

А. Б. Чубайс

Реформа российской электроэнергетики: десять лет спустя

В статье представлены основные итоги реформы российской электроэнергетики. За прошедшие с момента завершения реформы десять лет стало очевидно, что ее основные цели достигнуты. Монопольная отрасль, контролируемая государством, превратилась в рыночную, основанную на конкуренции и частной собственности. В отрасли проведены необходимые структурные преобразования, создана система рынков, обеспечено поступление масштабных инвестиций. Все это привело к резкому росту ввода мощностей в электроэнергетике России. В результате реформы цена электроэнергии для населения и большинства промышленных потребителей ниже, чем в ведущих зарубежных странах. Удалось повысить надежность энергосистемы и сохранить ее технологическую целостность. В заключение сформулированы предложения по дальнейшему совершенствованию российской электроэнергетики.

Ключевые слова: электроэнергетика, реформа, ЕЭС России, инвестиции, конкуренция, естественная монополия.

JEL: L10, L12, L16, L22, L40, L52, L94.

В июне 2008 г., десять лет назад, завершился важнейший этап реформы электроэнергетики России — реорганизована компания РАО «ЕЭС России». Отрасль, считавшаяся неререформируемой монополией, контролируемой государством, начала превращаться в рыночную, основанную на конкуренции и частной собственности. Электроэнергетика — одна из самых инерционных отраслей экономики, и для объективной оценки последствий происходящих в ней изменений нужен большой срок. Десять лет — оптимальный отрезок времени, позволяющий понять, что получилось, а что нет, какие риски реализовались, а какие остались на бумаге. Сейчас, когда споры сторонников и противников утратили былой накал, уместно, основываясь на объективных данных, а не на эмоциях, попытаться оценить эффективность проведенных преобразований. Для этого следует вспомнить реальные предпосылки реформы, ее цели, суть сделанного к 2008 г., проанализировать произошедшие за десять лет изменения, подвести итоги и сделать выводы. В этой логике и написана настоящая статья.

Чубайс Анатолий Борисович (referent_AB@rusnano.com), к. э. н., председатель правления ООО «УК „Роснано“» (Москва). (С апреля 1998 по июль 2008 г. — председатель правления РАО «ЕЭС России».)

Предпосылки и цели реформы

Первая концепция реформы была разработана в 1998 г.¹ Сложившаяся в то время ситуация в электроэнергетике страны без преувеличения можно назвать близкой к катастрофе. Общий объем платежей энергетикам не превышал 85%, причем основная часть осуществлялась бартером, векселями и зачетами, денежная компонента в платежах едва достигала 20%. Объем задолженности потребителей перед рядом энергокомпаний превышал двух-трехлетний объем их продаж. Не хватало топлива, задержки зарплат сотрудникам в ряде энергосистем доходили до полугода. Все это привело к массовым забастовкам и даже голодовкам энергетиков. На разных стадиях юридических процедур банкротства находились 20 региональных энергосистем и федеральных станций. Из-за задолженности самих энергетиков поставщикам угля и газа могла возникнуть нехватка топлива в осенне-зимний период 1998–1999 гг. (см.: Чубайс, 2009. С. 40; Гайдар, Чубайс, 2008. С. 102–103).

В такой ситуации потребовался этап жесткого классического антикризисного менеджмента. В его основу пришлось положить запрет на отпуск электроэнергии без оплаты или, что то же самое, — отключение неплательщиков. Было ясно, что сначала придется добиваться платежей от потребителей. Однако для реализации этой простой идеи компании РАО «ЕЭС России» (далее — РАО ЕЭС) пришлось разработать сложную программу антикризисных мероприятий, крайне болезненно воспринятых обществом.

Интересно, что и сейчас термин «веерные отключения» связывают именно с этой частью программы реформ. На самом деле одним из ключевых решений нового руководства компании РАО ЕЭС в рамках борьбы с неплатежами был прямой запрет на такие отключения². Дело в том, что веерные отключения возникают в энергосистеме, когда в силу острых неплатежей и в результате дефицита поставок топлива она не в состоянии обеспечивать круглосуточную работу электростанций для снабжения потребителей. Проблема решается последовательным отключением одного энергорайона за другим, чтобы обеспечить баланс выработки и потребления электроэнергии. В действительности этот метод означал наказание потребителей, которые оплачивали продукцию, и не влиял на тех, кто не платил за нее и платить не собирался. Именно поэтому отмена веерных отключений и прямое требование запретить поставки неплательщикам были важными решениями в антикризисной программе. Ее полноценная реализация была гораздо сложнее и потребовала создать десятки тысяч рабочих мест, по сути, всю современную систему сбыта. Для этого пришлось обучить вновь нанятый персонал, сформировать методические основы его работы, разработать юридическую базу, которая позволяла отказаться от бесплатной поставки электроэнергии.

¹ Программа действий по повышению эффективности работы и дальнейшим преобразованиям в электроэнергетике Российской Федерации. Одобрена на совместном заседании коллегии представителей государства в РАО «ЕЭС России» и Совета директоров РАО «ЕЭС России» 28.08.1998 г.

² Приказ Председателя Правления РАО «ЕЭС России» от 13.03.2000 г. № 132 «О комплексе мер по исключению практики веерных отключений потребителей АО-энерго и повышению эффективности управления электропотреблением».

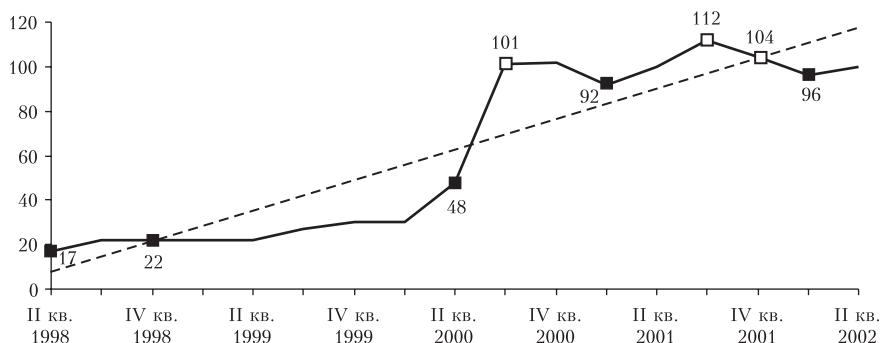
Эта уникальная работа сталкивалась с сильным сопротивлением. Его лидерами стали олигархи, привыкшие не платить за электроэнергию, руководители ряда регионов, прямо говорившие на совещаниях энергетикам: «Не платили, не платим и платить не будем!», руководители региональных силовых структур, использовавшие возбуждение уголовных дел для продолжения практики неплатежей. В меньшей мере это касалось населения, которое в целом добросовестно оплачивало электроэнергию. Тем не менее в результате возник политический ресурс для выступления против реформы электроэнергетики фактически всех оппозиционных партий: коммунистов, либерал-демократов, партии «Отечество — Вся Россия» и «Яблоко». Напомним, что эти партии, как правило, обладали большинством в региональных законодательных собраниях и в Государственной думе РФ.

В целом этап антикризисного менеджмента был достаточно болезненным, но уже к 2001 г. удалось добиться полной оплаты поставляемой электроэнергии денежными средствами (рис. 1). Более чем в 1,5 раза сократились объемы кредиторской и дебиторской задолженностей группы РАО ЕЭС. Повысилась прозрачность ее деятельности, в 4 раза возрос объем инвестиций, улучшились производственные показатели компании (Чубайс, 2009. С. 41).

Антикризисный менеджмент при всей своей остроте и востребованности был не столько частью реформы, сколько ее предпосылкой. Но с целями реформы дело обстояло не так просто. В официальных документах и прежде всего в постановлении Правительства РФ № 526 от 11.07.2001 г. «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» к числу главных целей отнесены:

- обеспечение устойчивого функционирования и развития экономики и социальной сферы;
- повышение эффективности производства и потребления электроэнергии, обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей.

Решение проблемы неплатежей в рамках программы антикризисного менеджмента в 1998–2001 гг.
(доля оплаты наличными деньгами, в %)



Источник: данные из выступления Председателя Правления РАО «ЕЭС России» на Петербургском экономическом форуме, июнь 2002 г.

Рис. 1

Такая формулировка целей в силу понятных политических ограничений была одновременно бесспорной и не очень предметной. Сейчас, в 2018 г., можно отбросить существовавшие политические ограничения. Это имеет смысл сделать еще и потому, что для авторов реформы ее цель претерпела существенные изменения.

На первых этапах реформы авторы считали целью переход отрасли от устаревшей советской логики функционирования на современные рыночные рельсы. Отголоски этого можно обнаружить в исходных документах реформы, где среди целей названа «поэтапная трансформация структуры собственности и методов управления холдингом, обеспечивающая развитие конкуренции на рынках энергии»³. Тогда авторы полагали, что такой переход автоматически создаст предпосылки для повышения инвестиционной привлекательности отрасли и привлечения частных инвестиций, которые могут быть осуществлены не в рамках реформы. Жизнь показала, что такая логика была рискованной, если вообще не ошибочной.

Дело в том, что с точки зрения сохранения технологической целостности инженерных систем такого масштаба крайне рискованно полагаться на естественный процесс привлечения инвестиций каждым юридическим лицом в отдельности. К счастью, наше исходное представление о двухэтапной цели — сначала рынок, а потом инвестиции — было жестко скорректировано самой жизнью, поскольку вся острота проблемы износа основных фондов электроэнергетики проявилась в московской аварии 25 мая 2005 г. Ее масштабы, когда в течение суток несколько регионов страны, включая столицу, были полностью обесточены, драматизм ее последствий оказались настолько серьезными, что потребовалось переосмыслить цели реформирования.

Политический аспект в реформе электроэнергетики в этот момент крайне обострился. Суть позиции оппонентов была простой: причины аварии — это «расчленение» московской энергосистемы в результате реформы и непрофессионализм руководства РАО ЕЭС. По мнению авторов реформы, главной причиной аварии был износ основных фондов в электроэнергетике страны, и для решения этой проблемы следует ускорить привлечение масштабных инвестиций. Именно в силу этого такую задачу из некоего естественного послереформенного процесса надо сделать частью реформы электроэнергетики.

На политическом уровне эта развилка была пройдена в пользу корректировки целей и ускорения реформы. Таким образом, произошло преобразование целей реформы, а если точнее, изменилось соотношение средств и целей: если изначально рыночные преобразования в отрасли были целью реформирования, то после московской аварии они стали ключевым инструментом достижения цели — масштабного привлечения частных инвестиций в российскую электроэнергетику.

Объем потребности в инвестициях был беспрецедентным. Только на период 2006–2010 гг. он оценивался примерно в сумме 11,8 трлн руб.,

³ Программа действий по повышению эффективности работы и дальнейшим преобразованиям в электроэнергетике Российской Федерации. Раздел 2.1, п. 11.

в том числе 6,75 трлн руб. — на создание новых генерирующих мощностей (Чубайс, 2009. С. 46). Было очевидно, что такие масштабные инвестиции нельзя привлечь ни из бюджета, ни за счет традиционных источников в виде так называемой абонентской платы, которая создавала основу инвестпрограммы компании РАО ЕЭС. Единственным способом привлечь такие масштабные инвестиции была рыночная реформа отрасли.

Ключевые преобразования в ходе реформы электроэнергетики

Ограничимся кратким изложением сути сделанного к 2008 г., которую можно свести к трем основным компонентам: структурные преобразования; создание системы рынков; подготовка и осуществление масштабных инвестиций.

Чтобы понять суть структурных преобразований, нужно вспомнить внутреннюю структуру РАО ЕЭС (рис. 2). Основную часть энергетики страны составляли 73 энергосистемы — акционерные общества, каждое из них было территориально привязано к соответствующему субъекту РФ: от «Мосэнерго» в Москве до «Янтарьэнерго» в Калининграде. В каждой такой энергосистеме в одно юридическое лицо были объединены генерация, сети, диспетчирование и сбыт. Потребители каждого региона (как физические, так и юридические лица) были обязаны приобретать электроэнергию только у энергосистемы данного региона. Такое структурное решение полностью исключает саму возможность конкуренции и привлечения частных инвестиций. Более того, если пойти по пути привлечения инвестиций в такую организационную структуру, то они могут оказаться не только малоэффективными, но

Структура РАО «ЕЭС России» накануне реформы

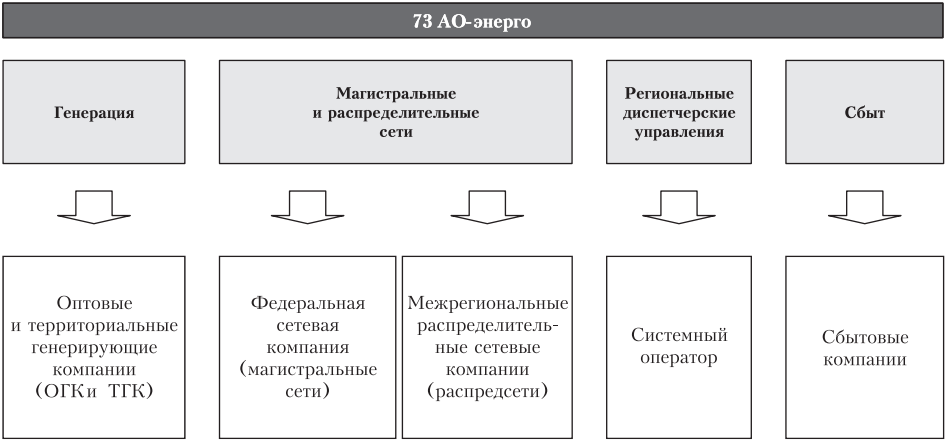


Источник: данные автора.

Рис. 2

и опасными: частный инвестор, получивший под собственный контроль энергосистему, закрепил бы ее организационный монополизм правами собственности надолго, если не навсегда. Поэтому суть преобразований в отрасли базировалась на идее о том, что внутри нее существуют как конкурентные секторы, так и секторы — «естественные монополисты». Если в первых призваны доминировать частная собственность и рынок, то вторые должны быть основаны на государственной собственности и госрегулировании. Именно поэтому было необходимо провести реорганизацию 73 энергосистем, разделив их по видам деятельности (рис. 3). Опираясь на этот подход, была сформирована целевая структура отрасли, основанная на разделении монопольных и конкурентных секторов (рис. 4).

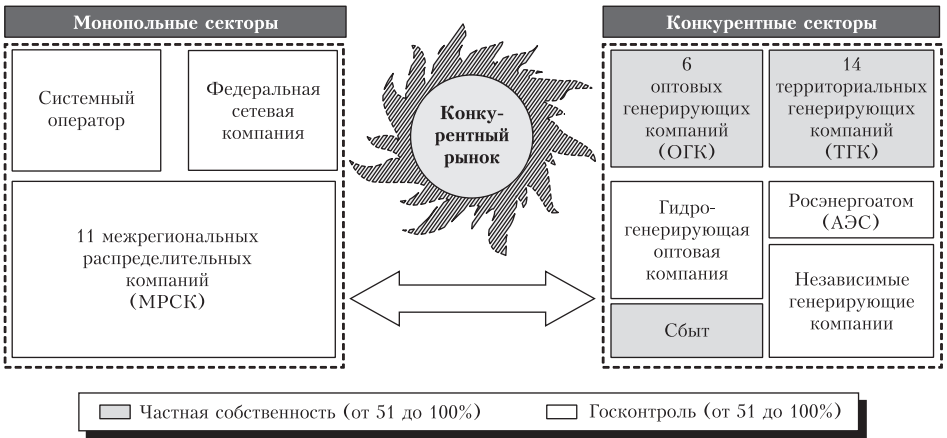
Разделение АО-энерго по видам деятельности



Источник: данные автора.

Рис. 3

Структура электроэнергетики после реформы



Источник: данные автора.

Рис. 4

Структурные преобразования были дополнены системой рынков, основой которых стал оптовый рынок электроэнергии, состоящий из рынка на сутки вперед и балансирующего рынка. Ценообразование на этих рынках осуществлялось по классической схеме: на основе точек пересечения кривых спроса и предложения в каждом из узлов электрической цепи. Такое решение позволило программному обеспечению, осуществляющему расчет рыночной цены по каждому узлу, одновременно оптимизировать режим работы энергосистемы по нему.

Третья компонента реформы, завершенная к 2008 г., — подготовка и привлечение масштабных инвестиций. Решение этой задачи осложнялось тем, что необходимо было добиться выполнения взаимоисключающих требований: с одной стороны, сохранить и развить технологическую целостность единой энергосистемы, состоящей из генерации и сетей, с другой — учесть интересы конкретных генерирующих компаний, собственники которых осуществляли вложения своих средств. Для этого было разработано несколько взаимосвязанных прогнозных и плановых документов, главным из которых стал первый долгосрочный отраслевой план развития в современной России — Генеральная схема размещения энергетических мощностей на период до 2020 года, утвержденная Правительством РФ⁴.

В этом документе предусматривалось строительство новых генерирующих мощностей, магистральных и распределительных сетей и подстанций с условием обязательного сохранения технологической целостности единой электроэнергетической системы России. Обязательства по строительству генерирующих мощностей были распределены по каждой из сформированных к тому времени оптовых и территориальных генерирующих компаний. Задачи по сетевому строительству были возложены на Федеральную сетевую компанию и Холдинг межрегиональных распределительных сетевых компаний.

Инвесторам на открытом тендере было предложено приобрести пакеты акций этих генерирующих компаний при условии, что осуществленные ими вложения обеспечат полномасштабную реализацию инвестпрограммы, утвержденной генерирующими компаниями в соответствии с Генеральной схемой. Таким образом, конкуренция между инвесторами за приобретение генерирующих компаний началась на стадии, когда инвестпрограмма каждой генерирующей компании уже была частью генеральной схемы развития электроэнергетики страны. Этот путь оказался приемлемым для инвесторов. Приобретая контроль в генерирующих компаниях, они одновременно принимали обязательства о строительстве соответствующих генерирующих мощностей, объем и состав которых были зафиксированы в договорах на поставку мощностей. Чтобы обеспечить дополнительные гарантии их исполнения и связать эти гарантии с созданием полностью либерализованного рынка, государство взяло на себя соответствующие обязательства. Их нарушение становилось юридическим основанием для отмены обязательств инвесторов о строительстве соответствующих генерирующих мощностей.

⁴ Распоряжение Правительства РФ от 22 февраля 2008 г. № 215-р «Об одобрении Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2020 года».

Эта идея сработала: государство в полном объеме выполнило запланированную на следующие пять лет последовательную либерализацию оптового рынка⁵, а большинство инвесторов исполнили взятые на себя инвестиционные обязательства. Реализация масштабной программы привлечения инвестиций началась еще в период существования компании РАО ЕЭС: в 2007–2008 гг. проведено 18 из 20 запланированных IPO, обеспечивших привлечение в генерирующие мощности в энергетике почти 1 трлн руб. частных инвестиций.

Еще до перехода генерации в частные руки структурные преобразования в РАО ЕЭС обеспечили создание двух важнейших централизованных компонент в отрасли: диспетчерской (создание системного оператора) и сетевой (создание Федеральной сетевой компании и Холдинга межрегиональных распределительных компаний). Установленный в этом централизованном секторе государственный контроль при мажоритарной доле государства в их уставном капитале создал основу для разумного сосуществования государственной и частной собственности в реформированной отрасли.

Эти преобразования по трем основным компонентам реформы (создание системы рынков, структурные преобразования и привлечение масштабных инвестиций) позволили в итоге реорганизовать саму компанию РАО ЕЭС, фактически ликвидировав ее путем присоединения к Федеральной сетевой компании. Необходимость в централизованной компании, монопольно контролирующей отрасль, с этого момента исчезла, ее функции по госуправлению были переданы государству в лице Министерства энергетики.

Результаты послереформенного десятилетия

Привлечение инвестиций и расширение масштабной программы ввода мощностей

Как было сказано выше, главной целью реформы стало обеспечение масштабного инвестиционного рывка. Удалось ли это сделать?

Общая мощность объектов, введенных по механизму договоров на поставку мощностей, за 2008–2017 гг. составила 26,5 ГВт, а всего за этот период введено 39,8 ГВт. Уровень исполнения обязательств по вводу оказался достаточно высоким: из запланированных по договорам на поставку мощности 136 объектов введено 129 (Кожуховский, 2018). (Для сравнения: за период с 1991 до 2001 г. общий объем введенных генерирующих мощностей в стране составил 12,4 ГВт⁶.) Преимущественно введены парогазовые блоки — самые современные технологии в тепловой энергетике, коэффициент полезного действия (КПД) которых 55–60%

⁵ Постановление Правительства РФ от 07.04.2007 г. № 205 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросу определения объемов продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам» // Собрание законодательства РФ. 2007. 16 апреля. № 16. Ст. 1909.

⁶ Вестник энергетики ЕАЭС. <https://sites.google.com/site/eeseaec/vestnik-energetiki-eaec/elektroenergetika-sssr-spravocnye-dannye>

по сравнению с 35–40% в обычных паросиловых электростанциях, на которых энергетика страны базировалась ранее.

В сетевом комплексе, остающемся под контролем государства, было невозможно рассчитывать на частные инвестиции. Поэтому здесь работал другой предложенный в ходе реформы механизм: тарифообразование по принципу РAB-регулирования (регулируемая база инвестированного капитала). Этот механизм обеспечил беспрецедентный объем ввода сетевых мощностей: за 2008–2017 гг. введено более 73 тыс. МВАр подстанций и почти 36 тыс. км линий электропередачи классами напряжения 220–750 КВ.

Таким образом, по итогам прошедших после реорганизации РАО ЕЭС десяти лет можно констатировать, что главная цель реформы — масштабное привлечение инвестиций и резкий рост ввода мощностей в электроэнергетику России — достигнута.

Какие аргументы приводили критики реформы по этому направлению? Многие эксперты и лидеры бизнеса вплоть до 2008 г. были убеждены, что невозможно привлечь масштабные частные инвестиции в электроэнергетику РФ. Нереальным считалось и обеспечить задуманный в ходе реформы объем ввода новых объектов. Наиболее яростные критики продолжали отстаивать эту позицию, даже когда факты уже полностью ей противоречили. Так, заслуженный энергетик России, профессор В. В. Кудрявый в 2016 г. с абсолютной убежденностью писал, что «программа ввода 31 ГВт новых мощностей будет сорвана» (Кудрявый, 2016).

Со временем основной вектор критики сместился на противоположный: осуществленные вводы стали оценивать как избыточные. Из приведенных выше данных видно, что тезис о невозможности привлечь частные инвестиции в электроэнергетику России на рыночной основе и прогнозы срыва программы ввода оказались несостоятельными. Однако новый вектор критики следует обсудить. Соглашаясь с критиками в том, что сам факт избыточности генерирующей мощности в ЕЭС России (максимум нагрузки 151 ГВт при установленной мощности 243 ГВт) имеет место, проясним причины его возникновения и, самое главное, сделаем необходимые выводы.

Реорганизация РАО ЕЭС осуществлена в июне 2008 г., за несколько месяцев до глобального экономического кризиса. Разрабатывая инвестиционную стратегию, энергетики полагались на существовавшие в то время прогнозы российской экономики, которые не предвидели ни глобальных экономических кризисов, ни экономических последствий будущих геополитических обострений. Эти прогнозы, как официальные, так и экспертные, были ориентированы на среднегодовой темп роста ВВП России в следующие десять лет на уровне 4–5%. Но реальность оказалась далекой от прогнозов: фактические среднегодовые темпы прироста ВВП за этот период не превысили 1%.

Превышение фактической мощности над пиковой нагрузкой энергетики традиционно предпочитают трактовать как резерв, а не как избыток. Но дело здесь не в терминологии, а в том, что наличие серьезного резерва — это уникальная предпосылка как для масштабного вывода из генерации устаревших и неэффективных мощностей, так

и для реализации масштабной программы модернизации существующих мощностей.

После 2008 г. началась работа по выводу мощностей. Так, за период 2008–2017 гг. объем демонтированных мощностей в ЕЭС России составил почти 16 тыс. МВт. Тем не менее темпы демонтажа должны быть существенно выше, поскольку превышение установленной мощности над пиковой закончится, по мнению экспертов, в период с 2021 по 2025 г. Это значит, что в энергосистеме страны возникла возможность реализовать масштабную программу модернизации существующих мощностей, которую невозможно осуществить без их временного вывода из работы.

Таким образом, созданный реформой задел может и должен быть использован для масштабной модернизации мощностей, где не был осуществлен новый ввод в ходе реформы. Именно это и обсуждается в рамках так называемой программы Договоров на поставку мощности (ДПМ) ДПМ 2. И сама идея, и юридическая конструкция ДПМ были важной частью реформирования рынка мощностей.

Цены и тарифы

Сторонники и противники реформы по-разному оценивали уровень цен после нее. Так, один из наиболее убежденных критиков реформы электроэнергетики Кудрявый писал: «При переходе к либеральному рынку по модели “равновесная цена” из-за запредельного подъема тарифов на электроэнергию неизбежна стагнация экономики вследствие потери конкурентных преимуществ энергоемкого национального бизнеса, который является основным налогоплательщиком» (Кудрявый, 2016).

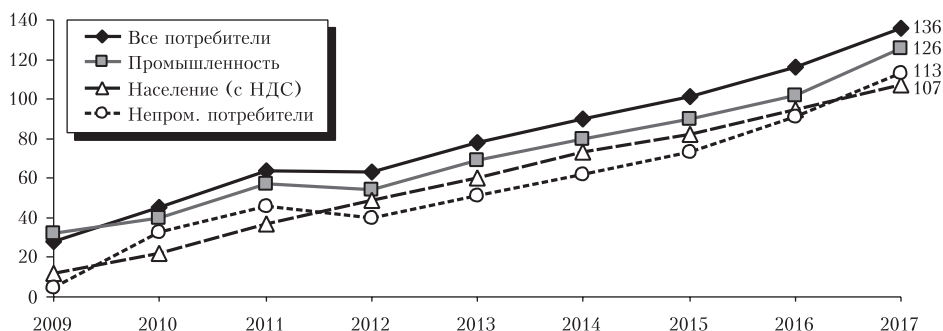
И консервативные энергетики, и большинство политиков придерживались тезиса о том, что переход к рынку вызовет резкий рост цен на электроэнергию и создаст неприемлемую ценовую нагрузку как на население, так и на промышленных потребителей; реформаторы говорили, что реформа призвана сдерживать темпы роста цен на энергию. Чтобы объективно проанализировать изменения в сфере за десять лет, надо сравнить: цены на электроэнергию с общим уровнем инфляции в стране; цены на электроэнергию в России и в развитых странах; цены на электроэнергию с ценами на ключевые виды топлива — газ и уголь.

1. За десять лет, с 2008 по 2017 г., прирост цен производителей промышленной продукции составил 124%, а цен на электроэнергию для промышленных потребителей — 126%. Иными словами, динамика этих показателей была практически идентичной.

Прирост цен на электроэнергию для населения в 2017 г. по сравнению с 2008 г. составил 107% (рис. 5), а индекс потребительских цен (ИПЦ) за этот же период вырос на 94%. Таким образом, среднегодовое превышение темпов роста цен на электроэнергию для населения относительно инфляции составило 1,2%.

2. Для межстранового сопоставления уровня цен на электроэнергию следует корректно выбрать способ сравнения, которое можно осуществить и по номинальному курсу рубля, и по паритету по-

**Динамика цен на электроэнергию в Российской Федерации
в 2008–2017 гг. (в %)**



Источник: Кожуховский, 2018.

Рис. 5

купательной способности (ППС). Сравнение цен на электроэнергию для населения в России и за рубежом по номиналу показывает, что в России цены очень низкие. Так, согласно рейтингу агентства «РИА Рейтинг», среди 42 стран Европы Россия входит в топ-3 по минимальному уровню цены⁷.

Однако, с нашей точки зрения, межстрановые сравнения цен для населения корректнее осуществлять не по номиналу, а по ППС. Тогда, по данным ОЭСР, в 2016 г. уровень цен на электроэнергию в России был на 12% ниже, чем в США; на 65% ниже, чем во Франции; более чем в 3 раза ниже, чем в Германии.

При сравнении по ППС цен на электроэнергию для промышленных потребителей в России видно, что цена в России примерно на 51% выше, чем в США, практически равна цене в Германии и почти на 50% ниже, чем в Великобритании (Кожуховский, 2018). Но для корректного анализа по ППС следует рассматривать группу промышленных потребителей, не связанных с экспортом. Для экспортоориентированных отраслей более корректное сравнение по номиналу показывает, что в 2016 г. цены в России были почти в 2 раза ниже, чем в США и ЕС⁸.

Подводя итоги межстранового сопоставления, отметим, что в России цена электроэнергии для населения с учетом ППС, то есть реального уровня жизни, ниже, чем в ведущих зарубежных странах. Цена для большинства промышленных потребителей намного ниже, чем для их конкурентов за рубежом.

3. Третья группа сравнений — с ценами на топливо — дает однозначную картину: с 2006 по 2016 г. средневзвешенная цена электроэнергии для всех потребителей выросла в 2,5 раза при росте цены угля в 2,8 раза, а природного газа — в 3,8 раза (Кожуховский, 2018).

⁷ РИА Рейтинг. Стоимость электроэнергии для населения: Рейтинг стран Европы 2016. <http://riarating.ru/infografika/20160701/630029979.html>

⁸ Приказ Минэнерго от 23 июля 2012 г. № 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления»; Eurostat; EIA.

Сделаем выводы из проведенного анализа.

1. Никаких катастрофических ценовых последствий за десять лет от перехода к рыночному ценообразованию на электроэнергию в результате реформы не произошло. Более того, тарифы на регулируемые государством ключевые виды топлива росли существенно быстрее, чем рыночные цены на электроэнергию.

2. Никаких драматических социальных последствий реформа не вызвала, а тарифы для населения росли фактически на уровне инфляции.

3. На международном фоне уровень цен на электроэнергию в России остается заниженным, что, несомненно, тормозит решение проблемы энергоэффективности в нашей стране.

4. В результате реформы электроэнергетика стала отраслью, сдерживающей темп роста цен в топливно-энергетическом комплексе страны.

Надежность энергосистемы и целостность технологического комплекса

Важнейшим требованием к любой энергосистеме выступает ее надежность. Электроэнергетика, пожалуй, единственная отрасль экономики, которая ежедневно поставляет свою продукцию каждому юридическому и физическому лицу. В электроэнергетической системе России, уникальной как по масштабу, так и по климатическим условиям, в которых она работает, это требование важнее, чем в других странах. Нарушение его в результате реформирования могло бы стать фатальным.

Неслучайно именно в данной области многочисленные критики реформы предсказывали катастрофу. Однако профессиональные энергетики хорошо знают, что надежность — не только удобный для политиков термин, но и хорошо измеримый параметр. Что фактически произошло с надежностью энергосистемы в России за десять лет в результате реформы?

Основным показателем, свидетельствующим об уровне надежности, выступает количество аварий. На электростанциях установленной мощностью более 25 тыс. МВт этот показатель сократился с 4497 в 2011 г. до 3804 в 2017 г., то есть на 16%. В электрических сетях напряжением 110 КВ и выше за тот же период количество аварий снизилось с 19 580 до 15 086, то есть на 23% (Кожуховский, 2018).

Еще один важный показатель — средняя длительность перерывов электроснабжения потребителя в распределительных сетях, то есть там, где находятся все бытовые потребители и малый и средний бизнес. Этот показатель с 2010 по 2013 г. снизился с 5,39 до 2,15 часа, то есть в 2 раза (Новак, 2013). В 2014–2016 гг. он уменьшился еще на 6,7% (Кожуховский, 2018).

Причины этих важнейших изменений связаны как с усилением внимания вновь созданных в результате реформы структур к надежности функционирования оборудования, так и с масштабным вводом современного оборудования. Министр энергетики А. В. Новак на слушаниях в Госдуме РФ констатировал долгожданное для энергетиков событие: в 2012 г. впервые темп обновления оборудования электростан-

ций превысил темп его естественного старения. В результате с 2013 г. начал снижаться средний возраст оборудования (Новак, 2013).

Помимо позитивных трендов по аварийности в целом отметим устранение еще одного важного фактора технологического риска — регионального дефицита мощности. К середине 2000-х годов эта проблема была настолько острой, что вынудила энергетиков ввести специальную категорию: регионы пиковых нагрузок или регионы с высокими рисками (в дальнейшем РВР). Так обозначали регионы страны, в которых при прохождении осенне-зимнего максимума в условиях низких и сверхнизких температур в силу дефицита мощностей приходилось отключать промышленных и бытовых потребителей с целью сохранить саму энергетическую систему. К таким региональным системам на разных этапах относились московская, приморская, калининградская, энергосистемы Западной Сибири, Южного Урала, включая свердловскую, юга страны, в том числе сочинский энергорайон в кубанской энергосистеме⁹. Очевидно, что отключение электроэнергии в столице, в ключевых промышленных регионах и в регионах, где сконцентрирована большая часть добычи нефти и газа в стране, могло иметь не только серьезные социально-экономические, но и политические последствия.

Сегодня можно утверждать, что такой проблемы на национальном уровне больше не существует, она решена благодаря вводу мощностей в результате реформы. И хотя сама категория РВР используется до настоящего времени¹⁰, в нее попадают не столичные регионы, а лишь отдельные районы внутри региональных энергосистем. Риски в них минимизируются, как правило, без ввода дополнительных генерирующих мощностей за счет адекватных ремонтных мероприятий в энергосетевом комплексе.

Приведенные выше данные о росте надежности важны и потому, что связаны с требованием сохранять технологическую целостность электроэнергетики. О риске потерять ее много говорили противники реформы — не только политики, но и профессиональные энергетики. Одно из интервью Кудрявого так и называлось: «Энергетика готовится к организованной катастрофе»¹¹. Вопрос обеспечения технологической целостности энергосистемы был настолько острым, что из профессиональной среды легко перешел в политическую и политизированную. Придуманый и использованный противниками реформы термин «расчленение энергетики России» эксплуатировался долгое время в ходе реформы и по ее окончании.

Потерю целостности единого технологического комплекса энергетической системы России действительно следует отнести к значимым и масштабным рискам. Некоторая его парадоксальность в том, что обеспечить целостность в период стагнации энергосистемы гораздо проще, чем в годы ее бурного развития, какими, собственно, и оказались

⁹ Приказ Председателя Правления РАО «ЕЭС России» от 05.10.2006 г. № 695 «О регионах пиковых нагрузок».

¹⁰ Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 г. № 1125 «Об утверждении перечня энергосистем и энергорайонов, характеризующихся режимом с высокими рисками нарушения электроснабжения в 2017–2022 годах, и перечня мероприятий по снижению рисков нарушения электроснабжения в таких энергосистемах и энергорайонах». <https://minenergo.gov.ru/node/264>

¹¹ <http://www.delonomer.ru/detective.htm?article=115>

последние десять лет. Ввод любой новой электростанции требует не только сложного комплекса мер для включения ее мощности в энергосистему, но и, как правило, серьезных схемных и противоаварийных мероприятий в энергосистеме в целом, не говоря уже о возможных мерах по резервированию мощности. Ввод новых серьезных мощностей без осуществления такого рода мер, необходимых для обеспечения технологической целостности энергосистемы, может привести не к росту, а к снижению надежности.

Наиболее адекватную оценку уровня целостности единой энергосистемы страны дают объективные показатели ее надежности и эффективности. Данные о надежности приведены выше. А наиболее значимым из принятых в электроэнергетике показателей ее эффективности традиционно выступает удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии. В 2008–2017 гг. он снизился на 24 г у. т./кВт·ч и достиг 312 г у. т./кВт·ч (Кожуховский, 2018).

Эффекты реформы электроэнергетики за ее пределами

На этапе обеспечения инвестиционного рывка электроэнергетики столкнулись с серьезным вопросом: готово ли отечественное машиностроение адекватно и гибко отреагировать на создаваемый спрос; способно ли оно составить достойную конкуренцию зарубежным компаниям? Для этого энергетики реализовали комплекс мероприятий, включая заблаговременную разработку открытого прогноза спроса на основные виды оборудования, проведение совещаний с руководителями и собственниками предприятий машиностроения, обеспечение прозрачности тендерных процедур при максимальной поддержке отечественных товаропроизводителей. Повлиял ли значительный рост объема ввода генерирующих и сетевых мощностей на российских производителей в энергомашиностроении и электротехнической промышленности? Обратимся к статистике.

Производство паровых турбин в России в 2010–2017 гг. выросло на 79%. Производство паровых котлов, кроме котлов центрального отопления и их составных частей, за тот же период увеличилось на 36%, изолированных проводов и кабелей — на 93%, электродвигателей, генераторов и трансформаторов — на 60% (Кожуховский, 2018). Эти цифры подтверждают серьезные эксперты. Так, председатель правления — генеральный директор АО «СУЭК» В. В. Рашевский считает, что в 2010–2017 гг. загрузка предприятий отечественного машиностроения выросла в 2 раза, что позволило «воссоздать энергетическое машиностроение РФ после кризиса 1990-х — начала 2000-х годов» (Рашевский, 2018).

Сегодня, по итогам послереформенного десятилетия, можно уверенно утверждать, что реформа электроэнергетики оказалась важнейшим драйвером развития отечественного энергомашиностроения и электротехнической промышленности. Российские производители (эти отрасли находятся практически полностью в частных руках) сумели динамично и оперативно отреагировать на возникший спрос и выиграть в открытой конкурентной борьбе с лучшими мировыми производителями.

Завершена ли реформа электроэнергетики?

В 2008 г. авторы реформы понимали, что для ее полного завершения потребуется еще ряд серьезных решений. Вместе с тем они исходили из того, что наиболее значимые и масштабные решения уже реализованы и их достаточно, чтобы придать реформе необратимый характер. Именно этот тезис подвергался серьезной критике. Многие эксперты были убеждены, что правительство не выполнит свои обещания о последовательной либерализации рынка электроэнергетики в соответствии с постановлением Правительства РФ от 07.04.2007 г. № 205. (Напомним, что по состоянию на июнь 2008 г. либерализованный оптовый рынок электроэнергии составлял 25%, а последовательный рост его доли до 100% планировался лишь к 1 января 2011 г.) Так, директор Института энергетической политики В. С. Милов (2008) писал: «До обещанных либерализации цен и создания конкурентного рынка электроэнергии далеко, как никогда. Есть сомнения, что эти цели вообще будут достигнуты». К этому добавлялся скепсис относительно сохранения действующей модели рынка и структуры частной собственности генерации. Как мы знаем, жизнь опровергла все эти прогнозы. Тот факт, что конкуренция на оптовом рынке электроэнергии стала реальностью, в значительной степени обусловлен эффективной и компетентной работой Федеральной антимонопольной службы, которая сумела разработать и реализовать последовательную, взвешенную и продуманную политику в этой сфере. Не оправдались многочисленные прогнозы об отказе от реформы в целом. «Паутина тактических компромиссов и ориентация на промежуточный результат безнадежно затянули преобразования, размыли их смысл, не сделали основные результаты — свободное ценообразование и конкуренцию — необратимыми», — писал Милов (2008).

Правительство РФ в полном объеме выполнило взятое на себя обязательство о последовательной либерализации рынка. Зарубежные генерирующие компании, пришедшие тогда в Россию, работают на этом рынке и сегодня. А прогнозы о возврате к вертикальной интеграции и восстановлении РАО ЕЭС, многократно воспроизводившиеся журналистами, не оправдались.

Вместе с тем отметим, что не были осуществлены преобразования для завершения реформы, о которых говорили в 2008 г. Так, до настоящего времени не возник целевой рынок мощностей, не сформирован рынок системных услуг, объем перекрестного субсидирования продолжает нарастать, и самое главное: в стране не созданы розничные рынки, либерализация которых дала бы значительный эффект для потребителя.

Рассматривая итоги десяти лет реформы, следует признать, что, несмотря на незавершенность ее отдельных элементов, реформа электроэнергетики России доказала свою необратимость.

Итоги и выводы

Сегодня, в 2018 г., перед электроэнергетикой страны стоят совершенно новые задачи. Не претендуя на представление целостной

программы развития электроэнергетики, отметим, что может дать опыт реформирования российской электроэнергетики для решения сложных проблем ее развития в ближайшие годы. Проанализируем ситуацию на розничных и оптовом рынках.

Наиболее сложный узел экономических и технологических вызовов сегодня существует на розничных рынках электроэнергии: цифровизация сетевых технологий, усиление роли постоянного тока (особенно в быту), развитие бытовых систем хранения электроэнергии, активное развитие распределенных источников генерации и микрогенерации, рост количества активных потребителей и появление просьюмера — потребителя, одновременно являющегося производителем. Один из крупнейших специалистов в отечественной электроэнергетике, Б. Ф. Вайнзихер, справедливо говорит о появлении нового, парадоксального для традиционной энергетики свойства потребителя — независимости. Эти и другие технологические тренды на наших глазах изменяют основных участников розничного рынка — распределительные сети, сбытовые компании, потребителей.

Фундаментальной экономической предпосылкой мотивации к использованию новых технологий выступает цена розничной электроэнергии. Ее систематическое занижение и вызванный этим рост объема перекрестного субсидирования (со 140 млрд руб. в 2008 г. до 400 млрд в настоящее время) остаются одной из сложных проблем российской электроэнергетики (Кожуховский, 2018). Сегодня, когда объем электропотребления прямо связан с уровнем жизни, фактически создана система, при которой самая низкодоходная группа населения дотирует богатых. Владельцы дорогих загородных поместий приобретают в десятки, а то и в сотни раз больше электроэнергии, чем низкодоходные группы. Продавая ее по одинаковой искусственно заниженной цене, мы, по сути, создаем постоянный финансовый поток от бедных к богатым.

Конечно, прежде чем решать эту проблему, нужно разработать серьезную программу мер по защите низкодоходных групп населения. (Ряд соответствующих элементов был опробован в ходе самой реформы, например социальные тарифы.) Убедившись, что система защиты низкодоходных групп населения отработана, надо переходить к реальной ликвидации перекрестного субсидирования и либерализации розничных рынков. Все базовые технологические и экономические предпосылки для этого уже созданы в рамках осуществленной реформы электроэнергетики. Осталось решить главное — отказаться от искусственной привязки уровня цен на электроэнергию к уровню инфляции. Это тем более актуально сейчас, когда инфляция в стране ниже 4%.

Учитывая сложность такого рода преобразований, целесообразно начать их с эксперимента на нескольких розничных рынках в отдельных субъектах РФ. Опыт конкуренции на розничном рынке за потребителя, с которым мы ежедневно сталкиваемся в телекоммуникациях, можно и нужно перенести на подготовленную для этого почву в электроэнергетике. Разумно организованная конкуренция сбытовых компаний на розничных рынках электроэнергии позволит сдерживать темпы роста цен, как мы убедились в этом за десять лет на примере оптового рынка электроэнергии. Конкурентный сбыт поможет решить

еще одну проблему современной электроэнергетики — неплатежи. В противном случае мы будем не просто продолжать нагружать промышленных потребителей искусственной дополнительной нагрузкой, но и сдерживать наиболее значимые стратегические технологические тренды на розничных рынках, закрывая одновременно для потенциальных российских производителей в электротехнике и машиностроении крупный рынок энергоэффективности.

Что наиболее важно на оптовом рынке? Здесь основные тренды отражены в повестке дня правительства РФ: программа ДПМ 2, базирующаяся на использовании важнейшего инструмента — Договоров на поставку мощности. Целью программы выступает не столько рост установленной мощности, сколько ее модернизация. Не вмешиваясь в активно идущий спор о распределении имеющихся объемов ДПМ 2, скажу лишь, что решение по этому вопросу следует принять в текущем 2018 г.

Не менее важен и второй вектор — вывод устаревших мощностей, объем которого существенно возрос в последние годы, что само по себе значимый позитивный итог реформы. Однако пока есть историческое окно возможностей в виде созданного реформой резерва мощностей, необходимо существенно ускорить эту работу. Вывод электростанции — сложнейшая в технологическом отношении задача, и нужно принять дополнительные экономические и технологические меры, облегчающие реализацию генерирующими компаниями подобных проектов. При всей сложности такая работа даст отечественной энергетике дополнительный импульс и для снижения удельного расхода топлива, и для повышения надежности.

Главный вывод из анализа прошедших после реформирования электроэнергетики десяти лет: цели реформы достигнуты, а реализации наиболее серьезных ценовых и технологических рисков удалось избежать. Сегодня можно констатировать, что решить эти задачи иными способами было невозможно. Реформа и десятилетний период после нее показали, что на основе сочетания фундаментальных либеральных рыночных принципов и разумной централизации в России можно решать сложнейшие инженерно-экономические и социально-политические задачи.

Список литературы / References

- Гайдар Е., Чубайс А. (2008). Экономические записки. М.: РОССПЭН. [Gaidar E., Chubais A. (2008). *Economic notes*. Moscow: ROSSPEN. (In Russian).]
- Кожуховский И. С. (2018). Ключевые результаты реформы электроэнергетики и новые вызовы // Региональная энергетика и энергосбережение. 14 июня. <https://energy.s-kon.ru/i-s-kozhukhovskii-klyuchevie-rezultati-reformi-elektroenergetiki-i-novie-vizovi/> [Kozhukhovskiy I. S. (2018). Key results of the electric power industry reform and new challenges. *Regionalnaya Energetika i Energoberezhenie*, June 14. (In Russian).]
- Кудрявый В. В. (2016). Электроэнергетика России (в сравнении с советским и зарубежным опытом) // Кудрявый В. В. Риски и угрозы российской электроэнергетики. Пути преодоления. М.: [б. и.]. С. 25–44. https://www.ruscable.ru/article/Russian_electric_power_in_comparison_with_the_soviet_and_foreign_expe/ [Kudryaviy V. V. (2016). Russia's electric power industry (as compared to the Soviet and foreign experience). In: Kudryaviy V. V. Risks and threats to the Russian electric power industry. Ways to overcome. Moscow, pp. 25–44. (In Russian).]

- Милов В. (2008). Глобалист: Незавершенная работа // Ведомости. 25 июня. [Milov V. (2008). Globalist: Unfinished work. *Vedomosty*, June 25. (In Russian).]
- Новак А. В. (2013). Доклад Министра энергетики РФ на парламентских слушаниях в Госдуме РФ 6 ноября «Анализ итогов реформирования РАО «ЕЭС России» и эффективности деятельности созданных на его базе структур». <https://minenergo.gov.ru/node/3384/> [Novak A. V. (2013). The report of the minister of energy of RF at the State Duma hearings “*The analysis of the outcomes of RAO ‘UES of Russia’ reform and effectiveness of created on its basis structures performance*”. Moscow, November 6. (In Russian).]
- Рашевский В. В. (2018). О модернизации тепловой энергетики // Конференция «Перспективы развития энергетики: устойчивые тренды». Москва, 6 февраля. <http://media.rspp.ru/document/1/4/0/40dd44874502cd043b6f60566821d25c.pdf> [Rashevsky V. V. (2018). *On modernization of thermal power engineering*. Paper presented at the conference “Prospects of power industry development: Sustainable trends”, Moscow, February 6. (In Russian).]
- Чубайс А. Б. (ред.) (2009). Экономика и управление в современной электроэнергетике России. Пособие для менеджеров электроэнергетических компаний. М.: КОНЦ ЕЭС. [Chubais A. B. (ed.) (2009). *Economy and management in modern electric power industry in Russia*. Moscow: UES Corporate Educational and Research Center. (In Russian).]
-

Russian electric power industry reform: 10 years later

Anatoly B. Chubais

Author affiliation: MC “Rusnano” (in 1998–2008 — RAO UES of Russia) (Moscow, Russia). Email: referent_AB@rusnano.com

The article presents the main results of the reform of the Russian electric power industry — the reorganization of RAO UES of Russia. Over the past 10 years since the reform, it has become clear that its main goals have been achieved. The monopoly branch, controlled by the state, has turned into a market one based on competition and private property. The necessary structural changes were made in the industry; a system of markets was created; large-scale investments were launched. All this led to a sharp increase in capacity inputs in Russia’s electric power industry. As a result of the reform, the price of electricity for the population, taking into account the PPP, that is, the real standard of living in Russia, and for the majority of industrial consumers is lower than in the leading foreign countries. It has become possible to improve the reliability of the power system and preserve its technological integrity. Proposals for further improvement of the Russian electric power industry are formulated.

Keywords: electric power industry, reform, UES of Russia, investments, competition, natural monopoly.

JEL: L10, L12, L16, L22, L40, L52, L94.