

## **"Ценовые сигналы с рынка были искажены"**

*Глава "Э.ОН Россия" Сергей Тазин о регуляторах, инвестициях и Госплане*

[Газета "Коммерсантъ", №105 \(4890\), 13.06.2012](#)

Из иностранных инвесторов в электроэнергетике России первым решил выплатить дивиденды немецкий концерн E.ON, которому принадлежит ОАО "Э.ОН Россия" (экс-ОГК-4). Об опыте работы по договорам на поставку мощности, обстановке в госрегулировании и о том, почему инвесторам, строящим новые станции, чрезвычайно выгоден рост цен на газ, "Ъ" рассказал председатель совета директоров "Э.ОН Россия" СЕРГЕЙ ТАЗИН.

**— E.ON — единственный из иностранных инвесторов в электроэнергетику, который принял решение выплатить в этом году дивиденды. С чем связано это решение?**

— Каждая компания оценивает свои возможности. С учетом того, что у нас стабильный и растущий денежный поток, остается достаточно средств на выполнение инвестпрограммы, а в наличии есть свободные деньги, мы решили выплатить дивиденды. Мы все рассчитали, и совет директоров принял решение рекомендовать собранию акционеров выплатить 25% чистой прибыли в качестве дивидендов.

**— Значит ли это, что крупные приобретения не планируются?**

— Если вы посмотрите на структуру и состояние нашего баланса, то увидите, что у нас имеются возможности для дальнейших инвестиций. Более того, у нас практически нет долга, и новые проекты мы также можем финансировать за счет привлечения заемных денег. Решение о дальнейших инвестициях будет зависеть от развития экономики и от условий.

**— Как вы оцениваете качество государственного регулирования в отрасли? Достаточно ли стабильны, с вашей точки зрения, правила игры?**

— Электроэнергетика — это важный элемент инфраструктуры любой страны, и очевидно, что, как бы ни был устроен рынок, государство будет располагать теми или иными рычагами влияния. E.ON работает во многих странах, и Россия, хотя и обладает своими плюсами и минусами, ничем принципиально не отличается. Я бы не сказал, что госрегулирование в России некачественное. Есть свои недостатки, и прежде всего необходимо отметить не всегда предсказуемое принятие решений. Для любой отрасли необходимо, чтобы правила, формируемые государством, пусть даже жесткие, были предсказуемыми. Хотелось бы избегать ситуаций, когда сначала заявляются условия, привлекательные для инвесторов, а через год ситуация в корне меняется. Электроэнергетика — отрасль капиталоемкая, возврат денег достаточно долгий, поэтому, если нет понимания, как будет идти развитие отрасли, появляются серьезные риски. Нам важна именно предсказуемость и стабильность принятия решений на уровне государства. Мы также надеемся, что государство будет создавать стимулы для эффективной работы отрасли, а не заниматься простым ограничением цен для конечных потребителей.

**— Насколько серьезны риски, связанные со спонтанным принятием регулятивных решений?**

— Судите сами, в 2011 году было принято решение об индексации платы за мощность. С 1 апреля оно было отменено, причем задним числом. К тому моменту уже прошел первый

квартал, компании сформировали свою программу и по инвестициям, и по ремонтной деятельности, и такое решение, конечно, оказывает влияние на планы любой компании. В дальнейшем хотелось бы, чтобы количество таких случаев было сведено к минимуму.

— **В какой степени государство учитывает реакцию участников рынка на свои действия? Вас слышат?**

— Вопрос не в том, слышат ли, а в том, слушают ли нас. Нельзя сказать, что нас совсем не слушают, крупные инвесторы все же являются активными участниками процесса развития отрасли. Тем не менее имеют место случаи, когда решения принимаются практически без нашего участия. Например, сейчас обсуждается новая платежная система (создание системы расчетов участников розничного рынка электроэнергии между собой и с оптовым рынком.— "Ъ"). Пока мы мало что о ней знаем, а ведь мы представляем важный сегмент рынка электроэнергетики. А по любым решениям, которые касаются денег, оплаты и системы оплаты, должна быть выслушана позиция всех участников рынка.

— **Какие наиболее острые?**

— Одна из важнейших проблем — отсутствие качественного планирования. Речь идет не только об электроэнергетике, но и вообще о планировании развития страны. Энергетики не сами по себе планируют нагрузку, в этом процессе учитываются развитие предприятий, коммерческого и жилого секторов, география развития потребления.

— **То есть нужен Госплан?**

— Не Госплан, а качественное планирование. Посмотрите на Запад: в США существует 30-летний прогноз потребления, более детально он составляется на десять лет. Он строится на базе математических моделей. В западных странах для прогнозирования применяются усовершенствованные модели с использованием последних достижений науки. Вот вы говорите, Госплан. К примеру, в СССР при планировании нагрузки между тепловыми станциями и гидрогенерацией применяли соответствующие математические модели. Сейчас такой подход при планировании нагрузок в энергетике мы не видим. Что такое некачественное планирование? Это миллиарды выброшенных рублей. Построил электростанцию — а потребления нет.

Также хочу отметить отсутствие координации с развитием инфраструктуры, например газотранспортной сети, железных дорог. Строятся станции, а газ по каким-то причинам туда подводится несвоевременно, хотя генсхема вроде бы формировалась в Минэнерго. Или строятся два пылеугольных блока, а на сортировочной станции, опять же по непонятным причинам, за несколько лет до ввода энергоблоков разбираются железнодорожные пути, необходимые для поставки угля.

Следующая проблема — перекрестное субсидирование (в 2011 году — 200 млрд руб.), от которого в первую очередь страдают малые и средние предприятия. Можно было бы ликвидировать перекрестное субсидирование, а для населения ввести социальную норму потребления с соответствующей низкой ценой, например 100 кВт ч, с оплатой ее превышения по рыночным расценкам. Еще одна немаловажная проблема — потери в распределительных сетях — практически не решена. На сверхнормативные потери уходит порядка 40 млрд кВт ч в год, это годовая выработка одной средней оптовой генкомпании. Налицо старение основных фондов и, как следствие, повышение аварийности: порядка 62% мощностей уже отработало более 30 лет, к 2015 году этот показатель составит уже 72%. Это означает, что даже с учетом ввода новых станций по договорам на поставку мощности (ДПМ) тенденция не будет изменена.

— **"Э.ОН Россия" почти завершила обязательную инвестпрограмму в рамках ДПМ. Возвращают ли ДПМ инвестиции за десять лет, как предполагалось?**

— Многие считают, что ДПМ — это легкие деньги. Совсем не так. В объекты ДПМ необходимо вложить большие средства. К примеру, инвестпрограмма "Э.ОН Россия" составляет почти 110 млрд руб., а в целом инвестиции Е.ОН в электроэнергетику России достигнут 224 млрд руб. к 2015 году. Объекты ДПМ необходимо вовремя и качественно построить, чтобы избежать штрафов. Нужно правильно эксплуатировать станции, иметь высокий коэффициент готовности, иначе из-за аварийных остановок будет снижаться плата за мощность. Следующее, что важно, это количество денег, которое вы заработаете на рынке на сутки вперед (РСВ), то есть важна не только оплата мощности, но и цены на электроэнергию. Пока, если зафиксировать сегодняшнюю ситуацию и исключить валютные риски, которые также присутствуют у иностранных инвесторов, в целом ДПМ себя окупают. Но при условии, что мы исходим из оптимистичного прогноза потребления электроэнергии и ценовой динамики.

— **Могут ли новые станции окупиться без ДПМ?**

— Без контракта на мощность сейчас почти ни один проект не окупается. Во-первых, в процессе конкурентного отбора мощности (КОМ, в рамках которого на год вперед определяется, какие энергоблоки будут получать гарантированные ежемесячные выплаты за мощность; выбираются по критерию наименьшей себестоимости.— "Б") вы должны конкурировать со старыми, амортизированными мощностями. Из-за высокой стоимости новой мощности вы рискуете быть неотобранными или отобраться по низкой цене. Необходимо также учесть наличие ценовых потолков на мощность, эта практика применяется уже не первый год. А пытаться отработать деньги только на продаже электроэнергии слишком рискованно. Более того, в последнее время были приняты решения о сдерживании цен на электроэнергию, в частности, на оптовом рынке, и ценовые сигналы с рынка были искажены. Может, если бы рынок был более свободным, даже с учетом того, что государство в любом случае прямо или косвенно продолжит его регулировать, была бы возможность инвестировать в новое строительство и без ДПМ.

— **А долгосрочные КОМ не повышают стабильность?**

— Если вы конкурируете со старой мощностью, да еще при наличии ценовых потолков, даже долгосрочный КОМ не поможет. Капиталовложения в новые блоки достаточно высокие, от \$1-2 тыс. за 1 кВт установленной мощности по парогазовым установкам (ПГУ), более \$2 тыс.— по пылеугольным блокам. А большинство существующих мощностей почти полностью амортизировано, и их цена будет в разы меньше, чем цена вашей новой мощности. Так что в ходе КОМ цена новой мощности снижается до уровня старых мощностей и денежный поток у вас заметно сокращается. Из-за того что цена на топливо в РФ на сегодняшний день относительно низкая, даже на повышенном КПД вы рискуете не отбить вложения.

— **То есть рост цен на газ выгоден тем, кто строит новые блоки?**

— Конечно. Если цены на газ будут расти, в какой-то момент новые мощности могут стать более привлекательными. Есть соответствующая кривая, на которой до определенной отметки цена на газ не дает экономических стимулов для строительства новой генерации с более высоким КПД. А после нее уже выгоднее вкладывать в новые блоки, поскольку маржинальные доходы у станций с низким КПД оказываются существенно ниже, чем у новых станций. Допустим, вы строите новый блок с КПД 55%, а существующий имеет КПД 35-40%, но он амортизирован. Можно ли окупить инвестиции

за счет КПД, определяется ценой на топливо и электроэнергию. Затраты на топливо увеличиваются, значит, на каком-то этапе можно обыграть станцию с 30-процентным КПД. Пока цена на электроэнергию, существующие правила рынка и ручное управление не дают экономических стимулов для строительства новых мощностей и участия в чистой КПД-конкуренции без гарантированной оплаты мощности.

— **Сейчас выгоднее строить новые блоки или модернизировать существующие?**

— Исходя из сегодняшних ценовых параметров на рынке топлива и цен на электроэнергию во многих случаях выгоднее модернизировать. Однако проекты друг от друга отличаются. Для сравнения, строительство ПГУ в Центральной России стоит \$1-2 тыс. за 1 кВт. Если модернизация обойдется в \$300-500 за 1 кВт, она уже выгоднее, хотя КПД будет и похуже.

— **Как вы относитесь к ожидаемой корректировке ДПМ? Согласны ли вы с методикой расчета коэффициента РСВ (от величины этого коэффициента, который должен отражать ценовую динамику на оптовом рынке, зависят параметры индексации платы за мощность для компаний, работающих по ДПМ и окупающих за ее счет затраты на выполнение обязательной инвестпрограммы)?**

— Концептуально для нас ничего непредсказуемого не было: разработка методики была предусмотрена постановлением правительства N238, было известно, что над ней работает Минэнерго. Сейчас она разработана, но не принята. Проект этой методики нас не удовлетворяет, поскольку она была разработана без учета мнения генерирующих компаний и с применением заведомо искаженных ключевых параметров. Особенную озабоченность вызывает один из параметров — прогноз цен на электроэнергию, который оказывает большое влияние на коэффициент. Мы считаем, что прогноз составлен некорректно, и сообщество генераторов будет отстаивать справедливый подход к расчетам коэффициента РСВ.

— **Какова цена вопроса?**

— Наши прогнозы и прогнозы Минэнерго расходятся вдвое. Если коэффициент будет снижен так, как предлагает Минэнерго, дополнительные потери для компании, у которой порядка 1 тыс. МВт по ДПМ в первой ценовой зоне, составят около 1 млрд руб. в год.

— **В такой ситуации у Е.ON есть желание инвестировать в новое строительство или приобретать активы в России?**

— Без ДПМ или других механизмов, которые гарантируют возврат инвестиций, мы не готовы инвестировать в новое строительство. Что касается существующей генерации, все зависит от цены актива. Россия для Е.ON является стратегическим регионом, так что мы готовы обсуждать предложения. Пока никакие конкретные объекты мы не рассматриваем, но делаем оценку того, что могло бы быть для нас интересным.

— **Можно очертить сферу интересов?**

— В первую очередь нас интересовала бы оптовая генерация. Что касается ТЭЦ, интерес возможен, однако важно понимать, как будет дальше регулироваться рынок тепла, от продажи которого ТЭЦ получают в среднем 50% дохода. Рынок тепла трудно назвать рынком, он почти полностью регулируемый, поэтому важно, как будет развиваться регулирование. Мы не считаем, что этот вид деятельности совсем бесперспективен. Но полагаем, что комбинированную выработку тепла и электроэнергии, являющуюся одним из самых эффективных видов использования топлива, в России нужно стимулировать.

Сейчас, например, вкладывать в повышение эффективности или снижение затрат в теплоснабжении часто не имеет смысла. Вы можете снизить себестоимость отпуска тепла — и вам тут же понизят тариф, если вы как-то не договоритесь. Иными словами, сектор теплоснабжения пока не настолько привлекателен, чтобы заинтересовать серьезных инвесторов. У нас продажа тепла составляет менее 5% выручки, поэтому мы видим эти проблемы, но они для нас не настолько серьезны, как для ТГК.

**— В феврале "Э.ОН Россия" выкупила 3,26% своих акций у "Интер РАО".  
Продолжите выкупать акции с рынка?**

— У нас нет задачи во что бы то ни стало собрать все акции. Появилась хорошая возможность купить довольно крупный пакет, Е.ОН рассмотрела ее и приняла решение. Возможность выкупа не исключаю, но как таковой этой цели не существует.

**— Каковы коммерческие перспективы третьего энергоблока Березовской ГРЭС — последнего объекта обязательной инвестпрограммы — с учетом того, что регион энергоизбыточен?**

— Мы считаем его очень перспективным. Во-первых, мы строим его в рамках ДПМ, так что возврат большей части инвестиций в целом обеспечен. Во-вторых, у нас самые экономичные блоки из пылеугольных в регионе, и мы находимся рядом с одним из крупнейших месторождений угля. В-третьих, на Березовской ГРЭС повышается выработка, коэффициент использования мощности на всех энергоблоках в 2011 году превысил 80%, что означает, что наши мощности востребованы и надежны. Еще я хотел бы подчеркнуть, что в Сибири 47% установленных мощностей — это гидроэнергетика, но бывают так называемые маловодные годы, которые снижают выработку ГЭС. И без тепловой генерации обеспечить надежное энергоснабжение потребителей в Сибири практически невозможно. Поэтому мы считаем строительство блока правильным решением. К тому же остальные тепловые мощности в Сибири не такие уж новые и существуют проблемы с аварийностью, поэтому перспективы с коммерческой точки зрения очень хорошие.

**— Рассматриваются ли варианты увеличения выдачи мощности с ГРЭС?  
Поддерживаете ли вы проект создания энергомоста, соединяющего Сибирь с центром России?**

— Энергомост — очень интересный проект, не новый, в советское время он разрабатывался в рамках принятого решения о развитии Канско-Ачинского топливно-энергетического комплекса. Мы ведем переговоры о вступлении в группу по доработке концепции переброски электроэнергии из Сибири в центр, в которой участвуют ФСК, Минэнерго, En+ и другие. Это повысило бы надежность энергоснабжения и представляется куда более экономичным решением, чем строить новые электростанции в Центральной России (я имею в виду на угле). Вместо того чтобы возить уголь из Сибири в Центральную Россию, намного выгоднее построить высоковольтную ЛЭП и передавать электроэнергию. Это разгрузило бы железную дорогу, сняло бы необходимость складировать золошлаковые отходы в Центральной России.

Для дальнейшего развития на Березовской ГРЭС у нас есть все ресурсы. Запасы Березовского месторождения — порядка 17 млрд т, оно находится в 25 км от нашей станции. Вообще Березовская станция была рассчитана на восемь блоков по 800 МВт. Имеется пруд-охладитель, рассчитанный на восемь блоков. Таким образом, у нас нет никаких ограничений, связанных с водо- или топливоснабжением.

— **Вы получили разрешение на экспорт электроэнергии в страны Балтии, как планировали в прошлом году?**

— Пока не получили. Мы поэтапно прорабатываем вопрос, но сегодня серьезной необходимости в экспорте у нас нет. Мы дополнительно проанализировали экономику поставок на рынок Прибалтики. По сравнению с российским он на сегодняшний день не настолько привлекателен, чтобы бежать туда сломя голову.

— **Как возникла эта идея?**

— Е.ON имеет большое подразделение по торговле электроэнергией с представительствами во многих странах ЕС, в том числе в Прибалтике. К тому же у нас есть Смоленская ГРЭС, которая находится у западной границы РФ, почему было не рассмотреть возможность экспорта? Мы посчитали, посмотрели на цены, в то время они были привлекательны, сейчас этот проект менее важен для нас.

— **Когда вы планируете завершить согласование?**

— Когда мы начинали, планировали завершить в течение года, но параметры были другие. Процесс идет, но мы не прошли еще и полпути. Сейчас у нас нет большой заинтересованности в экспорте, поэтому идем размеренным шагом.

— **А проблема потенциальной рассинхронизации Прибалтики с единой энергосистемой России вас не беспокоит?**

— Вы знаете, здесь прежде всего важен вопрос цены. Если экспорт привлекателен, можно построить вставки постоянного тока. Конечно, риск определенный есть, технический вопрос немаловажен, вставки тоже стоят немалых денег, но не это решение определяющее. Все-таки в Финляндию экспорт идет, а Финляндия не синхронизирована с РФ.

— **Вы работаете в России в рамках Киотского протокола. Насколько выгодна торговля квотами?**

— Мы получили разрешение на проект совместного осуществления на продажу квот по выбросам CO<sub>2</sub>. За 2010-2011 годы мы ввели 1600 МВт ПГУ и получили разрешение на продажу 4 млн т выбросов. Все проекты утверждены, мы прошли все административные согласования. Для нас это выгодно даже с учетом того, что по сравнению с 2010 годом, когда начинался весь процесс, цены на CO<sub>2</sub> упали почти вдвое. Но первый этап Киотского протокола будет завершен по истечении 2012 года, и Россия уже объявила, что не будет участвовать во втором этапе.

— **Вы можете оценить эффект продажи квот в деньгах?**

— Если раньше квоты стоили свыше €10, сейчас — около €5 за 1 т. Даже по этой цене продажа 4 млн т достаточно выгодна.

Интервью взяла Наталья Скорлыгина

Подробнее: <http://www.kommersant.ru/doc/1952126?isSearch=True>

## **Тазин Сергей Афанасиевич**

### **Личное дело**

Родился в 1961 году в поселке Зубова Поляна (Мордовия). Окончил энергетический факультет политехнического института Ренсселлер (США), Турбинный университет компании General Electric (США). Начал работу в энергетике в 1993 году помощником инженера центрального диспетчерского управления в Con Edison (США). С 1993 по 1998 год — инженер, старший инженер в компании General Electric Power Systems (США). В 1998 году стал гендиректором электростанции корпорации AES (США), после чего семь лет возглавлял различные подразделения AES в Казахстане и на Украине. В 2005-2007 годах — глава холдинга "Евросибэнерго", в 2007-2008 годах — исполнительный директор ОГК-3. В 2008 году возглавил подразделение концерна E.ON в России — E.ON Russia Power. Председатель совета директоров ОАО "Э.ОН Россия" Женат, воспитывает четверых детей.

## **ОАО "Э.ОН Россия"**

### **Company profile**

В состав ОАО "Э.ОН Россия" входят пять тепловых электрических станций общей мощностью 10,345 ГВт: Сургутская ГРЭС-2, Березовская ГРЭС, Шатурская ГРЭС, Смоленская ГРЭС, Яйвинская ГРЭС. До июня 2011 года компания носила название ОГК-4. С 2007 года входит в состав международного концерна E.ON, одного из крупнейших в мире частных энергетических концернов (ему принадлежит 82,3% акций ОАО "Э.ОН Россия").

Электростанции "Э.ОН Россия" вырабатывают около 6% электроэнергии в РФ. В результате реализации инвестпрограммы в 2010-2011 годах мощность "Э.ОН Россия" увеличилась на 1,7 ГВт. После завершения строительства третьего энергоблока Березовской ГРЭС установленная мощность компании вырастет до 11,145 ГВт. По данным МСФО за 2011 год, выручка ОАО "Э.ОН Россия" составила 66,1 млрд руб., чистая прибыль — 14,6 млрд руб., рентабельность по чистой прибыли — 22,1%.