

# Обеспечение устойчивого развития электроэнергетики России в условиях рынка

Алексей Макаров, Федор Веселов, Евгения Волкова, Алла Макарова

Институт энергетических исследований РАН

Стремительный переход России к рыночной экономике в начале 1990-х гг. потребовал не менее интенсивной перестройки системы хозяйственных отношений в электроэнергетике: изменилась организационная структура отрасли с образованием и акционированием энергетических компаний (АО-энерго, АО-электростанций, РАО «ЕЭС России»), государственного концерна «Росэнергоатом», были созданы оптовый и розничный рынки электроэнергии, а также система государственного регулирования тарифов.

Серьезные изменения затронули сферу инвестиций, где государство практически не участвует в решении стратегических вопросов развития электроэнергетики, передав основные функции инвестиционной деятельности созданным энергокомпаниям. При этом, однако, не продуман вопрос адекватного обеспечения инвестирования при отсутствии прежней системы бюджетного финансирования. Нерациональная ценовая политика государства в отрасли (долгие годы усугублявшаяся неплатежами) привела к хроническому дефициту собственных инвестиционных ресурсов компаний. Высокие риски и низкая доходность вложений остались непреодолимым препятствием для частного капитала, который

в начале реформ представлялся основным источником средств для модернизации и устойчивого развития электроэнергетики.

В результате в 1991—2000 гг. произошло кратное сокращение инвестиций и еще более значительное сокращение вводов генерирующих мощностей и сетевых объектов. Резко снизилась эффективность использования средств — удельная стоимость вводов мощности возросла вдвое. Уменьшение инвестиционной активности в электроэнергетике в этот период стало основным фактором кризиса отечественного энергомашиностроения, электротехнической промышленности и энергостроительного комплекса, существенно подорвало их производственный и кадровый потенциал, привело к замораживанию разработки новых экономичных и экологичных технологий производства и передачи энергии. Сокращение инвестиционной деятельности негативно отразилось и на проектном комплексе отрасли.

Поскольку сжатие инвестиционной программы в 1991—1998 гг. происходило в условиях существенного снижения внутреннего потребления электроэнергии, это не привело к системному энергетическому кризису. Но в последнее пятилетие устойчивый рост экономики и элек-

тропотребления (при сохранении низкой инвестиционной активности) привел к быстрому «проеданию» избытков мощностей и все более интенсивной эксплуатации существующих электростанций, большая часть которых введена в строй еще в 1960—1970-х гг. и уже практически выработала свой ресурс. Дальнейшее развитие производственного потенциала и обновление стареющих фондов в условиях начавшегося экономического подъема требует резкой активизации инвестиционного процесса.

Первой ответной реакцией на этот вызов стал регламент планирования деятельности холдинга РАО «ЕЭС России» на пятилетний период, утвержденный приказом № 57 от 31.01.2002 г. Проведенные в 2002—2003 гг. два цикла разработки корпоративного баланса холдинга позволили сделать регулярной процедуру поиска согласованных инвестиционных решений и финансовых возможностей АО-энерго и АО-электростанций, устойчиво обеспечивающих растущую потребность страны в энергии.

В соответствии с динамикой макроэкономических показателей, предусмотренной энергетической стратегией России на период до 2020 г.<sup>1</sup> и скорректированной с учетом Программы социально-экономического развития Российской Фе-

<sup>1</sup> Энергетическая стратегия России на период до 2020 г. Утверждена распоряжением Правительства РФ № 1234-р от 28.08.2003 г.

дерации на среднесрочную перспективу (2003—2005 гг. и 2008 г.)<sup>2</sup>, прогнозируется рост электропотребления России от 903 млрд кВт·ч в 2003 г. до 975—990 млрд кВт·ч в 2008 г. и 1010—1035 млрд кВт·ч в 2010 г. Такой прогноз предполагает увеличение необходимой установленной мощности электростанций (в централизованной зоне электроснабжения) от 190 млн кВт в 2003 г. до 204—211 млн кВт в 2008 г. и 211—218 млн кВт в 2010 г.

Оценить масштаб ввода новых генерирующих мощностей в период до 2010 г. (при оптимистическом сценарии развития экономики) позволяет приведенный рисунок. Разность между ростом необходимой установленной мощности электростанций (линия 1) и прогнозируемой динамикой мощности действующих электростанций (линия 2) определяет требования к дополнительным мощностям: в 2008 г. — примерно 5 млн кВт, а к 2010 г. — до 14 млн кВт.

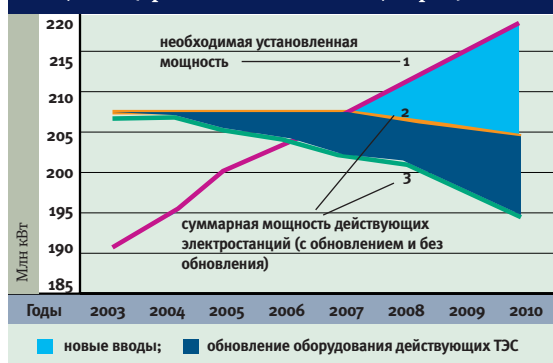
Однако реальная потребность в новых генерирующих мощностях заметно превышает эти масштабы, что обусловлено массовым старением оборудования электростанций и необходимостью своевременного принятия инвестиционных решений по его демонтажу, временной консервации, продлению срока службы или обновлению. В настоящее время техническая допустимость и экономическая эффективность продления сроков эксплуатации за счет проведения относительно недорогих мероприятий обоснована только для действующих ГЭС и АЭС, что позволяет до 2010 г. сохранять их мощность неизменной. Однако экономическая целесообразность продления сроков службы оборудования действующих КЭС (конденсационных электростанций) и ТЭЦ весьма спорна и в значительной степени связана с ценовой политикой, проводимой в топливных отраслях.

Рисунок иллюстрирует масштаб инвестиционных предложений АО-энерго и АО-электростанций по действующим ТЭС, рассмотренных при разработке корпоративного баланса холдинга. Снижение суммарной установленной мощности действующих электростанций из-за частичного демонтажа устаревшего оборудования ТЭС с целью его замены новым (линия 3) составит около 5 млн кВт в 2008 г., а к 2010 г. — 10 млн кВт. Более интенсивный демонтаж после 2008 г. связан с прогнозируемым ростом цен на газ и соответственно с повышением эффективности замены устаревшего оборудования газомасляных ТЭС (преимущественно КЭС) новым с применением прогрессивных технологий (в первую очередь ПГУ). При замене на угольных ТЭС эффективным будет использование традиционных паросиловых установок. Для остальной части оборудования ТЭС, достигающего паркового ресурса (мощностью около 60 млн кВт), предусмотрено продление срока его службы.

Как видно из рисунка, реальная потребность в новых генерирующих мощностях (разность между линиями 1 и 3) к 2010 г. при оптимистическом сценарии развития экономики возрастет до 14—24 млн кВт.

При разработке корпоративного баланса холдинга на 2004—2008 гг.<sup>3</sup> была проверена достаточность инвестиционных предложений по вводам на АЭС, ГЭС и ТЭС с позиции балансовых требований. С учетом территориального размещения потребителей и генерирующих источников, а также ограничений пропускной способности электрических сетей между ОЭС и отдельными энергосистемами, для поддержания балансов мощности и энергии потребность в новых генерирующих мощностях в целом по стране должна быть увеличена на 1,5—2,5 млн кВт (табл. 1)

**Оценка потребности в новой генерирующей мощности (при оптимистическом сценарии)**



по сравнению с данными, приведенными на рисунке.

К сожалению, из-за отсутствия достоверной исходной информации о стоимости нового строительства, обновления или продления срока службы действующих электростанций — что стало следствием резкого сокращения проектных работ в электроэнергетике за последнее десятилетие — в корпоративном балансе холдинга не удалось полностью обосновать инвестиционные решения, позволяющие наиболее эффективно обеспечить нужный объем ввода новых генерирующих мощностей до 2010 г.

В табл. 2 дана оценка потребности в инвестициях на развитие электроэнергетики в период до 2010 г. применительно к приведенным в табл. 1 масштабам ввода генерирующих мощностей. Как видно из таблицы, уже в ближайшие пять-шесть лет потребуются кратное увеличение капиталовложений в отрасль, а в следующем десятилетии энергетической стратегией предусмотрены еще более интенсивные темпы роста инвестиционных запросов.

Между тем в отрасли по-прежнему отсутствуют экономические условия для реализации столь масштабной инвестиционной программы. Выполненная при разработке корпоративного баланса на 2004—2008 гг. оценка инвестиционных предложений отдельных ДЗО холдинга показала, что при сохранении заданных государством в программе социально-экономического развития

<sup>2</sup> Программа социально-экономического развития РФ на среднесрочную перспективу (2003—2005 гг. и 2008 г.). Утверждена распоряжением Правительства РФ № 1163-р от 15.08.2003 г.

<sup>3</sup> Корпоративный баланс холдинга ОАО «РАО «ЕЭС России»» на 2004—2008 гг. Одобрен на заседании правления ОАО «РАО «ЕЭС России»», протокол № 935/3 (п. 3.1) от 22.12.2003 г.

**Таблица 1. Требуемые вводы генерирующих мощностей (оптимистический сценарий развития экономики), млн кВт**

	Отчетные за 2001—2003 гг.	Ожидаемые в 2004—2005 гг.	Всего 2001—2005 гг.	Прогноз					Всего 2006—2010 гг.
				2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	
Всего вводов, в том числе:	4,06	4,58	8,64	4,42	4,72	4,35	5,46	6,47	25,44
АЭС	1,00	1,00	2,000		1,00		1,00		2,00
ГЭС	0,79	0,79	1,58	0,84	0,73	0,20	—	0,11	1,90
ТЭС, из них:	2,27	2,79	5,06	3,58	2,99	4,15	4,46	6,36	21,54
- новые вводы				1,82	2,09	1,45	1,39	1,18	7,93
- обновление действующих ТЭС				1,76	0,90	2,7	3,07	5,18	13,61

**Таблица 2. Оценка инвестиционных потребностей электроэнергетики, млрд долл.**

	Отчетные за 2001—2003 гг.	Ожидаемые в 2004—2005 гг.	Всего 2001—2005 гг.	Прогноз					Всего 2006—2010 гг.
				2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	
Всего по электроэнергетике, в том числе:	7,9	7,5	15,0	3,9	4,4	5,1	5,6	6,0	24,9
АЭС	2,6	2,0	4,5	1,0	1,2	1,4	1,5	1,6	6,9
ГЭС				0,3	0,2	0,2	0,4	0,6	1,7
ТЭС, из них:	3,6	3,4	7,0	1,5	1,9	2,2	2,4	2,5	10,4
- обновление				0,3	0,3	0,3	0,7	1,0	2,6
Электрические сети	1,7	2,1	3,8	1,0	1,1	1,2	1,3	1,3	6,0

темпов роста цен на электроэнергию финансированием могут быть обеспечены менее половины вводов. При этом у многих АО-энерго и АО-электростанций инвестиционных ресурсов недостаточно даже для продления сроков службы и обновления устаревшего оборудования.

Таким образом, успешное решение проблемы устойчивого развития электроэнергетики уже в ближайшие годы потребует принципиального изменения ценовой политики, радикального пересмотра системы управления развитием, качественного улучшения эффективности инвестиционного процесса.

Понимая важность этого вопроса, правительство продолжает реформирование электроэнергетики, поскольку именно незавершенность процесса была одной из главных причин инвестиционного кризиса прошедшего десятилетия. Программа реформирования, одобренная

Правительством РФ в 2001 г., рассматривает повышение инвестиционного потенциала отрасли как главный стратегический приоритет.

Роль основных инструментов реформы программа отводит либерализации рынка электроэнергии и переходу к конкурентному ценообразованию. Как показывает мировой опыт, конкуренция действительно благоприятно влияет на инвестиционный фон отрасли. Формирование цен на основе текущего баланса спроса и предложения позволит преодолеть сложившуюся в последние десятилетия политику сдерживания цен. Одновременно конкурентная борьба включит реальные, а не административные механизмы повышения эффективности и снижения затрат в отрасли, что создаст дополнительные резервы для накопления инвестиционных ресурсов.

Однако конкуренция сама по себе не решит проблемы капитальных вложений. Анализ работы различных

схем организации действующих конкурентных рынков показывает, что ни один из них пока не способен давать адекватные и, главное, заблаговременные ценовые сигналы для инвестиций. Обеспечение устойчивого развития таких инфраструктурных отраслей, как электроэнергетика и газовая промышленность, в условиях конкуренции уже стало общемировой проблемой, что, в частности, нашло отражение в материалах Мирового энергетического конгресса, прошедшего в сентябре 2004 г.<sup>4</sup>

Условия реформирования электроэнергетики в России отличаются от остальных стран, где либерализация обычно происходила при наличии значительных избытков генерирующих мощностей. Как показано на рисунке, избытки мощностей в России сравнительно невелики и будут исчерпаны как раз ко времени начала работы целевой модели рынка, когда перед отраслью вплотную встанет масштабная проблема фи-

<sup>4</sup> Energy Market Reform, World Energy Council, 2004.

нансирования. Поэтому реформа не может ограничиваться только сферой функционирования электроэнергетики с ориентацией на повышение текущей эффективности энергоснабжения.

Успех и долгосрочный эффект реформ будут обеспечены только при создании системы организационных и экономических мер по поддержанию стабильной инвестиционной деятельности (вне зависимости от краткосрочных колебаний рыночной конъюнктуры) и координации инвестиционных решений участников конкурентного рынка, направленной на обеспечение стратегической устойчивости энергоснабжения, что позволит поддержать баланс интересов государства и бизнеса. Основными составляющими этой системы должны стать:

- информационное обеспечение инвестиционного процесса, необходимое для принятия обоснованных решений участниками рынка, включая прогнозы спроса и потенциальных зон дефицита, долгосрочные прогнозы цен на электроэнергию, прогнозы ресурсов и цен на топливо и пр.;

- снижение рисков частных инвестиций за счет системы финансовых гарантий, предоставляемых на реализацию проектов обновления действующих или строительства новых электростанций, которые определяются системой долгосрочных прогнозов;

- в ограниченной степени — софинансирование (на конкурсной и возвратной основе) проектов общесистемной важности, необходимых для развития и интеграции ЕЭС России, а также проектов, направленных на реализацию государственных приоритетов развития (новые технологии, угольная и атомная энергетика), которые определены энергетической стратегией до 2020 г.

Фактически при реформировании рынка необходимо создать систему поддержания стратегического резерва генерирующих мощностей, обладающую достаточными финансовыми ресурсами, которые могут

быть сформированы за счет целого ряда источников, включая:

- введение платы за стратегический резерв на конкурентном рынке, которая позволит заблаговременно предотвращать возникновение дефицитов мощности в энергосистемах, одновременно обеспечивая аккумуляцию средств на развитие как пиковых, так и базисных источников электроэнергии;

- специальные акцизы, вводимые в отраслях ТЭК для реализации задач энергетической стратегии (например, акциз на использование газа на ТЭС), которые позволят выровнять конкурентные позиции парогозовых и альтернативных (угольных и атомных) источников, обеспечивая целевую поддержку новых проектов АЭС и угольных ТЭС;

- дополнительные отчисления генерирующих компаний и частных инвесторов, применяемые для формирования системы финансовых гарантий по проектам (снижения рисков инвестиций);

- механизм самофинансирования за счет возврата средств от продажи на рынке готовых объектов или от арендных платежей при их передаче в лизинг.

Данные ресурсы должны использоваться целевым образом (в виде финансовых гарантий или прямых капиталовложений) для заблаговременной поддержки инвестиционных проектов с учетом прогнозируемой динамики дефицитов мощности по ОЭС и отдельным энергосистемам. При этом в переходный период в отрасли появится замыкающий инвестор, что будет способствовать росту инвестиционной активности самих компаний и внешних инвесторов. Таковую функцию часто выполняют международные финансовые организации (МБРР, ЕБРР, МФК), участие которых обеспечивает частным инвесторам требуемый уровень стабильности и способствует последующему росту внешнего финансирования.

Создание подобной «системной» функции управления развитием от-

расли не противоречит логике либерализации рынка. Ее аналог законодательно закреплён и организационно реализован в системе управления электроэнергетикой, где системный оператор (совместно с ФСК и АТС) координирует оперативные решения участников рынка и отвечает за обеспечение надежности энергоснабжения. Основным механизмом реализации этой функции является поддержание оперативного резерва мощностей с оплатой системных услуг участников рынка по регулируемой или конкурентной (в случае запуска конкурентного рынка резервов) цене.

Более того, существующая законодательная база реформы предполагает организационное объединение «системных» функций по управлению развитием и функционированием в рамках деятельности системного оператора, что в условиях конкурентного рынка позволит сформировать единый центр ответственности за надежность и стратегическую устойчивость энергоснабжения, тем самым обеспечив требуемую управляемость электроэнергетики как ключевого сектора национальной экономики.

В заключение необходимо подчеркнуть, что ориентация реформы электроэнергетики России на долгосрочные задачи устойчивого развития выделяет ее из ряда более или менее успешных попыток либерализации рынка, изменения структуры собственности и реструктуризации компаний. Впервые в практике реформирования повышение эффективности функционирования отрасли становится не целью, а лишь средством. Именно поэтому ожидаемые экономический эффект и политический успех реформы полностью зависят от того, будут ли традиционные меры по либерализации рынка сопровождаться запуском мощных механизмов координации и поддержания устойчивого инвестиционного процесса, стимулирования частных вложений, активного взаимодействия государства и бизнеса в сфере управления развитием. **3 P**