDA	355	424	468	475	455	434	412	393	402	418	386	
	<i>На кВт</i>	40	44	49	49	47	47	44	42	43	45	41	
	“Старая” мощность: электроэнергия	352	392	312	313	301	288	272	260	268	280	252	
	<i>На кВт</i>	40	45	36	36	34	34	32	31	31	33	30	
	“Старая” мощность: тепловая энергия	3	4	4	4	4	5	5	5	5	6	6	
	Новая мощность	0	28	153	158	151	142	134	127	129	133	128	
	<i>На кВт</i>	н/д	35	186	193	184	173	164	155	157	162	157	
ТГК-1	Всего EBITDA	286	429	415	483	491	490	483	493	504	516	504	
	<i>На кВт</i>	46	63	61	66	67	67	66	67	69	70	69	
	“Старая” мощность: электроэнергия	216	279	207	217	229	241	238	228	232	238	223	
	<i>На кВт</i>	38	46	36	38	40	42	41	40	41	42	39	
	“Старая” мощность: тепловая энергия	47	34	20	20	22	24	25	26	26	27	28	
	Новая мощность	23	116	188	246	241	225	219	240	246	251	253	
	<i>На кВт</i>	38	143	184	161	154	144	141	145	148	151	152	
Мосэнерго	Всего EBITDA	652	832	605	622	552	645	716	692	708	730	738	
	<i>На кВт</i>	54	67	49	50	42	47	52	51	53	54	55	
	“Старая” мощность: электроэнергия	403	466	307	304	239	213	225	230	244	256	269	
	<i>На кВт</i>	38	44	29	29	23	21	22	23	24	25	26	
	“Старая” мощность: тепловая энергия	-85	0	-43	-33	-24	-13	0	0	0	0	0	
	Новая мощность	334	367	340	351	337	445	491	461	464	474	469	
	<i>На кВт</i>	249	208	193	193	137	135	149	140	140	143	142	
Квадра	Всего EBITDA	143	170	127	166	181	208	247	248	252	259	262	
	<i>На кВт</i>	41	48	36	45	46	49	63	63	65	67	68	
	“Старая” мощность: электроэнергия	72	93	74	67	60	51	34	33	34	38	39	
	<i>На кВт</i>	22	29	23	21	19	16	12	12	12	14	14	
	“Старая” мощность: тепловая энергия	44	22	-35	-28	-21	-12	0	0	0	0	0	
	Новая мощность	26	54	88	127	142	169	213	215	218	221	224	
	<i>На кВт</i>	156	174	281	238	186	155	195	197	200	202	205	
РусГидро	Всего EBITDA	2 144	2 300	1 523	1 875	2 178	2 484	2 629	2 662	2 763	2 996	3 121	
	<i>На кВт</i>	62	65	41	48	55	62	65	65	67	72	75	
	“Старая” мощность: электроэнергия	1 644	1 520	1 051	1 146	1 241	1 379	1 381	1 395	1 420	1 493	1 575	
	<i>На кВт</i>	48	43	30	33	35	39	39	39	40	42	44	
	“Старая” мощность: тепловая энергия	32	129	30	29	31	33	34	36	37	39	41	
		Новая мощность	7	39	71	334	544	710	858	869	940	1 092	1 127
	<i>На кВт</i>	82	485	28	85	125	152	183	171	173	201	208	
	Сбытовая деятельность	188	303	96	91	87	87	81	87	91	96	103	
	Государственные субсидии	273	310	275	275	275	275	275	275	275	275	275	

Источники: данные компаний, оценка Атона

Таблица 17. Прогноз совокупной EBITDA от основной деятельности генерирующих компаний (продолжение), \$ млн

Компания		2010	2011	2012П	2013П	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П
Иркутскэнерго	Всего EBITDA	633	766	540	591	631	687	728	819	851	887	1,008
	На кВт	49	59	42	46	49	53	56	63	66	68	78
	“Старая” мощность: электроэнергия	549	670	439	484	512	552	576	647	669	695	801
	На кВт	43	52	34	37	40	43	45	50	52	54	62
	“Старая” мощность: тепловая энергия	40	26	25	24	25	27	28	30	31	33	34
	Новая мощность	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	На кВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Сбытовая деятельность	-27	-17	-7	-1	5	14	25	39	42	45	52
	Уголь	71	87	84	84	88	94	99	104	109	115	121
	Красноярская ГЭС	Всего EBITDA	177	131	89	95	114	131	131	130	129	129
На кВт		30	22	15	16	19	22	22	22	22	21	21
“Старая” мощность: электроэнергия		177	131	89	95	114	131	131	130	129	129	128
На кВт		30	22	15	16	19	22	22	22	22	21	21
“Старая” мощность: тепловая энергия		н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Новая мощность		н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
На кВт		н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Источники: данные компаний, оценка Атона

Повышаем WACC ввиду регулятивных рисков и проблем с корпоративным управлением

Мы повысили премию за базовый риск регулирования до 2% с 1%, так как сейчас мы видим возможность дальнейшего ужесточения тарифов (в частности пересмотра тарифов на мощность, включая цены ДПМ и дальнейшее сдерживание роста регулируемых тарифов для населения) в дополнение к тем мерам, которые уже учтены в нашей текущей оценке. Мы также повысили премию за риск корпоративного управления на 100 б.п. для Мосэнерго и ТГК-1, отразив риск того, что этим компаниям придется реализовывать инвестиционные проекты ОГК-2, имеющие отрицательный NPV. Мы также понизили аналогичную премию на 200 б.п. для Иркутскэнерго после того, как учли, что действие долгосрочных контрактов с UC Rusal будет продолжено бесконечно.

Таблица 18. Пересмотренные оценки WACC

Компонент WACC		ОГК-2	Э.ОН Россия	ОГК-5	ТГК-1	Мосэнерго	Квадра	РусГидро	Иркутск- энерго	Красноярск. ГЭС
Базовая COE в России	Новая	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%
	Прежняя	11,7%	11,7%	11,7%	11,7%	11,7%	11,7%	11,7%	11,7%	11,7%
	Изменение, п.п.	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Премия за регул.риск	Новая	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
	Прежняя	1,0%	1,0%	1,0%	1,3%	1,0%	1,0%	1,5%	1,4%	1,5%
	Изменение, п.п.	1,0	1,0	1,0	0,7	1,0	1,0	0,5	0,6	0,5
Корпоративное управление	Новая	2,0%	0,5%	0,5%	3,0%	3,0%	1,0%	2,0%	3,0%	3,0%
	Прежняя	2,5%	0,5%	0,5%	2,0%	2,0%	1,0%	2,0%	5,0%	3,0%
	Изменение, п.п.	-0,5	-	-	1,0	1,0	-	-	-2,0	-
Ликвидность	Новая	1,0%	1,0%	3,0%	1,0%	1,0%	4,0%	0,0%	3,0%	4,0%
	Прежняя	1,0%	1,0%	3,0%	2,0%	1,0%	2,5%	1,0%	3,5%	2,0%
	Изменение, п.п.	-	-	-	-1,0	-	1,5	-1,0	-0,5	2,0
Стоимость акц. капитала	Новая	17,5%	16,0%	18,0%	18,5%	18,5%	19,5%	16,5%	20,5%	21,5%
	Прежняя	16,2%	14,2%	16,2%	17,0%	15,7%	16,2%	16,2%	21,6%	18,2%
	Изменение, п.п.	1,3	1,8	1,8	1,5	2,8	3,3	0,3	-1,1	3,3
Стоимость долга	Новая	8,0%	7,5%	7,5%	8,0%	8,0%	9,0%	8,0%	8,5%	8,5%
	Прежняя	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	8,0%	6,5%	8,0%	8,0%
	Изменение, п.п.	1,0	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,5	0,5	0,5
Теор. долг/активы	Новая	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
	Прежняя	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
	Изменение, п.п.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WACC	Новая	14,2%	13,0%	14,4%	14,9%	14,9%	15,8%	13,5%	16,4%	17,1%
	Прежняя	13,0%	11,6%	13,0%	13,6%	12,7%	13,3%	12,9%	17,0%	14,7%
	Изменение, п.п.	1,2	1,4	1,4	1,3	2,2	2,5	0,6	-0,6	2,4

Источник: оценка Атона

Оценка сегмента генерации пересмотрена: потенциалов роста почти нет

Наши модели ДДП по генерирующим компаниям, отдельно рассчитывающие оценку старой мощности, теплового бизнеса и каждого нового инвестиционного проекта, показывают значительное снижение теоретических цен. При текущих рыночных ценах наша единственная рекомендация **ПОКУПКА** сохраняется для компании Э.ОН Россия ввиду ее эффективной базы активов, высоких стандартов корпоративного управления и продвинутой стадии реализации инвестиционной программы. Мы присваиваем акциям оставшихся компаний рекомендации **ДЕРЖАТЬ** и **ПРОДАЖА**, так как не видим значительного потенциала роста с текущих ценовых уровней с учетом рисков.

Мы прекращаем аналитическое покрытие ТГК-2, ТГК-5, ТГК-6, ТГК-7, ТГК-9, ТГК-11, Кузбассэнерго, ТГК-13 и ТГК-14 вследствие недостаточной прозрачности (большинство этих компаний не публикуют консолидированную отчетность по МСФО) и/или низкой ликвидности их акций.

Таблица 19. Оценки стоимости генерирующих компаний

Компания	Тикер		Справедливая EV, \$ млн								
			"Старая" мощность						PV будущих денежных потоков от новых проектов (2012+, \$ млн)	Совокупная стоимость компании, \$ млн	\$/кВт
			Стоимость электроэн. бизнеса, \$ млн	\$/кВт	Стоимость теплоэн. бизнеса, \$ млн	\$ тыс./Гкал	Всего, \$ млн	\$/кВт			
ОГК-2	OGKB	Нов.	439	25	26	4	465	26	96	561	31
		Преж.	1 746	201	16	7	1 761	203	184	1 945	224
Э.ОН Россия	EONR	Нов.	1 836	213	89	49	1 925	223	2 874	4 799	466
		Преж.	4 310	499	43	21	4 351	504	2 211	6 563	723
ОГК-5	OGKE	Нов.	890	101	31	5	921	105	694	1 615	169
		Преж.	2 535	290	45	7	2 579	295	537	3 117	356
ТГК-1	TGKA	Нов.	948	157	20	1	968	161	819	1 787	261
		Преж.	3 372	545	600	24	3 971	642	1 023	4 994	764
Мосэнерго	MSNG	Нов.	987	93	-256	-4	731	69	611	1 342	109
		Преж.	1 302	123	1 654	28	2 955	279	2 028	4 982	418
Квадра	TGKD	Нов.	183	57	-140	-6	42	13	309	351	99
		Преж.	362	108	494	21	856	254	309	1 165	317
РусГидро	HYDR	Нов.	3 608	103	-164	0	3 444	98	2 459	5 903	168
		Преж.	18 401	724	0	0	18 394	724	-101	18 293	718
Иркутскэнерго	IRGZ	Нов.	2 039	158	595	29	2 633	204	0	2 633	204
		Преж.	5 922	460	276	12	6 195	481	0	6 195	481
Красноярская ГЭС	KRSG	Нов.	136	23	0	0	136	23	0	136	23
		Преж.	1 596	266	0	0	1 594	266	0	1 594	266

Источник: оценка Атона

Таблица 20. Новые теоретические цены и рекомендации по акциям генерирующих компаний

Компания	Тикер	Теор.цена (12М), новая, \$	Теор.цена (12М), прежняя, \$	Изм.	Текущая цена, \$	Потенциал роста	Рекомендация новая	Рекомендация прежняя
ОГК-2	OGKB	0,00450	0,06330	-93%	0,01117	-60%	Продажа	Продажа
Э.ОН Россия	EONR	0,101	0,130	-23%	0,077	31%	Покупка	Покупка
ОГК-5	OGKE	0,0244	0,0833	-71%	0,0527	-54%	Продажа	Продажа
ТГК-1	TGKA	0,000221	0,001380	-84%	0,000174	27%	Держать	Покупка
Мосэнерго	MSN	0,0490	0,1410	-65%	0,0429	14%	Держать	Покупка
Квадра	TGKD	0,000125	0,000727	-83%	0,000113	10%	Держать	Покупка
РусГидро	HYDR	0,0181	0,0823	-78%	0,0238	-24%	Продажа	Покупка
Иркутскэнерго	IRGZ	0,569	1,420	-60%	0,514	11%	Держать	Покупка
Красноярская ГЭС	KRSG	0,961	4,830	-80%	2,891	-67%	Продажа	Продажа

Источник: оценка Атона

Значительных катализаторов роста нет. Мы не видим сильных факторов роста для генерирующих компаний по меньшей мере в ближайшие 12 месяцев.

Мы не ожидаем существенных благоприятных изменений в регулировании. Несмотря на озвученные намерения по привлечению частных инвесторов в сектор, правительство кажется заинтересованным в продолжении контроля над ценами на электроэнергию любой ценой, судя по мерам ужесточения регулирования, принятым в 2011 и 2012 г., и предложениям на будущее. Таким образом, мы не ожидаем, никаких прорывов в области регулирования.

Краткосрочный прогноз прибыли не впечатляет. Мы не ожидаем серьезного улучшения прибыли генерирующих компаний в краткосрочном и среднесрочном периодах ввиду принятых мер ужесточения регулирования, слабой макроэкономической конъюнктуры, структурных проблем сектора и рисков корпоративного управления.

Не ожидаем значительных дивидендов в ближайшем будущем

В целом мы не ожидаем значительных дивидендных выплат в электроэнергетическом секторе России в ближайшие несколько лет. Данный взгляд обусловлен тем, что, во-первых, большинство компаний только к 2015-2016 гг. начнут иметь положительный свободный денежный поток. Во-вторых, компании, которые уже имеют положительный свободный денежный поток или будут его иметь через год-два, имеют ряд индивидуальных причин для того, чтобы не распределять денежные средства среди акционеров. В-третьих, выплата дивидендов все еще не характерна для российских электроэнергетических компаний, а высокие дивидендные выплаты могут привлечь внимание государства и создать осязаемые риски для электроэнергетических компаний как регулируемому бизнесу. При прочих равных, мы считаем, что зарубежные генераторы, такие как Э.ОН Россия и ОГК-5, скорее начнут выплачивать значительные дивиденды, чем другие покрываемые нами компании электроэнергетического сектора.

Раскрытие информации

Настоящий отчет (далее по тексту – «Отчет») подготовлен аналитиком (-ами) ООО «АТОН», чье имя (чьи имена) указано(-ы) на титульном листе Отчета. Каждый аналитик подтверждает, что все позиции, изложенные в настоящем Отчете 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 Отчете, являются суждением на момент публикации настоящего Отчета. Если дата настоящего Отчета неактуальна, взгляды и содержание могут не отражать текущее мнение аналитика. Настоящий Отчет был подготовлен независимо от компании, и любые рекомендации и мнения, представленные в настоящем Отчете, 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 Отчета и, соответственно, ни один из аналитиков, ни компания, ни ее директора и сотрудники не несут какой-либо ответственности за содержание настоящего Отчета, в связи с чем информация, представленная в настоящем Отчете, 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 Отчета или его содержания, либо возникшие в какой-либо связи с настоящим Отчетом. Каждый аналитик и/или связанные с ним лица мог (могли) предпринять действия в соответствии с настоящим Отчетом либо использовать информацию, содержащуюся в настоящем Отчете, а также результаты аналитической работы, на основании которых составлен настоящий Отчет, 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 Отчет 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 Отчете. 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 Компании.

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.

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

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:

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 управления. 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.

© ООО «АТОН», 2010. Все права защищены.

Данный Отчет служит только информационным целям и не представляет собой фидуциарных отношений или совета, его не следует рассматривать в качестве предложения или предложения оферты, или пригласения или побудительной причины принять участие в инвестиционной деятельности, и на него нельзя рассчитывать как на заверение того, что какая-либо конкретная транзакция может быть осуществима по оговоренной цене. Данный документ не является рекламой ценных бумаг. Выражаемые в нем мнения могут отличаться или противоречить мнениям, выражаемым другими подразделениями бизнеса или группами ООО «АТОН» в результате использования других предположений и критериев. Вся такая информация и мнения подлежат изменению без уведомления, и ни ООО «АТОН», ни какое-либо из его дочерних предприятий или филиалов не несут никакой ответственности за обновление информации, содержащейся здесь или в любом ином источнике.

Описания любой упоминаемой здесь компании или компаний или их ценных бумаг, или рынков, или событий не претендуют на полноту. Настоящий документ и/или информация не должны расцениваться получателями в качестве замены их собственного суждения, поскольку данная информация не имеет отношения к конкретным инвестиционным целям, финансовому положению или определенным потребностям какого-либо конкретного получателя. Применение законов о налогообложении зависит от отдельных обстоятельств инвестора и, соответственно, до принятия инвестиционного решения каждый инвестор должен обратиться к услугам независимых профессиональных консультантов. Содержащиеся здесь информация и мнения были собраны или получены на основании информации, полученной из источников, которые, как мы полагаем, являются надежными и достоверными. Такая информация не была независимо проверена и представляется на основании «как есть», и не предоставляется никаких представлений или гарантий, явно выраженных или подразумеваемых, относительно точности, полноты, достоверности или пригодности такой информации и мнений, кроме случаев, когда такая информация имеет отношение к ООО «АТОН», его дочерним предприятиям и филиалам. Все изложения мнений и все предполагаемые показатели, прогнозы или утверждения, касающиеся ожиданий относительно будущих событий или возможных будущих показателей инвестций, представляют собой собственную оценку и интерпретацию доступной в настоящее время ООО «АТОН» информации.

Описываемые ценные бумаги могут не подходить для продажи во всех юрисдикциях или определенным категориям инвесторов. Опционы, производные продукты и фьючерсы не подходят для всех инвесторов, и торговля этими инструментами считается рискованной. Простые 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. Деноминированные 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, африканские или азиатские страны и ценные бумаги развивающихся рынков имеют высокую степень риска, и инвесторы перед осуществлением инвестиций должны предпринять тщательное предварительное обследование.

Исключая существенное доверительное управление ценными бумагами, где ООО «АТОН» взяло на себя обязательство обеспечить непрерывное покрытие какой-либо компании или ее ценных бумаг, ООО «АТОН» и его филиалы, их директора, представители, сотрудники (исключая брокера-дилера в США, если иное не оговаривается отдельно) или клиенты могут иметь или имели интересы в ценных бумагах компаний, описанных в Анализе Капиталовложений, или длинные или короткие позиции в каких-либо ценных бумагах, упоминаемых в Анализе Капиталовложений или иных связанных финансовых инструментах в любое время, и могут осуществить покупку и/или продажу, или предложить осуществить покупку и/или продажу любых таких ценных бумаг или иных финансовых инструментов время от времени на открытом рынке или иным образом, в каждом случае в качестве принципалов или агентов. В случаях, когда ООО «АТОН» не принимало на себя обязательство обеспечивать непрерывное покрытие какой-либо компании или ее ценных бумаг, ООО «АТОН» и его филиалы (исключая брокера-дилера в США, если иное не оговаривается отдельно) может действовать или действует как маркет-мейкер по ценным бумагам или другим финансовым инструментам, описываемым в Анализе Капиталовложений, или по связанным с такими ценными бумагами ценным бумагам. Сотрудники ООО «АТОН» или его филиалов могут являться официальными лицами или директорами соответствующих компаний. Приведенная здесь информация не предназначена для публичного распространения и не может быть воспроизведена, передана или издана, полностью или частично, для какой-либо цели без письменного разрешения ООО «АТОН», и ни ООО «АТОН», ни какой-либо из его филиалов не принимают на себя какой-либо ответственности за действия третьих лиц в этом отношении. Данная информация не может использоваться для создания каких-либо финансовых инструментов или продуктов, или каких-либо индексов. ООО «АТОН» и его филиалы, ни их директора, представители, или сотрудники не несут никакой ответственности за какие-либо прямые или косвенные убытки или ущерб в связи с использованием всей содержащейся здесь информации или любой ее части.

**ООО "АТОН"**

115035 Москва, Овчинниковская наб., дом 20, строение 1
Тел. +7 (495) 777 9090; +7 (495) 777 8877 Факс +7 (495) 777 8876
АТОН <GO> (Bloomberg)
www.aton.ru www.atonbroker.com
Участник торгов РТС, ММВБ, член НАУФОР

Atonline Limited

Юридический адрес: 5, Темистокли Дерви, ЭЛЕНИОН БИЛДИНГ, 2 этаж, Р.С. 1066, Никосия, Кипр
Офис: 20, Кириакос Матсис Авеню, 4 этаж, 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)

Департамент торговли**Павел Грёнбьерг**

+7 (495) 287 8650

pavel.gronbjerg@aton.ru

**Отдел продаж акций
зарубежным клиентам****Мартин Голлнер**

+44 20 7011 9662

martin.gollner@atonint.com

**Отдел продаж акций
российским клиентам****Максим Кабанов; Олег Мирманов**

+7 (495) 287 9282; 287 9283

maxim.kabanov@aton.ru; oleg.mirmanov@aton.ru;

**Аналитический
департамент****Алексей Языков**

+7 (495) 213 0340

alexey.yazikov@aton.ru

**Управление по работе
с долговыми инструментами****Мурат Берсеков**

+7(495) 705-99-42

murat.bersekov@aton.ru

АНАЛИТИКИ АТОНА**Стратегия****Питер Вестин**

+7 (495) 213 0341

peter.westin@aton.ru

Эндрю Риск

+7 (495) 777 9090 x2641

andrew.risk@aton.ru

Сергей Колоколов

+7 (495) 777 9090 x2671

sergey.kolokolov@aton.ru

Электроэнергетика**Илья Купреев**

+7 (495) 213 0335

ilya.koupreyev@aton.ru

Павел Ластовкин

+7 (495) 777 6677 x2683

pavel.lastovkin@aton.ru

Металлургия**Диннур Галиханов**

+7 (495) 213 0338

dinnur.galikhhanov@aton.ru

Илья Макаров

+7 (495) 777 9090 x2644

ilya.makarov@aton.ru

Специальные ситуации**Михаил Пак**

+7 (495) 213 0337

mikhail.pak@aton.ru

Никита Мельников

+7 (495) 213 0336

nikita.melnikov@aton.ru

Телекоммуникации и медиа**Станислав Юдин**

+7 (495) 213 0339

stanislav.yudin@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

Анна Лакейчук

+7 (495) 777 9090 x2661

anna.lakeychuk@aton.ru

Потребительский сектор**Алексей Евстратенков**

+7 (495) 777 9090 x2679

alexey.evstratenkov@aton.ru

Елизавета Лебедева

+7 (495) 777 9090 x2648

elizaveta.lebedeva@aton.ru

Банки**Иван Качковский**

+7 (495) 705 9232

ivan.kachkovski@aton.ru

Долговой рынок и экономика**Ринат Кирдань**

+7 (495) 213 0342

rinat.kirdan@aton.ru

Андрей Бобовников

+7 (495) 287 8648

andrey.bobovnikov@aton.ru

Анна Богдюкевич

+7 (495) 213 0334

anna.bogdyukevich@aton.ru

Технический анализ**Наталья Выгодина**

+7 (495) 777 9090 x2645

natalia.vigodina@aton.ru

Елена Кожухова

+7 (495) 777 9090 x2672

elena.kozhukhova@aton.ru

Редакционно-издательский отдел**Лорен Мэнди**

+7 (495) 777 9090 x2648

lauren.mandy@aton.ru

Томас Лавракас

+7 (495) 777 9090 x2686

thomas.lavrakas@aton.ru

Анна Богданова

+7 (495) 777 9090 x2657

anna.bogdanova@aton.ru

Акции: трейдинг

+7 (495) 287 9287

Долговые инструменты: трейдинг

+7 (495) 287 8609