

УДК 621.31:338 (520+470+571)

К.А. Корнеев, С.П. Попов<sup>1</sup>

## ФОРМИРОВАНИЕ КОНКУРЕНТНЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ В ЯПОНИИ И РОССИИ: ЭТАПЫ И МЕХАНИЗМЫ

В статье кратко рассматриваются основные движущие силы и этапы либерализации электроэнергетики Японии и России, анализируются цели и задачи, подробно сравниваются достигнутые результаты процессов либерализации и создания конкурентных электроэнергетических рынков в этих странах. Предметом рассмотрения является эволюция институциональной структуры электроэнергетики Японии и России в результате реформ. Актуальность исследования обуславливается диверсификацией энергетической политики России со смещением акцентов в сторону усиления политического и экономического сотрудничества со странами Восточной Азии. Выбор Японии в качестве объекта сравнения объясняется тем, что эта страна является одной из самых крупных и открытых экономик региона, последовательно осуществляющих либерализацию электроэнергетической отрасли.

*Ключевые слова:* либерализация электроэнергетики, конкурентные электроэнергетические рынки, институциональная структура электроэнергетики, результаты либерализации электроэнергетики Японии и России.

### Введение

Причины либерализации электроэнергетики в Японии и России были различными, что определяется экономической ситуацией, в которой страны находились в начале 1990-х годов. Экономика Японии столкнулась с рецессией, и требовались новые подходы для экономического роста. В России же происходила болезненная смена социальной и экономической модели, и стояла задача выработать способы преодоления кризиса через внедрение рыночных подходов управления экономикой, в том числе и электроэнергетикой как базовой инфраструктурной отраслью.

Не стоит также сбрасывать со счетов мировые тенденции – начиная с конца 1980-х годов Великобритания, США и страны Евросоюза с переменным успехом, но последовательно осуществляли либерализацию электроэнергетики. Конкурентный оптовый рынок заработал в Великобритании и Уэльсе в 1990 г., либерализованный рынок скандинавских стран Nord Pool (Норвегия, Дания, Швеция, Финляндия) активно формировался на протяжении 1991-1999 годов. Также в середине 1990-х начали работу

конкурентные Калифорнийский и Пенсильванский рынки электроэнергии в США [1, с. 214-225, 257].

И Японии, и России требовалась адаптация мирового опыта либерализации с учетом своих собственных внутренних реалий, но главной задачей являлось внедрение конкуренции между генерирующими компаниями на оптовом рынке и сбытовыми компаниями на розничном рынке. Цель реформы была следующей: создание прозрачных схем управления отраслью, привлечение частных инвестиций в обновление существующих и строительство новых мощностей (наряду с сетевой инфраструктурой), снижение цен для конечного потребителя, а также «перезапуск» электроэнергетики на основе рыночных механизмов, успешно зарекомендовавших себя как двигатель развития других отраслей экономики [2-3].

Прежде чем перейти к сравнению и оценке этапов развития конкурентных рынков электроэнергии в Японии и России, необходимо дать краткую характеристику их состояния до либерализации.

- В начале 1990-х годов территория Японии была поделена между десятью част-

<sup>1</sup> Константин Анатольевич Корнеев – научный сотрудник Международного исследовательского центра «Энергетическая инфраструктура в Азии», Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, к.и.н., e-mail: kor\_inf@isem.irk.ru; Сергей Петрович Попов – директор Международного исследовательского центра «Энергетическая инфраструктура в Азии», ИСЭМ СО РАН, к.т.н., e-mail: popovsp@isem.irk.ru

## МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

ными вертикально-интегрированными энергетическими компаниями (ВИЭК), деятельность которых регулировалась Министерством экономики, торговли и промышленности (МЭТП). В совокупности эти компании владели около 90% электроэнергетических активов – от генерирующих мощностей до сбытовых компаний [2, с. 2492].

- В России в 1992 г. была создана компания-монополист РАО ЕЭС, более 50% акций которой принадлежало государству, а остальные были распределены между миноритарными акционерами. Холдинг имел более 70% электроэнергетических активов, его деятельность регулировалась Минтопэнерго и Федеральной энергетической комиссией (с 2004 г. – Федеральная служба по тарифам) [3].

Таким образом, и в России, и в Японии в начале 1990-х годов основными игроками на электроэнергетическом рынке были монополисты – вертикально-интегрированные компании, деятельность которых напрямую контролировалась государственными структурами.

### Либерализация электроэнергетики в Японии

В апреле 1995 г. вышла новая редакция закона «Об электроэнергетике» (базовая версия от 11 июля 1964 г.), наделяющая независимых производителей электроэнергии правом строить и эксплуатировать генерирующие мощности, а также продавать электроэнергию компании-монополисту в пределах зоны ее территориальной ответственности. Однако льготных тарифных ставок для электроэнергии, вырабатываемой НПЭ, введено не было, поэтому строить новые электростанции частным инвесторам оказалось невыгодно – монополист покупал электроэнергию по условно рыночной цене, которая была значительно ниже себестоимости ее производства. К 1999 г. доля НПЭ не превышала 3% в общей структуре генерации [2, с. 2493].

В 1999 г. вышел следующий пакет дополнений к закону «Об электроэнергетике». Независимые производители получили право продавать электроэнергию промышленным и коммерческим потребителям, которые имели уровень напряже-

ния свыше 20 кВ подключенную нагрузку от 2 МВт. Потенциально НПЭ могли теперь обеспечивать электроэнергией до 30% потребителей, однако по факту их доля в общей структуре генерации увеличилась лишь до 5% [2, с. 2493-2494].

Электросетевая инфраструктура оставалась в собственности компаний-монополистов, что требовало от НПЭ заключения соглашений об эксплуатации сетей и включения сетевой надбавки в тариф. При отсутствии единого системного оператора в Японии станция независимого производителя не имела альтернативы, кроме подключения к системе ОДУ компании-монополиста. Монополисты, являясь заинтересованной стороной, намеренно создавали рост издержек у НПЭ, ставя станцию независимого производителя последней в очередь на включение при росте потребления и первой на выключение при его снижении [4, с. 6].

В 2003-2005 гг. закон «Об электроэнергетике» претерпел очередные изменения, суть которых сводилась к расширению списка потенциальных потребителей для электроэнергии, вырабатываемой НПЭ. В 2004 г. независимые производители получили право продавать электроэнергию потребителям с подключенной нагрузкой от 500 кВт и выше. В 2005 г. возможность приобретать электроэнергию у НПЭ была предоставлена потребителям с подключенной нагрузкой от 50 кВт.

Поправки в закон также обусловили создание в Японии общенациональной оптовой биржи электроэнергии (порог вхождения – мощность станции от 25 МВт), участвовать в торгах на которой могли и независимые производители. К 2008 г. НПЭ могли потенциально обеспечивать электроэнергией до 63% потребителей, однако их реальная доля в структуре генерации не превышала 15% (без учета частной возобновляемой генерации) [4, с. 7-8].

Очередной этап реформ спровоцировала авария на АЭС «Фукусима». В результате постепенной остановки всех АЭС и в дополнение к росту загрузки действующих станций из резерва были выведены малоэффективные станции постройки 1950-1980-х гг., что привело к резкому росту (до 20% по отношению к 2010 г.) затрат на импортируемые первичные энергоресурсы.

## МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Вслед за этим поднялись и тарифы. В свете возможного отказа от ядерной энергетики перед правительством встала серьезная задача по обновлению существующих и строительству новых, эффективных генерирующих мощностей, что не представлялось возможным без привлечения частных инвестиций [5, с. 2, 11].

В 2014 г. правительство Японии одобрило стратегию следующего этапа реформирования отрасли до 2020 года. Планируется создание организации межрегиональной координации передачи электроэнергии (по сути независимого общенационального диспетчерского центра), кроме того, должна быть осуществлена либерализация рынка розничной торговли электроэнергией.

Также в этот период планируется введение рыночных принципов формирования тарифов – без непосредственного участия МЭТП и правительств префектур. Органы власти сохраняют лишь координирующие функции. На завершающей стадии реформы вертикально-интегрированные компании должны быть разделены на отдельные генерирующие, сетевые и энергосбытовые компании. Таким образом, к 2020 г. в электроэнергетике страны должны заработать конкурентные рыночные механизмы [6, с. 68].

### Либерализация электроэнергетики в России

В 1995-1997 гг. были предприняты первые попытки либерализации. Планировалась организация федерального рынка электроэнергии и мощности и вывод на него электростанций России с последующим созданием на их базе нескольких генерирующих компаний [3]. Эти попытки успеха не имели, преимущественно из-за отсутствия детального плана действий и кризисного состояния электроэнергетической отрасли.

К началу 2000-х годов удалось реструктуризировать долги потребителей перед РАО ЕЭС, прекратилась практика веерных отключений электроэнергии. 11 июля 2001 г. было принято Постановление Правительства РФ № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации». Этот день принято называть датой начала масштабной реформы. Детальный сценарий был представлен «Концепцией стратегии РАО ЕЭС России на 2003–2008 годы» в

мае 2003 года. Подразумевались достаточно радикальные меры – разделение РАО ЕЭС России по видам электроэнергетического бизнеса (генерация, сети, сбыт), создание оптового рынка электроэнергии и мощности, изменение институциональной структуры электроэнергетики, внедрение эффективных рыночных механизмов управления отраслью [7, с. 76].

Концепция достаточно оперативно стала претворяться в жизнь. К 2008 г. было произведено разделение каждой энергокомпании, входящей в РАО ЕЭС России, по направлениям деятельности. То есть в каждом регионе появились независимые генерирующие, сетевые и сбытовые компании. Эти компании практически сразу же были объединены по горизонтали в единые межрегиональные структуры.

На основе генерирующих активов регионов и федеральных электростанций были сформированы семь генерирующих компаний оптового рынка (ОГК) и 14 территориальных генерирующих компаний (ТГК). В состав ОГК вошли крупные тепловые электростанции, находящиеся в различных регионах страны. Одна ОГК – ОАО «Русгидро» – осталась в собственности государства, также не была приватизирована и атомная энергетика [3].

В состав ТГК вошли теплоэлектроцентрали соседних регионов, обеспечивающие потребителей тепло- и электроэнергией. ТГК также могут участвовать в биржевой торговле электроэнергией. В составе ТГК и ОГК оказалось более 60% установленной мощности всех электростанций страны. Поэтому можно считать, что независимые ОГК и ТГК являются основными действующими лицами конкурентного оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) и непосредственно участвуют в формировании рыночных цен на электроэнергию.

На базе региональных распределительных сетей были созданы 11 межрегиональных распределительных сетевых компаний – МРСК (передача электроэнергии по линиям 110 кВ – 0,4 кВ, присоединение к сетям потребителей). Пятьдесят шесть магистральных сетевых компаний (МСК) были объединены в Федеральную сетевую компанию (ФСК), которая занимается управлением, эксплуатацией и развитием Единой национальной электрической сети (ЕНЭС)

## МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

– линий электропередачи напряжением от 220 кВ и выше. Создан независимый системный оператор единой энергосистемы (СО ЕЭС). Системный оператор и ФСК на 100% принадлежат государству [3; 7, с. 76-77].

Конкуренцию в сфере сбыта должны были обеспечивать энергосбытовые компании (ЭСБ). В каждом регионе организовывались гарантирующие поставщики (ГП) – крупные компании, наследники бывших монопольных АО, которые обязаны были закупать энергию на оптовом рынке и перепродавать ее населению и прочим потребителям (промышленность, сфера услуг, транспорт и др.). Помимо гарантирующего поставщика приветствовалось создание иных ЭСК, конкурирующих между собой и с гарантирующим поставщиком за потребителя в конкретном регионе [3].

С 2011 г. было введено 100% рыночное ценообразование на оптовом рынке электроэнергии (кроме населения и приравненных к нему групп) и мощности, то есть Федеральная служба по тарифам прекратила устанавливать максимальную планку тарифа для продажи электроэнергии в рамках регулируемых договоров между поставщиками и потребителями [8, с. 678].

Что касается дальнейшей либерализации отрасли, то предполагается развитие конкуренции в сфере розничной торговли электроэнергией (вероятна отмена регулируемых тарифов для населения) и синхронизация ОЭС Сибири и ОЭС Востока с целью уменьшения количества неценовых зон. Также планируется совершенствование системы оплаты резервируемой мощности, снятие барьеров для развития распределенной генерации в удаленных энергорайонах или на территориях, не входящих в ЕЭС страны [8, с. 683-684].

### Итоги и перспективы либерализации в Японии и России

Доля немонопольных производителей электроэнергии в Японии по состоянию на 2014 г. составляла 25% от суммарной генерации. Порядка 22% выработки электроэнергии приходится на НПЭ, среди которых большая часть – собствен-

ная генерация крупных промышленных предприятий (ТЭС, ГЭС, ГАЭС). Оставшиеся 3% обеспечиваются частными производителями на основе возобновляемой энергии, неаффилированными с какой-либо электроэнергетической или промышленной компанией. Поскольку в конце 1990-х гг. доля независимой генерации составляла порядка 5%, то положительный эффект реформ по повышению конкуренции в отрасли очевиден [9, с. 196-197].

Если в 2004 г. установленная мощность всех электростанций Японии составляла 268 ГВт, то в 2014-293 ГВт. Однако общая установленная мощность электростанций 10-ти компаний-монополистов и J-Power<sup>2</sup> не росла и составляла 231 ГВт как в 2004, так и в 2014 году. Очевидно, что в условиях стагнации спроса на электроэнергию (в среднем порядка 900 млрд кВт/ч в 2004-2014 гг.) в пределах ответственности региональных монополий, у последних не возникало достаточных стимулов для увеличения парка мощностей [9, с. 190-191].

Внедрение ограниченной конкуренции в области генерации способствовало увеличению темпов ввода новых мощностей НПЭ, который составил 21 ГВт за 10 лет – достойный показатель для страны с монопольной структурой электроэнергетики. Частичная либерализация оказалась выгодной в первую очередь для крупных промышленных групп, которые начали строить станции не только для собственных нужд, но и для продажи электроэнергии в сеть или разрешенным потребителям внутри промышленных кластеров.

К тому же промышленные гиганты обладают достаточным инвестиционным потенциалом, чтобы строить мощности впрок и держать в резерве до момента реализации основных пунктов стратегического плана МЭТП. В условиях конкурентной среды эти мощности будут эксплуатироваться по максимуму.

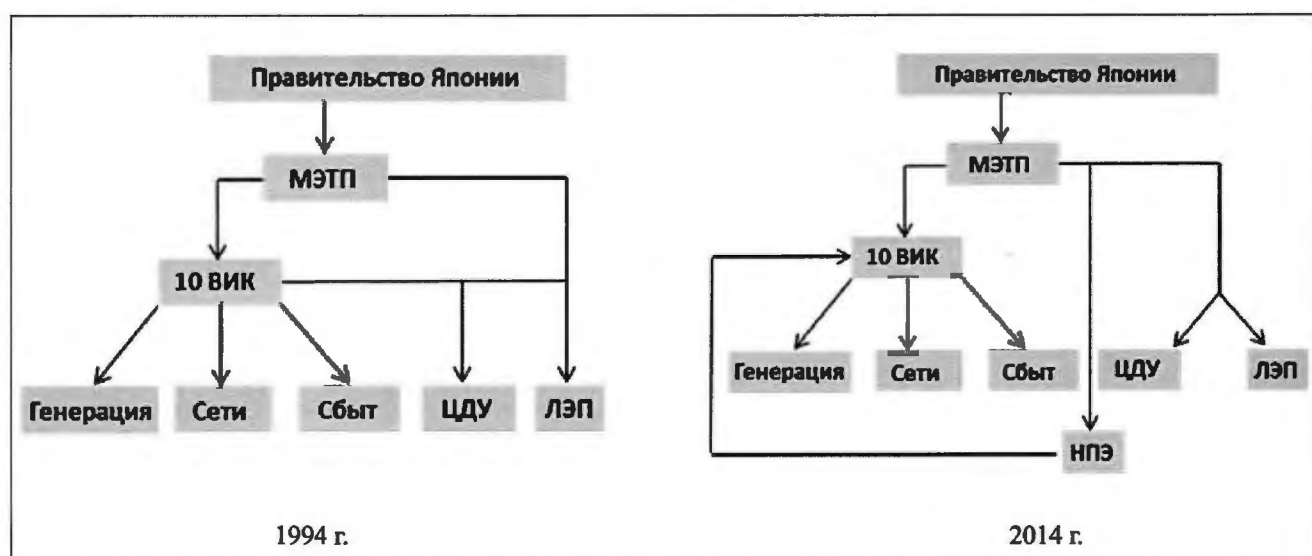
За период 1994-2014 гг. произошли следующие изменения в институциональной структуре японской электроэнергетики (см. рис. 1).

Несмотря на частичную либерализацию, вертикально-интегрированные компании по-прежнему занимают ведущие позиции на рынке.

<sup>2</sup> Компания создана в 1952 г. как крупнейший государственный электроэнергетический актив. Окончательно приватизирована в 2004 году. В японских статистических сборниках информация о J-Power включена в статистику по 10-ти компаниям-монополистам.



## МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ



Источник: [6].

**Рис. 1. Структура отрасли в Японии**

Реформы осуществляются медленно, основным механизмом является создание ограниченной конкуренции в сфере генерации. Внедрение оптовой торговли электроэнергией незначительно изменило ситуацию – большинству промышленных и коммерческих потребителей, а также населению компании-монополисты реализуют электроэнергию в рамках регулируемых договоров. Только разукрупнение региональных монополий в масштабах страны может дать реальный толчок развитию конкурентного рынка, таков мировой опыт и японское правительство это прекрасно понимает.

В России либерализация была проведена гораздо более радикально, чем в Японии. В результате реформ на большей части страны заработал конкурентный оптовый рынок электроэнергии и мощности. Этого удалось добиться за счет концентрации большинства электроэнергетических активов страны в руках частных оптовых и территориальных генерирующих компаний.

Благодаря реформе выросли генерирующие мощности – если в 2004 г. установленная мощность всех электростанций России составляла 216 ГВт, то в 2014-242 ГВт [10, с. 517; 11, с. 492]. За десять лет парк мощностей увеличился на 26 ГВт – или 11% по сравнению с показателями 1990-х годов – прирост внушительный и немного превышает результаты Японии. Только в России основные этапы либерализации уже пройдены,

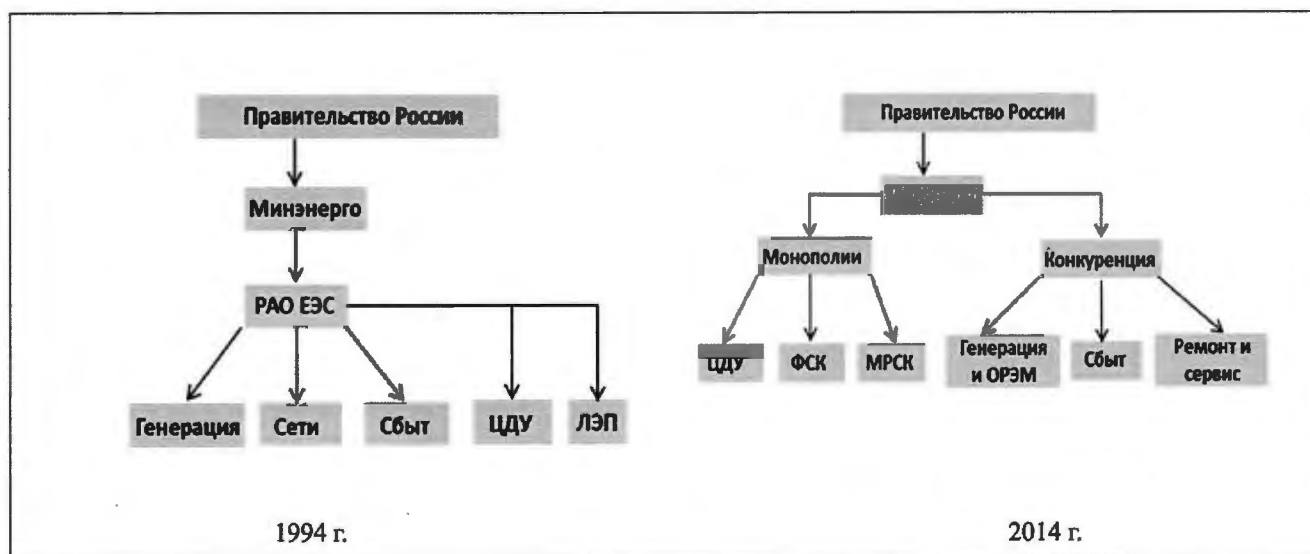
а в Японии к практической реализации новой схемы реформирования электроэнергетической отрасли планируется приступить в 2016 году.

В период 1994-2014 гг. институциональная структура российской электроэнергетики эволюционировала следующим образом (см. рис. 2).

Очевидно, что произошли серьезные изменения. По сути, за Минэнерго остались только общие координирующие функции, все оперативное регулирование было распределено между новыми структурами, отвечающими за разные виды бизнеса – генерацию, межрегиональную передачу электроэнергии и сбыт. Управление режимами работы энергосистемы было возложено на общенационального системного оператора, а регулированием работы оптового рынка электроэнергии и мощности занимается некоммерческое партнерство «Совет Рынка». Основным рыночным механизмом стала конкуренция генерирующих компаний на общероссийском оптовом рынке электроэнергии и мощности [3].

Дальнейшая либерализация электроэнергетики в России практически не осуществляется. Розничный рынок недостаточно конкурентен, в подавляющем большинстве случаев потребителей обеспечивает электроэнергией гарантирующий поставщик (ГП), обладающий монопольными позициями в регионе. Независимым ЭСК очень сложно выдерживать конкуренцию с гарантирующим поставщиком, поскольку по-

## МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ



Источник: [3].

Рис. 2. Структура отрасли в России

следний закупает электроэнергию сразу для нескольких крупных групп потребителей – населения, бюджетных организаций, промышленных предприятий. ГП в состоянии самостоятельно обеспечить стабильный портфель потребления в течение суток, что является решающим для формирования взвешенной цены на электроэнергию на ОРЭМ [12, с. 22-23].

Кроме того, не преодолена практика перекрестного субсидирования. Она широко применяется ввиду наличия регулируемых тарифов на электроэнергию для населения, которые в большинстве регионов в 2-2,5 раза ниже объективной рыночной цены с учетом уровня напряжения. Чтобы компенсировать убытки, ГП и независимые энергосбытовые компании продают электроэнергию другим (нерегулируемым) потребителям по ценам выше рыночных, тем самым внося свой вклад в удорожание продукции промышленных предприятий [12, с. 24-25].

В Японии, помимо лобби вертикально-интегрированных компаний, основным препятствием на пути либерализации всегда были опасения снижения надежности энергоснабжения потребителей в результате реформ. Законы рынка диктуют свои правила, и содержание большого числа станций в резерве на экстренный случай (не являющееся проблемой для ВИК, чьи убытки покрываются государственными субсидиями либо учитываются тарифом

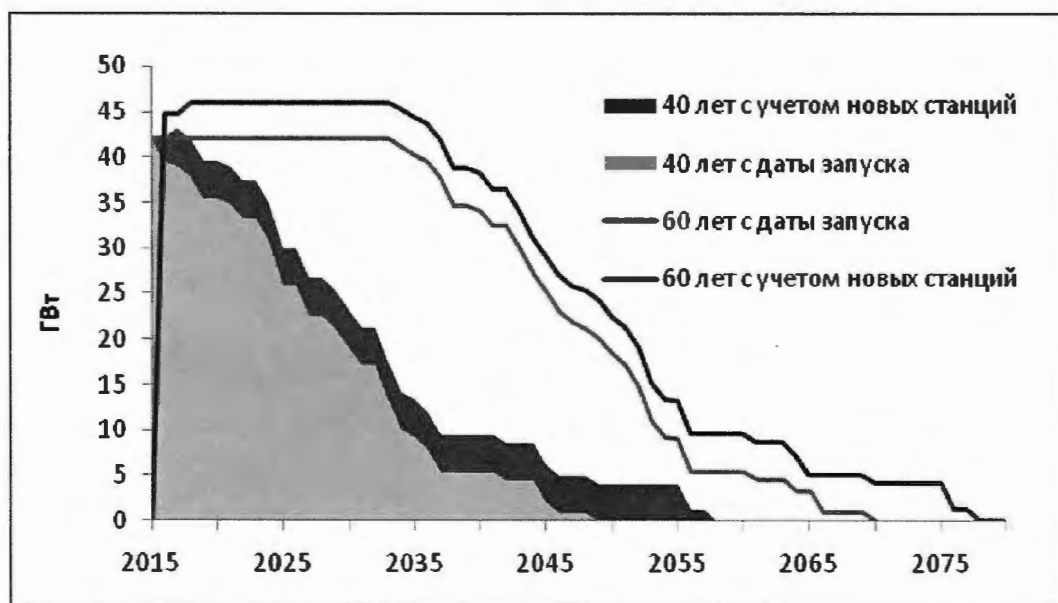
на электроэнергию), явно противоречит логике ведения бизнеса, настроенного получать прибыль здесь и сейчас. В стране, где вероятны природные катастрофы и аварии на АЭС, к вопросам либерализации электроэнергетики относятся очень тщательно [6].

Тем не менее Министерство экономики, торговли и промышленности Японии, как уже упоминалось выше, декларирует радикальные шаги на пути реформирования электроэнергетики. По нашему мнению, эти шаги с большой долей вероятности будут сделаны, что обосновывается ситуацией с развитием атомной энергетики в стране.

Основной план развития энергетики Японии от 2010 г. подразумевал рост доли АЭС в общей структуре генерации с 30% в 2010 г. до 50% в 2030 году. Однако авария на АЭС «Фукусима», произошедшая в марте 2011 г., заставила правительство отказаться от этого плана. В течение полутора лет после аварии все АЭС были остановлены, будущее атомной энергетики оказалось под вопросом. Институт экономики энергетики Японии считает наиболее вероятным сценарий, при котором существующие мощности АЭС все же будут эксплуатироваться, но строительство новых (кроме тех, что находились в стадии строительства до марта 2011 г.) вестись не будет [13].

В результате постепенного вывода блоков АЭС из эксплуатации по истечении срока служ-

## МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ



Источник: [13].

Рис. 3. Темпы выбытия мощностей АЭС в Японии, 2016-2078 гг.

бы, доля атомной генерации будет неуклонно снижаться, а доля ТЭС и ВИЭ увеличиваться. В настоящий момент большинство работающих в стране ТЭС – станции постройки 50-80-х гг. прошлого века, выведенные из резерва в 2011-2012 гг. для замещения выбывающих АЭС. Эти устаревшие станции обладают невысоким КПД и большим объемом эмиссии парниковых газов. Для обновления парка мощностей ТЭС и роста производства электроэнергии из возобновляемых источников, по признанию премьер-министра Японии С. Абэ, требуется привлечь значительный объем частных инвестиций (до 300 млрд долл.), что в условиях монопольной структуры отрасли сделать затруднительно по объективным причинам [14].

В то время как в Японии завершается подготовительный период перед масштабным реформированием электроэнергетики, в России наблюдается откат к новым формам монополизма, заключающимся в разделении рынка между несколькими крупными игроками.

В 2013 г. государство контролировало более 60% генерирующих мощностей за счет приобретения активов ТГК и ОГК структурными подразделениями госкорпораций. Например, дочернее предприятие ОАО «Газпром», «Газпром-энергохолдинг», стало крупнейшим в России по

суммарной мощности генерирующих активов, обогнав «Росатом», «Русгидро» и ИнтерРАО. Доля самой крупной из негосударственных компаний – КЭС-Холдинга – равна 7% [12, с. 25-26].

Данная ситуация приводит к снижению числа независимых игроков на рынке, возрастает роль аффилированных с государством компаний. Рынок становится все более олигополистическим. Кроме того, госкорпорации приобретают и сбытовые активы, тем самым еще больше отдаляя перспективу установления полноценно конкурентных схем в сфере сбыта электроэнергии.

Сравнение итогов либерализации и оценка перспектив ее дальнейшего развития в Японии и России важна, прежде всего, для понимания эффективности функционирования конкурентных электроэнергетических рынков в соседних странах, исторически следовавших модели жесткой централизации при управлении работой электроэнергетической отрасли. Факторами, дополнительно обосновывающими сравнение энергосистем Японии и России, являются также климатические условия и мировоззренческий фактор.

Среди климатических условий можно выделить, например, резкие температурные перепады в течение года, создающие серьезную пиковую нагрузку на энергосистемы двух стран,

## МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

и высокую вероятность стихийных бедствий и природных катастроф (наводнения, землетрясения и т.д.). Мировоззренческий фактор выражается в инерции принятия решений, или в наличии большого количества бюрократических барьеров, препятствующих эффективному обновлению институциональной структуры и внедрению новых механизмов управления электроэнергетикой.

Тем не менее исследование показало, что либерализация электроэнергетики, осуществляемая даже в весьма ограниченных рамках (Япония), способна оказать положительное влияние на отрасль. Однако, как в российском случае, при отсутствии должной системы сдержек и противовесов, даже широкое внедрение конкурентных механизмов в электроэнергетическую отрасль не избавляет от развития новых форм монополизма с помощью формально рыночных механизмов, таких как поглощения и слияния.

### Заключение

В области энергетики Япония и Россия в настоящий момент сотрудничают в рамках сырьевой парадигмы, основанной на экспорте российских первичных энергоресурсов (нефть, газ, уголь) в Японию. По всей видимости, данная

парадигма сохранится и в будущем. Пусть в настоящий момент практическое сотрудничество в электроэнергетике между Японией и Россией и не осуществляется, но потенциал у подобных проектов есть. Японский бизнес проявляет заинтересованность в совместных проектах по строительству новых генерирующих мощностей на Востоке России. Не закрыта и тема строительства энергомоста о. Сахалин – о. Хоккайдо.

По нашему мнению, увеличение уровня и глубины контактов между Японией и Россией в сфере электроэнергетики поможет преодолению негативных тенденций на пути к развитию национальных конкурентных электроэнергетических рынков. И Японии, и России требуется независимая, объективная оценка институциональных изменений в отрасли в результате либерализации: как работают на практике законы и подзаконные акты, направленные на закрепление принципов конкуренции, какие барьеры существуют для участников рынка при осуществлении деятельности по производству и дистрибуции электроэнергии. Также полезным мог бы быть двусторонний обмен информацией и опытом с целью формирования общего понятийного поля участников электроэнергетического бизнес-сообщества обеих стран.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Stridbaek U. *Lessons from liberalized electricity markets*. Paris: International Energy Agency Publishing, 2005. 218 p.
2. Asano H. *Regulatory reform of the electricity industry in Japan: what is the next step of deregulation?* // *Energy Policy*. Vol. 34, 2006. P. 2491-2497.
3. Бойко Т.М., Губанов А.Н. *Реформа электроэнергетики*. URL: <http://www.ru-90.ru/node/895>
4. Jones R.S., Kim M. *Restructuring the Electricity Sector and Promoting Green Growth in Japan*. Paris: OECD Publishing, 2013. 27 p.
5. Kobayashi Y. *Enhancing energy resilience: challenging tasks for Japan's energy policy*. Tokyo: Japan Chair of Centre for Strategic and International Studies, 2014. 19 p.
6. Akahori K., Inutsika J., Iwakiri S., Uchida M. *Fujitsu's approach to electricity system reform through electricity retail solutions* // *Fujitsu Sci. Tech. Journal*. Vol 50, 2014. P. 65-75.
7. Волков Л.В., Ходячих Е.В. *Реформирование электроэнергетики России: промежуточные итоги и дальнейшие планы* // *Эффективное антикризисное управление*. № 2(61), 2010. С. 74-81.
8. Gore O., Viljainen S., Makkonen M., Kuleshov D. *Russian electricity market reform: deregulation for regulation?* *Energy Policy*. Vol. 41, 2012. P. 676-685.
9. *Handbook of Japan's and world energy and economic statistics*. Tokyo: The Energy Conservation Centre of Japan, 2015. 389 p.
10. *Регионы России. Социально-экономические показатели*. М.: Росстат, 2007. 991 с.