

рактам крупным потребителям. В среднем установленная мощность ОГК находится в пределах 8–9 ГВт и состоит из четырех–шести электростанций, расположенных в различных регионах страны.

Отдельно среди них стоит ГидроОГК, куда будут включены все гидроэлектростанции — Саяно-Шушенская, Воткинская, Жигулевская и Волжские, за исключением Красноярской ГЭС, которая, видимо, останется в собственности структур «Русского алюминия». Суммарная мощность гидрогенерации составляет 23 ГВт, это чуть меньше 20% общего объема рынка электроэнергии.

Географическая диверсификация ОГК призвана свести к нулю возможные злоупотребления монопольным положением в регионе.

«В первую очередь ОГК придают устойчивость общероссийскому рынку электроэнергии, в связи с чем ГРЭС (государственные районные электростанции. — **ВГ**) объединялись на основе установленных мощностей, с тем чтобы она была примерно одинаковой у всех ОГК, — говорит аналитик ФЦ „Линвест“ Рушан Зарипов. — Это автоматически снижает вероятность нерыночных поставок электроэнергии в свои регионы, заставляя поставщиков и потребителей работать на основе рыночных механизмов».

Однако территориальная распределенность активов ОГК создает и негативные моменты с точки зрения логики и управления станциями. «Для каждой станции создается отдельная бригада, отвечающая за ремонт и техническое обслуживание. Управляющий и административный же персонал располагается в Москве, что ведет к росту затрат на коммуникации и увеличению нестыковок», — отмечает Тигран Оганесян.

Тем более что полной равноценности в создаваемых ОГК все равно нельзя было достичь. Например, в ОГК-4 входит пять станций с умеренно удачным расположением, но среди них выделяется Сургутская ГРЭС-2, мощность которой превышает мощность остальных четырех станций. Очевидно, что инвестор при покупке ОГК-4 в первую очередь обращал внимание на привлекательность именно ключевого объекта.

НИЧТО НЕ ВЕЧНО Сложившаяся ситуация оставляет открытым вопрос о последующих перепродажах объектов ОГК и их консолидации в будущем по географическому принципу. Некоторые инвесторы не скрывают таких намерений.

«Мы готовы договариваться с кем-то, у кого есть общие интересы с нами, — заявил ВГ директор российского подразделения группы ЧЗЗ Сергей Чижов. — Через какое-то время мы забираем генерирующие мощности, которые находятся в европейской части, а остальные отходят партнеру».

Однако пока этот вопрос еще не согласован и, видимо, будет решаться на первых порах в индивидуальном порядке. «Все изменения в составе выделяемых компаний требуют согласования с РАО», — говорит Федор Корначев. А пока инвесторы могут обмениваться долями в купленных компаниях, как, например, в случае с продажей СУЭКом 27% акций ТГК-14 «Норильскому никелю» в январе этого года.

Еще один вопрос, связанный с конфигурацией созданных энергокомпаний, — это эффективность инвестиционного потока. На многих станциях коэффициент использования установленных мощностей (КИУМ) очень невелик, поэтому собственнику выгоднее будет сконцентрировать инвестиционный поток на ключевых объектах, которые наиболее востребованы. Например, на Черепетской ГРЭС, входящей в ОГК-3, КИУМ всего 25%, но по утвержденной инвестпрограмме предполагается ввод дополнительных мощностей на 450 МВт.

«Каждая из выделенных компаний имеет утвержденный план инвестиций, в соответствии с которым они прив-

лекают деньги через размещение дополнительной эмиссии акций или на кредитном рынке. В РАО просчитывали эти планы, исходя из потребностей рынка в тех или иных объемах мощностей, поэтому будут строго следить, чтобы эти планы выполнялись», — говорит Федор Корначев.

Вопрос упирается в санкции за невыполнение инвестиционной программы. «В настоящее время РАО ЕЭС рассматривает варианты санкций в отношении инвесторов, не соблюдающих условий согласованной инвестпрограммы, — комментирует Рушан Зарипов. — При этом возможны варианты как непосредственно штрафования компаний на сумму, достигающую 25% инвестпрограммы, так и обязательство генерирующей компании приобретать заявленную, но не предоставленную мощность на рынке за свой счет».

ТЕРРИТОРИАЛЬНЫЕ МОНОПОЛИИ Обеспечение населения и организаций теплом, а также локальное обеспечение электричеством будут осуществлять ТГК. Их суммарная мощность также составляет около 53 ГВт.

Средняя мощность ТГК составляет 2–4 ГВт, что делает их более слабыми игроками в сравнении с ОГК. Поэтому с точки зрения тарифов на электроэнергию они, скорее всего, будут проигрывать ОГК.

«Эффективность производства электроэнергии ОГК выше, в связи с чем ТГК в этом секторе являются менее конкурентоспособными, — полагает Рушан Зарипов. — Поэтому не исключен опережающий рост тарифов на тепло с целью дотирования электрогенерации ТГК либо постепенный переход этих компаний только на генерацию тепла, что снизит их общие производственные показатели».

Выработка тепла позволяет ТГК увеличить загрузку мощностей в зимний период, что также будет способствовать снижению себестоимости электроэнергии за счет увеличения КПД (ГРЭС, входящие в ОГК, вынуждены выбрасывать тепло в атмосферу).

На долю продаж тепла уже сейчас у многих компаний приходится до половины доходов (например, у «Мосэнерго»). Однако дальнейший рост этой доли будут означать, что ТГК будут больше подвержены сезонности, нежели ОГК, которые будут обеспечивать федеральный рынок электроэнергии круглый год.

Впрочем, как отмечают аналитики, без выделения крупнейших ГРЭС в ОГК у ТГК было бы еще меньше стимулов к развитию и инвестированию средств в модернизацию. Особенно в сибирских регионах, где на локальные рынки огромное давление могут оказывать гидроэлектростанции с их дешевой энергией.

БОЛЬШОЙ БРАТ Основные факторы, которые будут определять рыночный успех создаваемых компаний, — это перспективы роста спроса на их мощности (особенно критично для ТГК), современность и качество мощностей, а также структура топливного баланса. Сдерживающее влияние на привлекательность акций этих компаний будут оказывать риски, связанные с политикой стратегического инвестора и ликвидностью рынка акций. Финансовые показатели энергокомпаний пока еще мало используются аналитиками ввиду существенного влияния государственного регулирования отрасли.

Учет топливного баланса важен еще и тем, что многие ОГК и ТГК попадают в зависимость от «Газпрома». Более того, отдельные компании уже консолидированы «Газпромом», и их финансовое будущее полностью зависит от монополии.

В частности, в сферу интересов «Газпрома» входят ОГК-2, ОГК-6, «Мосэнерго», ТГК-1. Преференции в их адрес со стороны газовой монополии могут касаться гарантий поставок на существующие и строящиеся мощности, хотя, как считают аналитики, вряд ли «Газпром» пойдет на ценовые уступки.

««Мосэнерго» и ТГК-1 являются монопольными поставщиками на рынке тепла и мощными игроками на рынке электричества своих регионов. В балансе ОГК-2 и ОГК-6 природный газ занимает лишь 34% и 57% соответственно, — говорит Тигран Оганесян. — Ввиду этих причин искусственное занижение цен для „своих“ генераций не будет иметь слишком существенного влияния на расстановку сил на рынке». Однако, как отмечает аналитик, при вертикальной интеграции поставщиков топлива и потребителей существенно могут возрасти риски трансфертного ценообразования со стороны «Газпрома».

ЦЕНА НЕЗАВИСИМОСТИ Аналитики не исключают, что в выигрыше будут и те производители электроэнергии, кто работает на угле, — степень монополизации угольного рынка ниже, возможность получить экстренные объемы топлива тоже есть, в отличие от поставок газа. Речь идет в данном случае об ОГК-3 (доля угля в топливном балансе компании составляет 38%), ОГК-5 (43%) и ОГК-6 (42%), ТГК-11 (46%), ТГК-13 (почти 100%), ТГК-14 (почти 100%).

В наиболее выгодных условиях окажутся ГРЭС, располагающиеся близ угольных бассейнов (Березовская, Красноярская, Гусиноозерская, Харанорская), которые входят в ОГК. Такое расположение минимизирует транспортные расходы и конечную себестоимость произведенной электроэнергии. С другой стороны, рост тарифов может сдерживаться наличием ограниченного числа конечных потребителей.

Еще один «плюс независимости» от газовой монополии — станции, которые работают на попутном газе в районах нефте- и газодобычи.

Сюда входят Сургутская ГРЭС-1, Сургутская ГРЭС-2, Нижневартовская ГРЭС и Печорская ГРЭС. Основными поставщиками попутного газа для генераций являются нефтегазовые компании — «Сургутнефтегаз» (Сургутская ГРЭС-1 и Сургутская ГРЭС-2), ТНК-ВР (Нижневартовская ГРЭС), ЛУКОЙЛ (Печорская ГРЭС).

Большой плюс здесь в том, что возможность транспортировки попутного газа за пределы региона практически отсутствует. Соответственно, это сказывается на его низкой цене для энергетиков. Однако нефтегазовые предприятия являются монопольными поставщиками топлива для станций, и в случае прекращения их поставок «Газпром» или иной поставщик не сможет прокачать требуемый объем газа для продолжения работы станций. Поэтому энергетикам здесь приходится договариваться с нефтяниками — ведь они, в свою очередь, тоже являются единственными поставщиками электроэнергии для нефтегазовых компаний в этом регионе.

СЕТЕВОЙ МАРКЕТИНГ Передача электроэнергии от производителей к потребителям в ходе реформы РАО ЕЭС также выделяется в отдельный бизнес, который останется под самым пристальным контролем государства. Сети высокого напряжения (свыше 220 кВ), входившие в состав бывших АО-энерго, выделяются в магистральные сетевые компании (МСК), которые в дальнейшем консолидируются в шесть межрегиональных магистральных сетевых компаний (ММСК).

Функции эксплуатации и развития сетей будут переданы в Федеральную сетевую компанию (ФСК). После реорганизации РАО доля государства в ФСК должна составить не менее 75%. Распределительные сети (напряжение не более 110 кВ), выделенные из соответствующих АО-энерго, консолидируются в 12 межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК). Окончание консолидации намечено на середину 2008 года. Доля государства в результате должна оказаться не меньше контрольной. В данный момент распределительные компа-

нии находятся в доверительном управлении ФСК, но, как ожидается, затем МРСК получат самостоятельность.

При этом нужно учитывать, что сетевые компании в цепочке подачи электроэнергии к потребителям являются более важными фигурами, нежели производители электроэнергии. По сути, они являются аналогом «Транснефти» в нефтяном секторе экономики, где добывающие компании конкурируют между собой за возможность прокачки нефти по трубе.

Поэтому собственники производителей стараются в своем регионе побороться за право участия в капитале сетевых компаний, несмотря на законодательно установленные ограничения аффилированности генерирующих и сетевых активов на ближайшие десять лет.

«Важным является факт наличия энергосбытовых компаний, которые, конкурируя друг с другом, находят на рынке более дешевую энергию и продают ее конечным потребителям, что не позволяет вступать генерирующим и сетевым компаниям в сговор», — говорит Рушан Зарипов. Однако именно этот сектор сегодня является достаточно слабым.

СБЫТОВЫЕ НЕУРЯДИЦЫ Функции сбыта электроэнергии передаются энергосбытовым компаниям, выступающим в качестве посредника между генерациями и потребителями. Таких компаний образовано более 60. Доля РАО ЕЭС в них будет продана на аукционах, часть из которых уже прошла. И, надо сказать, прошла не без инцидентов.

Энергосбытовые компании — это наименее понятный и прозрачный сегмент создаваемого рынка электроэнергии. «Перспективы их бизнеса неочевидны, зато риски очень велики. Однако вокруг получения статуса гарантирующего поставщика уже начались баталии, — говорит Федор Корначев. — В частности, в Нижегородской области присвоение этого статуса компании „Волгаэнергобыт“ уже было опротестовано Нижегородской сбытовой компанией, являющейся до сих пор крупнейшей в регионе». Нельзя исключать, считает аналитик, что такие же ситуации с вмешательством административного фактора могут возникнуть и в других регионах.

По словам Елены Юшковой, ситуация исправится, когда появятся более четкие критерии наделения статусом гарантирующего поставщика. «Надо понимать, что сбытовые компании — это только клиентская база, — говорит она. — Никаких активов у них нет. Уйдут клиенты — и сбытовая компания ничего не будет стоить».

«По сути, ценность сбытовых компаний заключается только в их названии и наличии клиентской базы», — соглашается Рушан Зарипов. Однако, по его мнению, многие из этих компаний после перехода в частные руки будут либо консолидированы, либо ликвидированы после перевода клиентской базы на какую-либо другую структуру. «Возможные высокие издержки на персонал не позволят им существовать как отдельным структурам, находясь в собственности какого-либо лица», — заключает аналитик.

При этом, как и в случае с сетевыми компаниями, генерирующие компании заинтересованы в приобретении наиболее крепких сбытовых компаний — ведь это упрочит их позиции в регионе. Вместе с тем Рушан Зарипов считает, что ставка именно на такой вариант развития событий связана со значительными рисками. «Вполне возможно, что в ближайшие несколько лет на рынок будут выходить новые конкуренты сбытовых компаний, — говорит он. — А отсутствие синергетического эффекта, связанного с тем, что генерирующим компаниям могут быть интересны сбыты только тех же регионов, увеличит издержки на их содержание, в то время как независимые сбытовые компании могут включать в себя структуры из гораздо большего количества регионов». ■

ЭНЕРГОСБЫТОВЫЕ КОМПАНИИ — НАИМЕНЕЕ ПОНЯТНЫЙ И ПРОЗРАЧНЫЙ СЕГМЕНТ СОЗДАВАЕМОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ПЕРЕДОВИКИ ПРОИЗВОДСТВА

