



Л. В. ВОЛКОВ

К.э.н., доцент кафедры «Экономика и антикризисное управление» ФГОБУВПО «Финансовый университет при правительстве Российской Федерации», член Консультационного совета акционеров ОАО «Банк ВТБ», занимался разработкой отраслевых программ по заказу федеральных министерств, реализацией крупных проектов в строительной отрасли. Является специалистом в области экономики корпоративных структур, экономики отраслей, логистики, управления проектами. Проводит тренинги в системе повышения квалификации кадров, ведет занятия в магистратуре по программе «Антикризисное бизнес-регулирование».

т. 89262163 810

E-mail: volk2000@mail.ru

В статье анализируются результаты реформирования электроэнергетики. В наибольшей степени не решены две ключевые задачи: создание конкурентного рынка электроэнергии, цены которого не регулируются государством, а формируются на основе спроса и предложения его участников, и привлечение средств частных инвесторов для обновления генерирующих мощностей. К сожалению, новым собственникам выгоднее максимизировать краткосрочную прибыль за счет роста цен на электроэнергию, чем заниматься обновлением производственных мощностей, ликвидируя дефицит электроэнергии. Реформа только заложила правовые, экономические, технологические и инфраструктурные основы для создания эффективной, надежной, конкурентоспособной отрасли, необходимо развитие конкурентных отношений, совершенствование тарифного регулирования, обеспечение равенства всех участников отрасли.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

электроэнергетика, реструктуризация отрасли, государственное регулирование, инвестиционная стратегия, энергоёмкость экономики.



Е. В. ХОДЯЧИХ

Выпускница 2010 г. ФГОБУВПО «Финансовый университет при правительстве Российской Федерации» по специальности «Антикризисное управление», в настоящее время работает финансовым контролером в ЗАО «Перно Рикар Русь». Победитель научного студенческого конгресса 2010 г. Финансового университета при правительстве Российской Федерации по круглому столу «Антикризисное управление как инструмент модернизации экономики».

E-mail:

econom@fa.ru

Реформирование электроэнергетики России: промежуточные итоги и дальнейшие планы

Электроэнергетика является базовой инфраструктурной отраслью национальной экономики любого государства. От того, насколько надежно и эффективно будет функционировать электроэнергетика, бесперебойно осуществляться снабжение электроэнергией хозяйствующих субъектов и населения, зависит поступательное и устойчивое развитие национальной экономики, а также энергетическая безопасность государства. Еще в XX веке известным академиком, лауреатом Нобелевской премии по физике П. Л. Капицей была впервые обнаружена жесткая корреляция между удельной энерговооруженностью государства, с одной стороны, и уровнем социально-

экономического развития и индексом человеческого развития, с другой стороны. Коэффициент детерминации ВВП на душу населения, рассчитанный на основе валютных курсов и энергопотребления для 77 стран мира, превысил 0,831 [9, с. 21]. Устойчивая современная экономика немыслима без мощного энергетического комплекса.

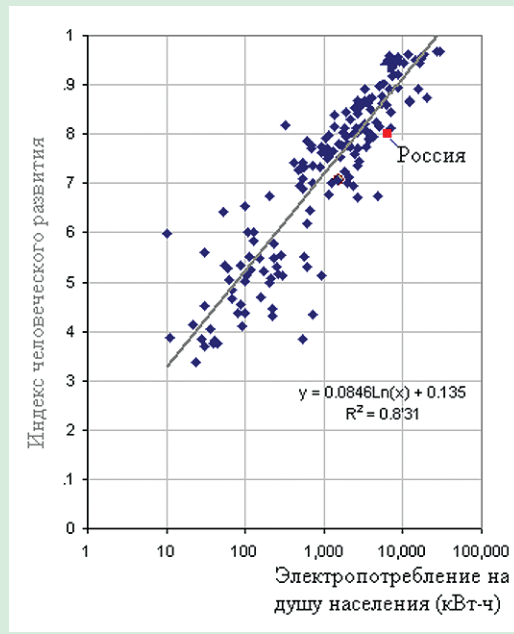
Согласно данным Минэнерго России, к концу 2009 г. общая установленная мощность энергосистемы РФ составляла 211,8 ГВт, из них доля тепловых электростанций – около 70%, гидравлических – 20%, атомных – более 10% энергетического потенциала. Более 90% производственного потенциала электроэнергетики России

объединено в Единую энергетическую систему (ЕЭС), которая охватывает всю населенную территорию страны от западных границ до Дальнего Востока и является одной из крупнейших в мире централизованно управляемых энергосистем. Основу системообразующих сетей Единой энергетической системы России составляют линии электропередачи класса напряжения 220 кВ и выше (ЛЭП) и распределительные сети класса напряжения 110 кВ и ниже. Годовой объем производства электроэнергии в стране в 2009 г. составил 978,6 млрд кВт·ч, объем потребления за тот же период составил 964,4 млрд кВт·ч. Около 70% в структуре потребления электроэнергии занимают промышленные потребители, более 20% – бытовой сектор. По итогам 2009 г. объем производства тепловой энергии в стране составил 594,5 млрд кВт·ч, гидроэнергетики 175,2 млрд кВт·ч и атомной энергии – 163,3 млрд кВт·ч. Ежегодно электростанции РФ потребляют следующие объемы топлива: газа – около 150 млрд куб. метров, угля – около 130 млн тонн, мазута – около 6 млн тонн [10].

Россия является частью мирового энергетического рынка и занимает одно из ведущих мест в мировой системе оборота энергоресурсов. Согласно данным, представленным в ежегодном докладе «International Energy Outlook», она занимает четвертое место в мире по выработке электроэнергии после США, Китая и Японии и одно из первых мест по запасам и объемам добычи природного газа и угля. Российская атомная энергетика составляет двадцатую часть мирового рынка атомной электрогенерации, 15% мирового рынка реакторостроения, 45% мирового рынка обогащения урана, 15% мирового рынка конверсии отработанного топлива и обеспечивает 8% мировой добычи природного урана [8, с. 48]. Значительные запасы энергоресурсов, сосредоточенные на территории страны, определяют ее существенную роль во всех энергетических сценариях. Однако само наличие ресурсов еще не обещает устойчивого развития отрасли. Более того, экстенсивный вариант функционирования экономики несостоятелен и требует переосмысления роли энергетического сектора в жизни общества, пересмотра системы взаимоотношений отрасли и государства.

Запас прочности, заложенный в советские годы, к концу прошлого десятилетия подошел к предельному уровню, и состояние отрасли стало представлять серьезную угрозу экономической безопасности страны. Эта проблема была обострена в энергетической стратегии России на период до 2020 г.: «В долгосрочной перспективе сам топливно-энергетический комплекс может

Рис. 1.
 Корреляция между индексом человеческого развития и энергопотреблением



не выдержать своей ведущей роли «локомотива» и «донора» российской экономики не в силу истощения самих природных ресурсов, а в силу технологических и финансовых ограничений, сдерживающих не только расширенное, но подчас и простое воспроизводство энергетического потенциала, которое становится все более капиталоемким» [1].

Таким образом, дальнейшее развитие электроэнергетики стало немислимым без качественного изменения всей системы управления, способствующего обновлению генерирующих мощностей и электрических сетей, повышению эффективности отрасли, снижению энергоемкости ВВП, обеспечению надежного и безопасного энергоснабжения потребителей.

Идеи реформирования электроэнергетики в России возникали еще в начале 90-х гг., но по разным причинам были отклонены. В 1998–1999 гг. РАО «ЕЭС России» под руководством А. Б. Чубайса разработало новую модель реструктуризации отрасли, основанную на дроблении интегрированных энергокомпаний. Однако и этот подход был признан спорным и не принят акционерами компании. Тем не менее данная модель послужила началом разработки альтернативных вариантов реформирования электроэнергетики и была воплощена в действующую концепцию реформы.

Согласно ей, главная цель реструктуризации – привлечение инвестиционных ресурсов путем повышения эффективности и прозрачности струк-

тур отрасли – достигалась с помощью разделения естественномонопольных (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентных (производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис) функций. При этом передача энергии по магистральным и распределительным сетям как монопольная деятельность оставалась в государственной собственности, а всем участникам рынка был бы обеспечен недискриминационный доступ к услугам естественных монополий. В обозримой перспективе предполагалось сформировать полностью либерализованные (открытые) оптовые и розничные рынки электроэнергии.

Этот вариант был положен в основу постановления правительства от 11 июля 2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» – базового документа реструктуризации, который на правительственном уровне определил ключевые принципы и задачи реформирования, а также его основные направления и этапы. Согласно вышеуказанному постановлению, реструктуризация электроэнергетической отрасли должна быть полностью завершена к 2011 г., однако основные мероприятия к настоящему времени уже закончены. Каркас новой электроэнергетики практически сформирован. Оставшееся время необходимо для совершенствования инфраструктуры, адаптации компаний к работе в рыночных условиях, наращивания инвестиционного потенциала участников отрасли. Попытаемся дать комплексную оценку проведенной реструктуризации.

В результате была изменена система государственного регулирования отрасли, создана технологическая и коммерческая инфраструктура рынка электроэнергии, появились новые участники рыночных отношений, сформирован рынок электроэнергетических услуг. Изменилась и структура отрасли: было осуществлено разделение естественномонопольных (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентных (производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис) функций. Вместо прежних вертикально интегрированных компаний, выполнявших все эти функции, созданы структуры, специализирующиеся на отдельных видах деятельности (генерация, передача электроэнергии и другие) и контролирующие соответствующие активы. По масштабу профильной деятельности они превосходят прежние монополии регионального уровня, так как объединяют либо профильные предприятия нескольких регионов, либо являются общероссийскими. Магистральные сети перешли под контроль Федеральной сетевой компании, распределительные сети

интегрированы в межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК), функции и активы региональных диспетчерских управлений были переданы общероссийскому Системному оператору (СО ЕЭС). Активы генерации в процессе реформы объединились в межрегиональные компании двух видов: генерирующие компании оптового рынка (ОГК) и территориальные генерирующие компании (ТГК). ОГК объединили электростанции, специализированные на производстве почти исключительно электрической энергии. В ТГК вошли главным образом теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), которые производят как электрическую, так и тепловую энергию. Шесть из семи ОГК сформированы на базе тепловых электростанций, а одна (РусГидро) – на основе гидрогенерирующих активов.

В силу объективных причин реформа носит поэтапный характер, который нашел свое отражение в многочисленных нормативно-правовых актах, позволивших создать целевую структуру отрасли, перейти к рыночным методам управления. К настоящему времени сформирована достаточная законодательная база: действуют 9 федеральных законов, 26 постановлений и 9 распоряжений правительства, более 30 приказов Минэнерго России и Федеральной службы по тарифам. Тем не менее в 2009 г. были скорректированы многие принятые ранее правовые акты, так как их практическое применение потребовало детального разъяснения спорных моментов. Например, постановление правительства РФ № 411 от 10 мая 2009 г. «О внесении изменений в Правила функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики» – в части уточнения правил трансляции нерегулируемых цен; постановление правительства РФ № 118 от 14 февраля 2009 г. «О внесении изменения в Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» – в части льготных сроков и условий оплаты присоединения мелких потребителей [2, 3].

В целях надежного функционирования электроэнергетики 22 февраля 2008 г. распоряжением правительства РФ № 215-р была одобрена Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. Данный план размещения электростанций и электросетевых объектов на период до 2020 г. подготовлен на основе прогнозов электропотребления по РФ в целом и ее регионам. Принцип разумной избыточности сетевой инфраструктуры, предусмотренный Генеральной схемой, позволяет не только обеспечить надеж-

ное электроснабжение потребителей, но и гарантировать инвестору при строительстве электростанций свободное подключение к сетям ЕНЭС и минимальные расходы на мероприятия, обеспечивающие выдачу мощности электростанций. Это особенно важно для тепловых электростанций, которые будут сооружаться только за счет средств частного капитала. Основная часть вводимой мощности по-прежнему будет обеспечиваться крупными конденсационными электростанциями, использующими газ или уголь.

На второе полугодие 2010 г. запланировано подписание новых версий договоров о предоставлении мощности, завершится работа над серией документов, регулирующих долгосрочный рынок, – документов, определяющих условия и рамки развития электроэнергетики в новом десятилетии. Таким образом, совершенствование правовых основ функционирования отрасли происходит постоянно.

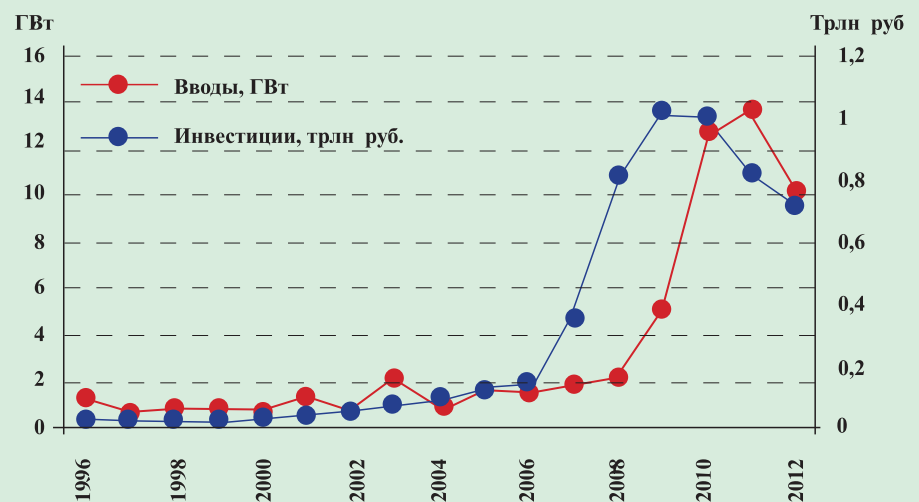
Благодаря тщательной законодательной проработке переход к новой структуре, смена собственников в некоторых компаниях и формирование рыночных отношений не оказали влияния на надежность электро- и теплоснабжения. Активная подготовительная работа, предшествовавшая осенне-зимнему периоду 2008–2009 гг., и постоянный контроль за ходом выполнения комплекса мероприятий позволили пройти данный этап с высоким уровнем надежности. Для потребителей преобразования в отрасли практически не ощущались, так как особое внимание было уделено защите интересов населения: для него сохраняется поставка электроэнергии только по регулируемым тарифам при жестком контроле со стороны органов федеральной и региональных властей над деятельностью гарантирующих поставщиков [11].

В то же время возникли проблемы с реализацией инвестиционной стратегии реформирования отрасли. Весь процесс реформирования ставил главной целью привлечение масштабных частных инвестиций в отрасль для обеспечения надежной базы развития страны и ликвидации возможного энергодефицита. Инвестиционной программой холдинга РАО «ЕЭС России» на 2008–2012 гг. предполагалось ввести в строй 43,9 ГВт генерирующих мощностей с общим объемом инвестиций 4,4 трлн руб., из которых 4,2 трлн руб. планировалось вложить в сети, тепло- и гидрогенерацию [11].

На рисунке 2 представлена фактическая и планируемая динамика вводов и инвестиций (до 1998 г. – в неденоминированных рублях) по холдингу РАО «ЕЭС России». Значения вводов и инвестиций на 2008–2012 гг. соответствуют новой целевой структуре отрасли, сложившейся после ликвидации холдинга РАО «ЕЭС России» [5].

Однако в 2009 г. общий объем вводов генерирующих мощностей составил всего лишь 1,5 ГВт, в том числе энергокомпаниями с государственным

Рис. 2
Динамика вводов и инвестиций (в текущих ценах) по холдингу РАО «ЕЭС России» в 1996–2012 гг.



участием – 0,5 ГВт, частными энергокомпаниями – 1,0 ГВт. Для сравнения: в кризисном 1990 г. ввод генерирующих мощностей составил 4,2 ГВт [4, с. 63-65].

По итогам 2008 г. мощности электростанций России составили 225,5 ГВт, в том числе мощности тепловых – 155,1 ГВт, гидроэлектростанций – 47,1 ГВт, атомных – 23,3 ГВт. Динамика мощностей электростанций России в 1990–2000-е гг. показана на рисунке 3 [10].

Надо учесть, что 76,8% мощностей ГЭС России, 59% мощностей ТЭС России старше 30 лет, 79,6% мощностей АЭС России старше 20 лет (см. рис. 4). Высокая степень износа генерирующих мощностей также ведет к невысокому КПД переработки топлива в электроэнергию. Так, КПД ТЭС России составляет всего лишь 36,6% при 40–45% в зарубежных странах. Таким образом, около 10% потребляемого ТЭС топлива в России сжигается впустую [10].

Страна в ближайшие 20 лет столкнется с массовым выбытием производственных мощностей в электроэнергетике (см. рисунок 5) [10]. Следовательно, без масштабного замещения новыми производственными мощностями выбывающих

какой-либо экономический рост национальной экономики в ближайшие два десятилетия невозможен.

В этих условиях ввод энерго мощностей в 2009 г. на 1,5 ГВт при потребности ввода энерго мощностей в 171 ГВт к 2030 г. при базовом варианте развития энергетики является «небольшой каплей в огромном море». В этих условиях страна уже в ближайшее время может столкнуться с угрозой так называемого «креста Чубайса» (это две скрещивающиеся линии, одна из которых – выбытие мощностей – уходит вниз, другая – рост энергопотребления – уходит вверх), когда спрос на электроэнергию со стороны хозяйствующих субъектов и населения будет больше имеющихся производственных мощ-

электроэнергию вследствие естественного выбытия производственных мощностей и увеличения ее дефицита будут стремиться вверх? К тому же следует учесть, что спрос на электроэнергию является неэластичным, так как электроэнергия как товар не имеет альтернатив.

К сожалению, прошедшие два года после завершения деятельности РАО «ЕЭС России» показывают, что новым собственникам выгоднее придерживаться второй стратегии и максимизировать краткосрочную прибыль за счет роста цен на электроэнергию, чем заниматься обновлением производственных мощностей, ликвидируя дефицит электроэнергии. Об этом свидетельствует опережающий рост цен на электроэнергию и невыполнение инвестиционных программ.

Еще одна проблема, которая должна быть решена в сочетании с обновлением производственных мощностей электроэнергетики России, – высокая энергоемкость отечественной экономики. На доллар создаваемого ВВП отечественная экономика потребляет условного топлива в 3–4 раза больше, чем страны ОЭСР, и в 2,5 раза больше, чем весь мир в среднем (рис. 6) [12].

Рассмотрим проблемные моменты, оказавшие существенное влияние на течение и результат реформы электроэнергетики.

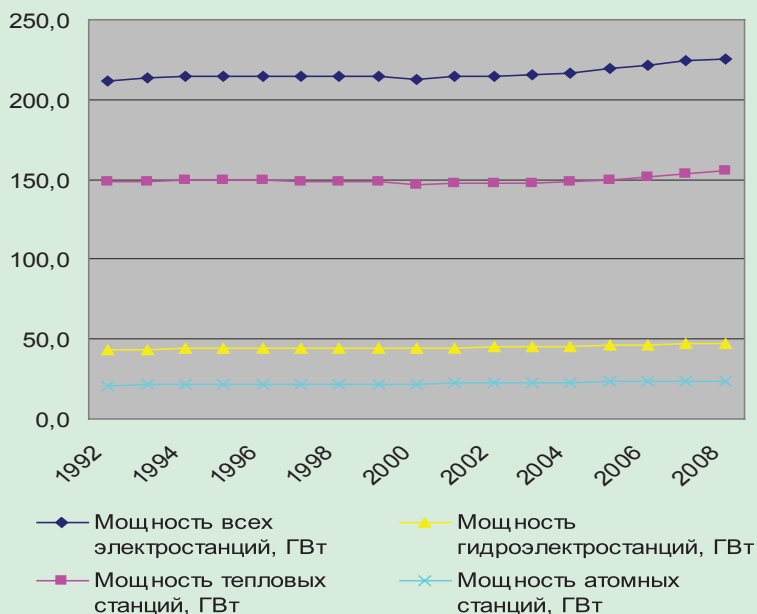
1. Снижение спроса на продукцию отрасли. В Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики был обозначен рост энергопотребления на уровне 4,5%. Все планы в энергетике строились на основе этого роста, однако даже в ближайшие несколько лет из-за кризисных явлений в экономике он не будет достигнут. По итогам 2008 г. электропотребление увеличилось лишь на 1,9%, но это стало следствием роста экономики в течение первых трех кварталов, до влияния мирового финансово-экономического кризиса на экономику России. Экономический кризис привел к тому, что по итогам 2009 г. спрос на электроэнергию упал на 4,7% к уровню 2008 г. Несмотря на восстановление уровня производства и потребления электроэнергии в конце 2009 г., первоначальных прогнозов достичь не удастся.

В связи с этим возникла необходимость корректировки Генеральной схемы размещения. Если ее первоначальный вариант предполагал спрос на электроэнергию в 2020 г. 1710 млрд кВт·ч в год, то скорректированная версия предполагает 1388 млрд кВт·ч в год при максимальном варианте и 1288 млрд кВт·ч в год при базовом варианте. Объем потребления электроэнергии в 2009 г. составил 964,4 млрд кВт·ч. Отрицательный рост стал прямым результатом ошибочных плановых расчетов, а также финансово-экономического кризиса, который повлек за собой сокращение объемов энерго-

ностей, которые, в свою очередь, будут постоянно сокращаться из-за выбытия.

Превышение спроса на электроэнергию над все более уменьшающимся ее предложением по любым законам рыночной экономики приведет к увеличению цен. И сразу же возникает вопрос: что для новых собственников генерирующих компаний (ОГК и ТГК), образованных в результате реформирования РАО «ЕЭС России», будет выгоднее – максимизировать долгосрочную прибыль, наращивая производственные мощности и обеспечивая постоянный баланс спроса и предложения электроэнергии, что потребует огромных дополнительных инвестиций, в том числе за счет собственных средств, или максимизировать краткосрочную прибыль за счет того, что цены на

Рис. 3
Динамика мощностей электростанций России, ГВт



потребления, а через финансовую спираль и резкое снижение ликвидности в отрасли.

2. Цена строительства мощностей, которая была заложена в проект инвестиционной программы РАО «ЕЭС России», оказалась в полтора раза ниже, чем реальная цена строительства мощностей, сложившаяся на рынке из-за бума энергетического строительства.

на производителей и ставит под угрозу надежность энергоснабжения потребителей.

Таким образом, фактически объем привлеченных в отрасль инвестиционных ресурсов оказался заметно меньше, чем было предусмотрено первоначальными плановыми показателями. Под вопросом оказалась реализация многих промышленных проектов, для обеспечения которых

Рис. 4
Износ генерирующего оборудования в электроэнергетике

Оборудование ГЭС России

Всего		Срок эксплуатации от 30 до 50 лет			Срок эксплуатации более 50 лет		
Кол-во агрегатов (шт.)	Мощность (ГВт)	Кол-во агрегатов (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля от общей мощности ГЭС	Кол-во агрегатов (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля от общей мощности ГЭС
510	22,6	173	22,6	56,8%	196	8,3	20,9%

Оборудование АЭС России

Всего		Срок эксплуатации до 20 лет			Срок эксплуатации от 20 до 40 лет		
Кол-во агрегатов (шт.)	Мощность (ГВт)	Кол-во агрегатов (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля от общей мощности АЭС	Кол-во агрегатов (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля от общей мощности АЭС
39	5,0	5	5,0	20,4%	34	19,5	79,6%

Оборудование ТЭС России

Всего			Срок эксплуатации от 30 до 50 лет				Срок эксплуатации более 50 лет			
Котлов (шт.)	Турбин (шт.)	Мощность (ГВт)	Котлов (шт.)	Турбин (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля, %	Котлов (шт.)	Турбин (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля, %
3136	2180	145,3	1847	955	75,6	52%	669	360	10,2	7%

3. Смещение акцентов с газа на другие источники энергии. Согласно Генеральной схеме, ввод новых мощностей предполагался преимущественно на газе. Но, как известно, осенью 2006 г. В. В. Путин задал иной вектор – смещение акцентов с газа на другие источники энергии (в частности, на уголь). Строительство угольных электростанций дороже и дольше по времени, поэтому первоначальный расчет потребности в инвестиционных ресурсах также должен быть скорректирован.

4. Значительное удорожание заемных средств. Проценты по заемным денежным средствам держатся на уровне 14–16% годовых, поэтому желание скорректировать крупные инвестиционные программы представляется вполне логичным. Падение рыночной капитализации энергокомпаний также усложняет проблему их кредитования.

5. Рост неплатежей в отрасли. На оптовом рынке задолженность перед производителями электроэнергии на 1 июля 2010 года составляет 22,5 млрд руб., на розничном перед гарантирующими поставщиками – 97,9 млрд руб. [6]. Рост неплатежей означает усиление долговой нагрузки

электроэнергией планировалось и велось строительство генерирующих и сетевых объектов. Объемы вводов мощностей по ряду генерирующих компаний в пятилетний период могут быть снижены на 20%, а сроки по ним – перенесены. В результате пересмотра планов по новым вводам возможно снижение стоимости инвестиционной программы на 1 трлн руб. [7].

Текущая ситуация потребовала срочной корректировки планов. Предельный уровень цен (тарифов) на продукцию и услуги субъектов естественных монополий, а также прогноз роста энергопотребления были пересмотрены. Динамика последнего была зафиксирована на уровне 0,4% в 2010 г., 1,8% – в 2011 г., 3,1% – в 2012 г. (против 4% по базовому сценарию Генеральной схемы). Новая инвестиционная программа электроэнергетики на 2010 г. сформирована с учетом сценарных условий социально-экономического развития РФ.

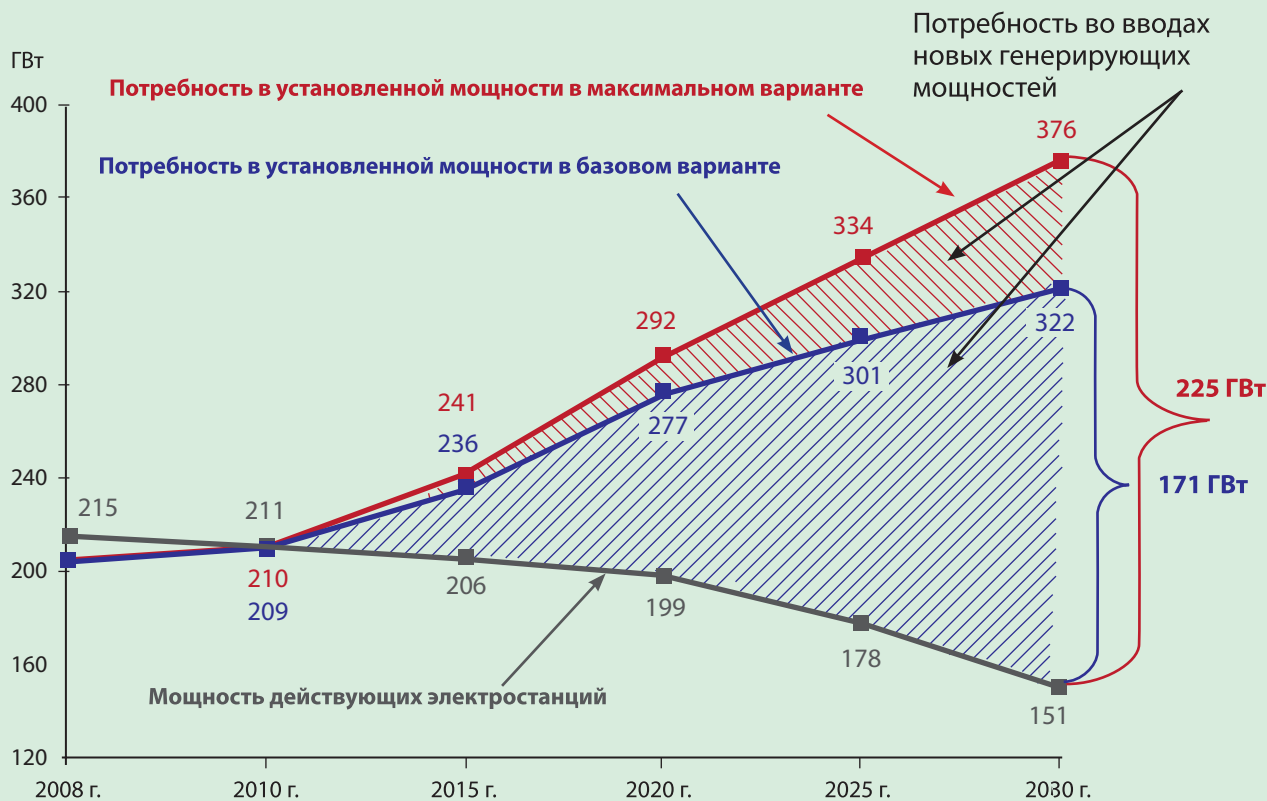
Общий объем инвестиций в электроэнергетику в 2010 году составит 780,2 млрд рублей, в том числе 601,8 млрд рублей – для компаний с участием в уставном капитале РФ (ОАО «ФСК», ОАО «МРСК Холдинг», ОАО «Концерн Энергоатом»,

ОАО «РусГидро», ОАО «РАО ЕЭС Востока», ОАО «Интер РАО ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС»), что на 5,5% ниже прогнозных значений, предусмотренных Инвестиционной программой на 2006-2010 гг. [10].

Также предусмотрен ввод генерирующих мощностей в объеме 5,7 ГВт, из которых 3,8 ГВт составят энергообъекты частных ОГК/ТГК; ЛЭП –

производств, разработка новых энергосберегающих технологий и вывод устаревших мощностей. Фактически за период 2000–2008 гг. энергоёмкость ВВП снижалась более чем на 4% в год. В 2007 г. был достигнут уровень производства 1990 г., но при этом количество энергии, приходящейся на единицу ВВП, уменьшилось на 35%.

Рис. 5
Прогноз потребности во вводах энергетических мощностей, ГВт



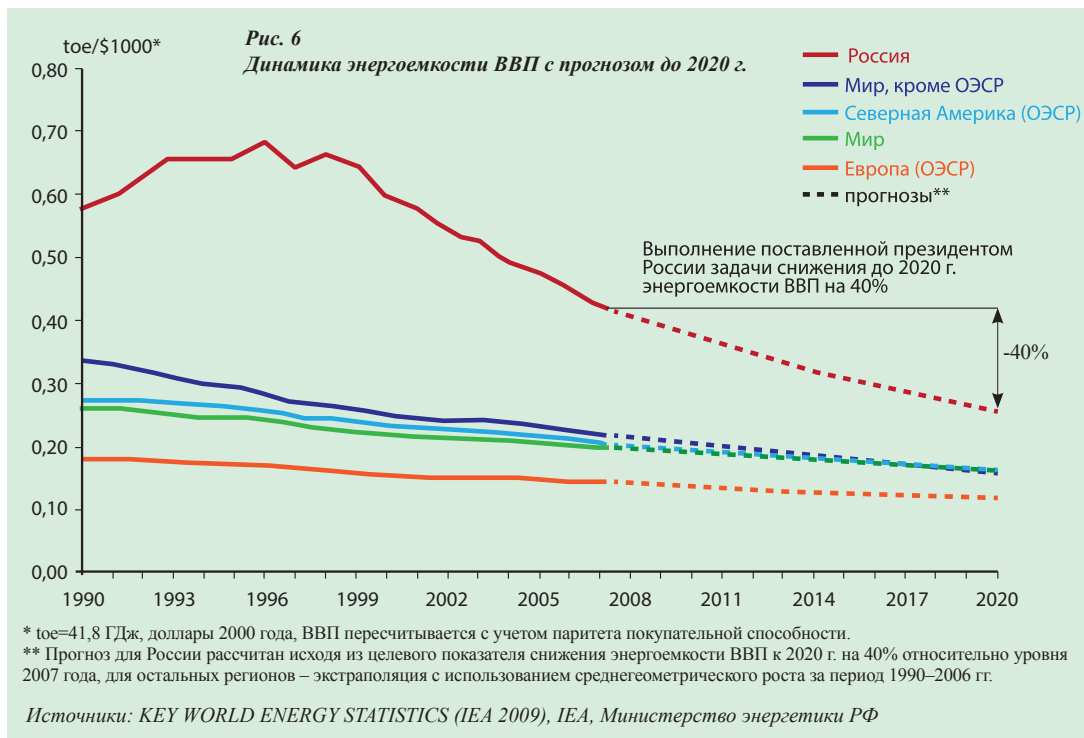
14 455 км (в том числе объектов ЕНЭС – 3043 км, региональных сетей – 11 412 км) и 15 428 МВА трансформаторных мощностей. Данный показатель на 70% меньше утвержденного первоначально. Ввод новых мощностей планируется сохранить в ближайшие три года на уровне не ниже 2008 г., что в 6,16 раза ниже планов, разработанных на 2006–2010 гг. Общий объем финансирования инвестиционной программы на 2010 г. составляет 825,5 млрд руб., что почти в 4 раза больше, чем в 2009 году. Общий ввод генерирующих мощностей, предусмотренный инвестиционной программой на 2006–2010 гг., составляет 19,2 ГВт на 2010 г. [10].

Реализация программы реформирования также предусматривает общее сокращение энергоёмкости российского ВВП в 2007–2009 гг. примерно на 15%, чему должны способствовать сокращение потерь и прямая экономия энергоресурсов, структурные сдвиги в сторону менее энергоёмких

Однако это снижение было обусловлено кардинальными структурными изменениями в экономике, а не технологическим фактором, вклад которого составлял максимум 1%. В результате реального снижения энергоёмкости производства не произошло, но наметились некоторые позитивные сдвиги в сторону менее энергоёмких производств и вывод устаревших мощностей.

Таким образом, ни одна цель, первоначально поставленная реформой, пока еще не достигнута в полной мере. В наибольшей степени не решены две ключевые задачи реформы – создание конкурентного рынка электроэнергии (мощности), цены которого не регулируются государством, а формируются на основе спроса и предложения, а его участники конкурируют, снижая свои издержки, и привлечение средств частных инвесторов для обновления генерирующих мощностей.

Однако реформой были заложены правовые,



экономические, технологические и инфраструктурные основы для создания эффективной, надежной, конкурентоспособной отрасли. На современном этапе необходимо продолжать заданную динамику развития электроэнергетики. Развитие конкурентных отношений, совершенствование

тарифного регулирования, обеспечение равенства всех участников отрасли позволят усилить инвестиционный процесс и обеспечить конкурентоспособность электроэнергетики в долгосрочной перспективе.

Список литературы

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утв. распоряжением 2. правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.
2. Постановление правительства РФ № 411 от 10 мая 2009 г. «О внесении изменений в Правила функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики»//http://www.nv-tess.ru/press_center/mass_media/2009/06/03/109.
3. Постановление правительства РФ № 118 от 14.02.2009 «О внесении изменения в Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям»//http://www.nv-tess.ru/press_center/mass_media/2009/06/03/109.
4. **Воропай Н. И.** Инвестиции в развитие электроэнергетики в рыночной среде//ТЭК, 2002, №3. с. 63-65.
5. Выступление председателя правления РАО «ЕЭС России» А. Б. Чубайса на ежегодной конференции «РАО «ЕЭС России» – открытая компания» 3 июня 2008 г. (<http://www.rao-ees.ru/ru/news/conf030608/show.cgi?content.htm>).
6. Информационное сообщение «Итоги работы оптового рынка электроэнергии и мощности за 9.07.2010 – 15.07.2010» НП «Совет рынка» (www.np-sr.ru).
7. Наследие Чубайса поделят на трое? (<http://www.rbcdaily.ru/print.shtml?2009/02/20/tek/402828>).
8. Россия в мировой энергетике XXI века//Велихов Е. П., Гагаринский А. Ю., Субботин С. А., Цибульский В. Ф. – М.: ИздАТ, 2006, с. 48.
9. Энергетика России: проблемы и перспективы: труды науч. сессии РАН: общ. собрание РАН/под ред. Фортова В. Е., Леонова Ю. Г., РАН. – М.: Наука, 2007, с. 21.
10. www.minenergo.ru
11. http://www.nv-tess.ru/press_center/mass_media/2009/06/03/109
12. www.flime.ru