

Открытый семинар
**«Экономические проблемы отраслей
топливно-энергетического комплекса»**
(семинар А.С. Некрасова)

Сто семьдесят второе заседание
от 18 октября 2016 года

О.В. Дёмина

**РЫНКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ:
РОЛЬ ПРОСТРАНСТВА И ИНСТИТУТОВ.
ЭКСПОРТ РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В КИТАЙ**

Семинар проводится при поддержке
Российского гуманитарного научного фонда
(проект № 16-02-14024г)

Издательство ИНП РАН
Москва – 2016

Руководитель семинара
академик **В.В. ИВАНТЕР**

Председатель заседания – к.э.н. **В.В. СЕМИКАШЕВ**

СОДЕРЖАНИЕ

О.В. Дёмина

РЫНКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ: РОЛЬ ПРОСТРАНСТВА И ИНСТИТУТОВ. ЭКСПОРТ РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В КИТАЙ	4
1. Рынки электроэнергии: роль пространства и институтов	4
1.1. Роль пространства	5
1.2. Институциональные условия функционирования рынков электроэнергии	12
2. Экспорт российской электроэнергии в Китай	18
ДИСКУССИЯ	24
ВОПРОСЫ	24
ВЫСТУПЛЕНИЯ	26
Кудрявый В.В.	26
Нигматулин Б.И.	27
Келин Г.Е.	27
Рыжов В.В.	27
Саенко В.В.	28
Антонов Н.В.	28
Семикашев В.В.	29

**РЫНКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ:
РОЛЬ ПРОСТРАНСТВА И ИНСТИТУТОВ.
ЭКСПОРТ РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В КИТАЙ²**

1. Рынки электроэнергии: роль пространства и институтов³

Технологические особенности производства и потребления электрической энергии обуславливают «несовершенство» рынков электроэнергии (в терминах экономической теории). Тем не менее, в течение последних трех десятилетий в разных странах мира наблюдался переход от исторически сформировавшихся рынков естественных монополий к конкурентным рынкам электроэнергии и мощности. Реформирование электроэнергетики сопровождалось изменением методов ценообразования. В соответствии с неоклассической теорией развитие конкуренции должно было обеспечить повышение эффективности у производителей электроэнергии, что позволило бы привлечь инвестиции и при этом сдерживать темпы роста цен на электроэнергию. Вопреки ожиданиям, внедрение конкурентных механизмов сопровождалось ростом цен на электроэнергию.

Для стран, характеризующихся большой площадью, фактом стало формирование не единого рынка, а множественных пространственно распределенных рынков. В итоге, определение цены электроэнергии на основе уровня затрат производителей, являющихся участниками данного рынка, при существенной дифференциации условий формирования затрат на отдельных территориальных рынках не могло не привести к регулярным отклонениям затрат производителей на отдельных рынках от средних затрат по отрасли в стране. Дифференциация затрат обусловила дифференциацию цен на электроэнергию в разрезе территориальных рынков. То есть закон формирования единой цены под действием конкуренции для случая электроэнергетики оказался нереализуемым. Рост цен и увеличение степени их дифференциации обусловили сохранение государственного регулирования отрасли, породив неожиданный симбиоз

¹ Автор – Дёмина Ольга Валерьевна, к.э.н., старший научный сотрудник ИЭИ ДВО РАН (г. Хабаровск), руководитель проекта «Экономика энергетики и энергетическая инфраструктура».

² Работа выполнена при поддержке гранта РГНФ № 15-32-01035 «Исследование механизмов и результатов экономической интеграции России и Китая: освоение энергетических и минеральных ресурсов на Дальнем Востоке».

³ Данный раздел подготовлен по статье: Дёмина О.В., Минакир П.А. Дифференциация цен на электроэнергию: роль пространства и институтов // Пространственная экономика. 2016. № 1. С. 30-59.

конкурентных рынков, регулируемых государством ради, во-первых, сдерживания цен на электроэнергию, а во-вторых, для повышения конкурентоспособности промышленного производства посредством выравнивания цен на электроэнергию по территориям страны.

Таким образом, современные рынки электроэнергии еще очень далеки от классических рынков совершенной конкуренции, наблюдается сочетание конкурентных и естественно монопольных секторов рынка, сохраняется государственное регулирование отрасли. Анализ рынков электроэнергии выполнен на эмпирическом материале России, США, Канады и Китая, которые являются общей моделью функционирования глобального рынка электроэнергии. Указанные страны занимают 35% территории мира, 20% мирового населения, 40% мирового ВВП, 50% всей потребляемой в мире электроэнергии. С географической точки зрения эти страны характеризуются большой протяженностью как с севера на юг, так и с запада на восток, что обуславливает большое разнообразие климата, почв, растительности, природных ресурсов. Все рассматриваемые страны, кроме США, расположены в трех климатических поясах, при этом Россия с Канадой характеризуются наиболее суровыми климатическими условиями.

На эмпирическом материале рассматриваются особенности функционирования систем электроснабжения и соответствующих рынков «больших» стран: России, США, Канады и Китая. В работе тестируются следующие гипотезы:

- межтерриториальная дифференциация цен на электроэнергию не является исключительным феноменом провала отраслевого рынка в России, но описывает общую закономерность функционирования рынка электроэнергии в «больших» странах;
- формирование института ценовой дискриминации потребителей электроэнергии имеет объективный характер.

Множественность рынков электроэнергии, соответственно пространственная дифференциация цен характерны для каждой из вышеупомянутых четырех «больших» стран, в которых, кроме того, наблюдаются специфические комбинации географических и институциональных факторов, определяющих как разбиение единого национального рынка, так и формирование параметров цен. Все существующие факторы, определяющие цены на электроэнергию были сгруппированы в два: пространство и институциональные условия функционирования энергосистем.

1.1. Роль пространства

Физическое пространство рассматривают как обременение (источник дополнительных затрат общества), и как ресурс экономического развития. Пространство генерирует затраты, связанные с его преодолением,

т.е. на инфраструктурное обеспечение, в случае электроэнергетики – на развитие сетей передачи электроэнергии. Однако пространство является ресурсом для экономического и социального развития, так как оно является источником ресурсов земли и промышленного сырья, при этом величина потенциальных ресурсов земли и сырья для экономического и социального развития оказывается тем больше, чем выше природно-ресурсное разнообразие, которое непосредственно зависит от размеров физического пространства⁴. Поэтому роль пространства рассматривается с точки зрения системы организации энергоснабжения (структура энергосистем и основные ЛЭП) и размещения источников генерации по типам в разрезе территорий страны.

Россия. В России наблюдается максимальная дифференциация географических (суммарная протяженность территории, среднегодовые температуры) и экономических условий функционирования рынка электроэнергии (дифференциация плотностей экономической деятельности и населения). На территории России создана Единая энергетическая система (ЕЭС России), которая состоит из 69 региональных энергосистем, которые, в свою очередь, образуют 7 объединенных энергетических систем (ОЭС): Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Юга, Урала, Сибири, Востока (рис. 1).

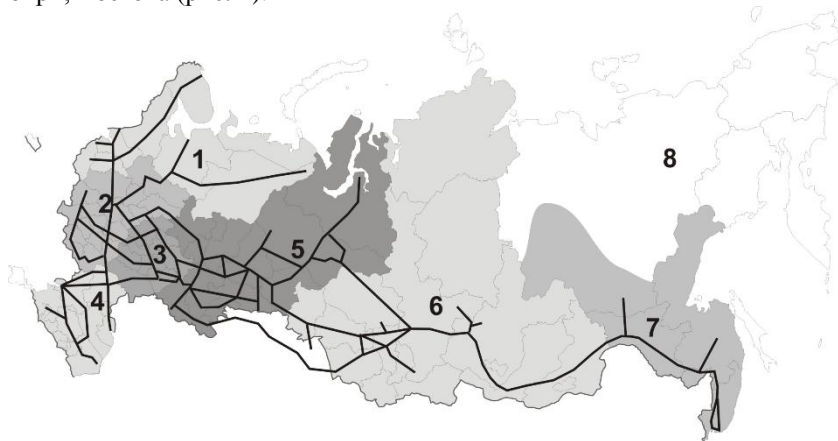


Рис. 1. Единая энергетическая система России.

Условные обозначения: 1 – ОЭС Северо-Запада, 2 – ОЭС Центра, 3 – ОЭС Средней Волги, 4 – ОЭС Юга, 5 – ОЭС Урала, 6 – ОЭС Сибири, 7 – ОЭС Востока, 8 – технологически изолированные энергосистемы. Отражены основные линии электропередачи

⁴ Минакир П.А., Демьяненко А.Н. Очерки по пространственной экономике / отв. ред. В.М. Полтерович; Рос. акад. наук, Дальневост. отд-ние, Ин-т экон. исследований. – Хабаровск: ИЭИ ДВО РАН, 2014. – 272 с.

Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными линиями электропередачи напряжением 220-500 кВ и выше. При этом ОЭС Востока функционирует отдельно от ЕЭС России. Кроме энергосистем, входящих в ОЭС Востока, существуют еще 5 изолированных энергосистем на Дальнем Востоке, которые не входят в ЕЭС России. Транспортировка электроэнергии в России осуществляется по магистральным сетям единой национальной электрической сети (ЕНЭС) и территориальным распределительным сетям. Общая протяженность линий электропередачи составляет около 2,5 млн. км, основная доля приходится на распределительные сети (около 97%).

Передачу электроэнергии по ЕНЭС осуществляет Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»). В то же время в стране зарегистрировано более 3000 территориальных сетевых организаций, что свидетельствует о высокой степени разрозненности сетевого комплекса в части распределительных сетей. Наблюдается неравномерная инфраструктурная обеспеченность территории страны, выражающаяся в дифференциации плотности электрических сетей. Наиболее развит сетевой комплекс в ЦФО, СКФО, ЮФО и ПФО, где плотность электрических сетей в 3 раза выше, чем в среднем по стране, наименее развит – в СФО и ДФО, где плотность сетей в 3 раза ниже, чем в среднем по стране. Показатели плотности электрических сетей корректируют с данными о плотности населения.

Установленная мощность электростанций в России к 2014 г. составила 259 ГВт, объем производства электроэнергии – 1064,2 ГВтч, при этом 66,5% от объема производства обеспечили ТЭС. Основным видом топлива в электроэнергетике страны является природный газ. Внутри страны наблюдается разнообразие типов электростанций, выбор которых во многом предопределен наличием на территории природных ресурсов: ГЭС в СФО и ПФО, ТЭС на угле в СФО и ДФО, АЭС в СЗФО и ЦФО, ТЭС на газе в ЦФО. Минимальный уровень цен на электроэнергию наблюдается в СФО, где доля ГЭС в структуре установленной мощности составляет 48%, а электроэнергия, вырабатываемая на ГЭС, является наименее затратным способом производства.

Объем потребления электроэнергии в России в 2014 г. составил 1065,0 ГВтч. Пространственная и отраслевая структура электропотребления характеризуются высокой степенью инерционности. Территориальная структура производства и потребления электроэнергии в разрезе федеральных округов практически совпадают. Основной объем потребления приходится на ЦФО (21% от суммарного электропотребления страны), СФО (20%), ПФО (19%) и УФО (17%). Основными потребителями электроэнергии в России являются промышленность и население – соответственно 53% и 14% суммарного электропотребления.

Китай. В Китае функционирует шесть региональных энергосистем: Северная, Северо-Восточная, Восточная, Центральная, Северо-Западная и Южная (рис. 2). Кроме того, по-прежнему существуют энергосистемы в пределах одной провинции (энергосистема Тибетская).

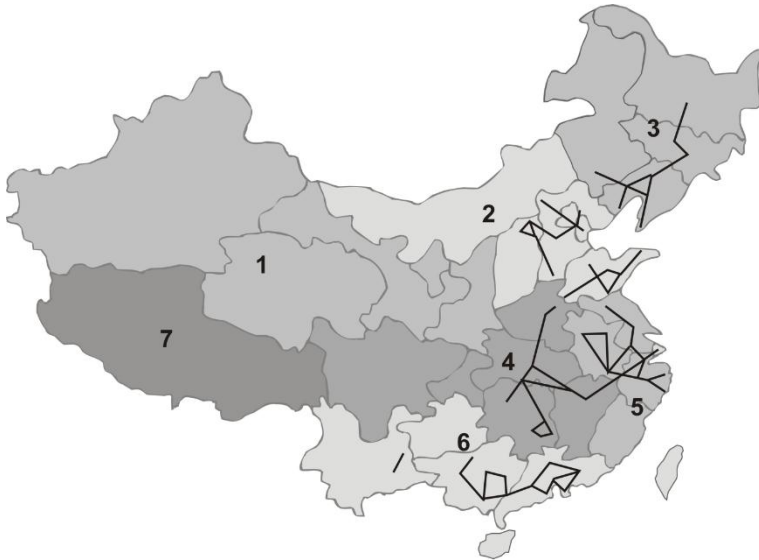


Рис. 2. Энергетическая система Китая.

Условные обозначения: 1 – Северо-Западная, 2 – Северная, 3 – Северо-Восточная ОЭС, 4 – Центральная, 5 – Восточная, 6 – Южная, 7 – Тибетская энергосистема. Отражены основные линии электропередачи

Для Китая характерно неравномерное расселение, так плотность населения в восточных провинциях в 3,7 раза выше, чем в среднем по стране, а в центральных провинциях – в 2 раза выше. На данные районы страны приходится более половины суммарного потребления электроэнергии в стране. Соответственно наиболее развитое сетевое хозяйство в восточных провинциях. Протяженность электрических сетей в стране оценивается в 543,9 тыс. км (напряжением 220 кВ и выше).

Основные энергоресурсы расположены в менее населенных и развитых провинциях: северных и северо-западных (уголь), юго-западных (гидроресурсы). Таким образом, для Китая характерны несоответствие размещения основных и энергоресурсов, в итоге расстояние между энергоисточниками и центрами нагрузки обычно составляет от 800 до 3000 км. Это приводит к увеличению доли затрат на транспортировку электроэнергии, по сравнению с расходами на генерацию. Около 60%

суммарной прибыли в электроэнергетике приходится на сетевые компании. Установленная мощность электростанций в 2013 г. в Китае составила 1257,7 ГВт, объем производства – 5372,1 ТВтч. Традиционно доминирующую долю в производстве электроэнергии занимают ТЭС, в 2013 г. они обеспечили 78,6% от суммарного объема производства и составили 69,2% в структуре установленной мощности. Основным видом топлива, используемым на электростанциях, является уголь (свыше 95% в структуре топливной корзины). В Китае структура установленной мощности по типам генерирующих мощностей варьирует от региона к региону: ТЭС преобладают в северных, северо-восточных и восточных провинциях, в центральных, северо-западных и южных провинциях – при доминирующих ТЭС значительная доля приходится на ГЭС, в южных провинциях размещены АЭС. Потребление электроэнергии в Китае в 2013 г. составило 5342,3 ТВтч. Основным потребителем электроэнергии в стране традиционно является промышленность – 67% от суммарного потребления, на долю населения приходится 15%.

США. Энергосистема США, является частью объединенной энергосистемы Северной Америки, состоит из трех объединенных энергосистем: Западная, Восточная и Техасская (рис. 3). Энергосистемы объединены линиям постоянного тока низких классов напряжения, что накладывает ограничения на возможные объемы перетоков. Западная и Восточная энергосистемы соединены межгосударственными линиями с энергосистемой Канады. Западная и Техасская энергосистемы соединены межгосударственными линиями с Мексикой. Развитие энергосистемы Северной Америки не координируется из единого центра, функционирует восемь системных операторов. Соответственно можно выделить 8 районов, подведомственных разным операторам, в пределах которых фактически осуществляется балансировка. Первый район совпадает с территорией функционирования Западной энергосистемы, второй – Техасской. В границах Восточной энергосистемы выделено 5 районов, при этом провинции Канады (от Онтарио и далее на восток до побережья) совместно с Квебекской энергосистемой образуют восьмой район. Объем перетоков между данными районами незначительный, как в силу наличия административных барьеров, связанных с возможностями координации балансов электроэнергии смежных территорий, управляемых различными системными операторами и в ряде случаев отсутствием соответствующих соглашений, так и технологических ограничений по объемам поставок электроэнергии, обусловленных малой пропускной способностью сетей.

Большая часть магистральных и распределительных сетей в США находятся в управлении региональными сетевыми организациями. На территориях, где не созданы региональные сетевые организации, сетевой комплекс находится в ведении коммунальных энергетических компаний

или кооперативов коммунальных энергетических компаний. Сетевой комплекс характеризуется высокой степенью разрозненности, линии электропередач находятся в собственности более 3200 организаций. Общая протяженность линий электропередачи в США оценивается в 10 млн. км, при этом распределительные сети составляют около 97%.

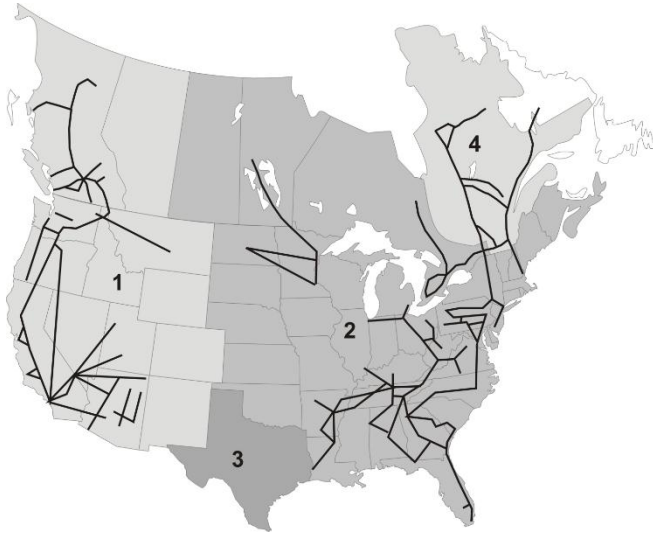


Рис. 3. Энергетическая система Северной Америки.

Условные обозначения: 1 – Западная энергосистема, 2 – Восточная энергосистема, 3 – Техасская энергосистема, 4 – Квебекская энергосистема. Отражены основные линии электропередачи

Основная часть населения страны сконцентрирована вдоль побережья, преимущественно на восточном, соответственно в этой части наиболее развито сетевое хозяйство. Так плотность населения в штате Нью-Йорк в 4,3 раза превышает среднюю плотность населения по стране, в штате Флорида – в 3,6 раз, в штате Пенсильвания – в 3,3 раза. В территориальной структуре потребления электроэнергии доминирующую долю занимает Восточная энергосистема (73% суммарного электропотребления в стране), Западная энергосистема (19%), и Техасская энергосистема (8%).

В США преимущественное развитие получили ТЭС на угле, которые занимают 30% в структуре установленной мощности и обеспечивают 42% от суммарного объема производства. В США установлена сильная корреляционная связь между ценами на уголь и на электроэнергию. Низкая цена угля (особенно по сравнению с другими энергоносителями) оказывала сдерживающее воздействие на цены на электроэнергию в США.

В штатах, в которых преобладают ТЭС на угле, стоимость 1 кВтч электроэнергии на розничном рынке в среднем на 10 центов ниже, чем среднее значение по стране.

Канада. Энергосистема Канады является частью энергетической системы Северной Америки, характеризуется более тесными связями с энергосистемой США, чем связями между провинциями. Так, энергосистемы провинций Британская Колумбия и Альберта являются частью Западной энергосистемы США, энергосистемы провинций Саскачеван, Минитоба, Онтарио, Нью-Брансуик, Новая Шотландия – частью Восточной энергосистемы США, в провинции Квебек функционирует отдельная энергосистема, соединенная высоковольтными линиями с Восточной энергосистемой США.

На территории Канады население в основном проживает вдоль канадско-американской границы (примерно 90% населения сосредоточено в 250 км зоне от государственной границы), соответственно там размещены основные районы потребления. В провинции Онтарио проживает 38% населения страны, плотность населения в 3,6 раза выше, чем в среднем по стране. Также высокая плотность населения характерна провинциям на восточном побережье: Нью-Брансуик (в 2,9 раза выше, чем в среднем по стране) и Новая Шотландия (в 4,8 раза). На четыре провинции приходится свыше 80% суммарного электропотребления в стране: Квебек (38%), Онтарио (24%), Альберта (12%) и Британская Колумбия (12%).

Линии электропередач в основном вытянуты с севера на юг, данное направление обусловлено, во-первых, размещением основных ГЭС на севере страны, а потребителей – на юге (см. рис. 3). Во-вторых, расстояние от основных центров концентрации потребителей с севера на юг меньше расстояния с запада на восток, так как протяженность межгосударственных линий составляет от 100 до 200 км (направление север-юг), в то время как расстояние между крупными городами Канады, являющимися крупными потребителями электроэнергии составляет от 500 до 1000 км (запад-восток). Общая протяженность линий электропередачи составляет около 1 млн. км, распределительные сети составляют 90% от общей протяженности. Протяженность магистральных линий оценивается порядка 100 тыс. км.

Установленная мощность электростанций в Канаде в 2013 г. составила 132,6 ГВт, объем производства электроэнергии – 651,8 ТВтч. Основной объем электроэнергии в Канаде производится на ГЭС, доля которых в производстве составила 62%. Провинции Британская Колумбия, Манитоба, Ньюфаундленд и Лабрадор, Квебек в основном производят электроэнергию на ГЭС, в то время как провинции Альберта и Саскачеван – на ТЭС и провинция Онтарио – на АЭС и ВИЭ. Минимальные цены на электроэнергию в провинциях с преобладанием ГЭС. Традиционно высокие

цены на электроэнергию в островных изолированных энергосистемах (провинции Остров Принца Эдуарда и Новой Шотландии).

Низкие цены на электроэнергию в Канаде обусловлены доминированием гидрогенерации, в США и Китае уровень цен на электроэнергию в первую очередь обусловлен уровнем цен на уголь, в России – ценами на природный газ. Во всех рассмотренных странах наблюдается значительная дифференциация по типам генерации в разрезе территории страны, что обуславливает дифференциацию издержек на производство электроэнергии.

1.2. Институциональные условия функционирования рынков электроэнергии

Объективная дифференциация географических условий генерации, распределения и потребления электрической энергии в «больших» странах обуславливает наличие множественности рынков, что сопровождается множественностью уровней цен, определяемых множественностью уровней затрат на производство и передачу электроэнергии. Такая множественность противоречит принципам рыночной конкурентоспособности и социального равенства. Разрешение этого противоречия во всех рассмотренных выше странах порождает сохранение государственного регулирования цен с целью повышения конкурентоспособности промышленного производства и социальной поддержки населения. Государственное регулирование цен на электроэнергию во всех странах проявляется в форме перекрестного субсидирования, обеспечивающего подавление чрезмерной разницы в ценах для потребителей, расположенных на разных территориях. Перекрестное субсидирование приводит к ценовой дискриминации потребителей, формы которой неодинаковы в зависимости от институциональных условий, определяющих конкретный механизм и цели такой дискриминации. Рассмотрим какие механизмы используются в каждой из указанных стран.

Россия. Последние пятнадцать лет в России осуществляется реформирование электроэнергетики, к настоящему времени произошли следующие структурные преобразования: изменилась система государственного регулирования отрасли; осуществлен переход от вертикально-интегрированных компаний к организациям, специализирующимся на отдельных видах деятельности; выделены потенциально конкурентные сферы (производство, сбыт, ремонт и сервис) и естественно монопольные (транспортировка, оперативно-диспетчерское управление); организовано функционирование конкурентного оптового и розничного рынка электроэнергии. Структурные трансформации, происходящие в отрасли, привели к изменению подходов к ценообразованию, что отразилось на динамике и уровне цен на электроэнергию.

В России действует двухуровневый (оптовый и розничный) рынок электроэнергии и мощности. Функционирование оптового рынка осуществляется на территориях регионов, объединенных в ценовые зоны, первую (Европейская часть России и Урал) и вторую (Сибирь) и неценовые зоны (Хабаровский край, Приморский край, Амурская область, ЕАО, Архангельская и Калининградская области, Республика Коми). На оптовом рынке выделены два сегмента – рынок электрической энергии и мощности, торговля осуществляется по регулируемым и нерегулируемым (свободным) ценам. В рамках ценовой зоны определяется единая цена на мощность. В ценовых зонах регулируемые цены сохранены только для населения и приравненных к нему групп потребителей, в неценовых зонах – регулируемые цены для всех потребителей.

Цена на электрическую энергию, поставляемую потребителям, формируется из затрат на покупку электроэнергии на оптовом и розничном рынках (затраты на генерацию); затрат услуги по передаче и распределению; прочих затрат (инфраструктурных услуг, оказываемых операторами рынка, бытовыми организациями с учетом объемов спроса на электрическую энергию (мощность)).

Сохранение государственного регулирования электроэнергетики даже в условиях реструктуризации отрасли приводит к различным формам проявления ценовой дискриминации потребителей электроэнергии в форме перекрестного субсидирования, т.е. снижения цены электроэнергии для отдельных групп потребителей и потребителей отдельных территорий за счет других.

На оптовом рынке электроэнергии и мощности сохранены регулируемые цены на объемы электроэнергии, потребляемые населением, которые устанавливаются на уровне ниже затрат на производство электроэнергии. В итоге все остальные группы потребителей оплачивают часть стоимости электроэнергии, потребленной населением (перекрестное субсидирование). Объем перекрестного субсидирования в секторе генерации в 2011 г. оценивался на уровне 60 млрд. руб.

Максимальный объем перекрестного субсидирования осуществляется через регулирование цен на распределение электроэнергии. В общем случае с ростом напряжения в сетях и снижения расстояния передачи снижаются затраты на транспортировку электроэнергии. В тоже время на услуги по транспортировке электроэнергии в пределах территории субъекта РФ установлена единая цена («котловой» принцип), т.е. потребители вне зависимости от расстояния передачи электроэнергии в пределах субъекта РФ оплачивают электроэнергию по одинаковой цене. Сохранена практика «последней мили», при которой потребители, подключенные к сетям высоких классов напряжения, оплачивают электроэнергию по цене как потребители низких классов напряжения.

Объем перекрестного субсидирования в секторе распределения в 2011 г. оценивался в 263,9 млрд. руб., в том числе 58,6 млрд. руб. приходилось на оплату «последней мили». На сегодняшний день цена для потребителей, оплачивающих «последнюю милю», в среднем в 3,6 раза больше, чем они должны платить. С 1 января 2014 г. механизм «последней мили» был отменен в 28 субъектах РФ, в 16 субъектах РФ продлен до 2017 г. и только в 4-х субъектах РФ сохранен до 2029 г., причем два из них расположены в СФО (Республика Бурятия, Забайкальский край), а два – в ДФО (Амурской область, ЕАО).

По оценкам, в 2011 году совокупный объем переплаты субсидирующих групп потребителей составил 323,9 млрд. руб. без НДС (или 382,2 млрд. руб. с НДС).

Эта сумма складывается из следующих составляющих (все суммы приведены без НДС):

- регулируемые договоры на оптовом рынке электроэнергии и мощности – 60 млрд. руб.;
- аренда «последней мили» – 58,6 млрд. руб.;
- перераспределение НВВ (необходимой валовой выручки) в ставке на содержание сетей – 172,2 млрд. руб.;
- перераспределение расходов на компенсацию потерь в ставке на оплату потерь электроэнергии – 31,2 млрд. руб.;
- завышение двухставочного тарифа на высоком напряжении относительно одноставочного – 1,9 млрд. руб.⁵.

С затратами на передачу электроэнергии связан еще один вид перекрестного субсидирования – межтерриториальное перекрестное субсидирование, обусловленное государственными выплатами на оплату услуг передачи электроэнергии по ЕНЭС. Необходимо отметить, что постепенно снижалось количество субъектов РФ, требующих данный вид субсидирования, при этом выплаты субъектам РФ, расположенным в ДФО осуществлялось на протяжении всего периода с 2009 по 2013 гг.

Все затраты, относящиеся к числу прочих, являются регулируемыми. Сбытовая надбавка; оплата за услуги по оперативно-диспетчерскому управлению; оплата другим организациям, обеспечивающим функционирование рынка электроэнергии (ОАО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии», ОАО «Центр финансовых расчетов») устанавливаются Федеральной службой по тарифам.

В технологически изолированных энергосистемах цена на электроэнергию устанавливается региональными регулирующими органами на

⁵ Ряпин И. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: итог пятнадцатилетней борьбы / Энергетический центр Московской школы управления Сколково. 2013. 44 с. URL: <http://holding-energy.ru/docs/subscribes>

основе метода экономически обоснованных расходов («затраты плюс»). В данном случае перекрестное субсидирование осуществляется путем установления цен на электроэнергию для отдельных групп потребителей ниже, чем затраты на их электроснабжение, для других потребителей – соответственно выше.

В России выгоды от перекрестного субсидирования получает население, при этом увеличивается цена для других групп потребителей, прежде всего промышленности. По оценкам порядка 63% от общего объема перекрестного субсидирования приходится на население. Основной объем перекрестного субсидирования в пользу населения перераспределяется через цены на распределение электроэнергии (71%), остальная часть – за счет цен генерации (29%).

Kumai. В Китае планируется поэтапное введение конкуренции на рынке электроэнергии, на сегодняшний день созданы условия для конкуренции только среди производителей электроэнергии, остальные сферы деятельности в отрасли находятся под контролем государства. На сегодняшний день процесс реформирования электроэнергетики еще не завершен. Общая концепция предполагает создание трехуровневой системы рынков электроэнергии: национального, региональных и на уровне отдельных провинций.

Реформирование электроэнергетики в Китае началось в 1985 г., наиболее существенные изменения в отрасли произошли в 2002 г. В этот период были созданы пять крупных независимых генерирующих компаний и две сетевые корпорации, объединяющие шесть региональных сетевых компаний и 31 провинциальную сетевую компанию. Сетевые корпорации отвечают не только за функционирование и развитие сетевого комплекса, но и осуществляют оперативно-диспетчерское управление, планирование развитием генерирующих мощностей. Сетевые корпорации покупают электроэнергию на оптовом рынке и продают ее потребителям на розничных рынках. В тестовом режиме в отдельных провинциях Китая существует система 2-х сторонних договоров на покупку между потребителями и производителями электроэнергии, прежде всего для алюминиевой промышленности. В рамках 2-х сторонних договоров реализуется продажа всего 0,002% от объема оптового рынка электроэнергии.

Доля независимых генерирующих компаний в общей выработке составляет 40%. Государственное регулирование отрасли по всей цепочке от производителей до доставки электроэнергии потребителям позволяет удерживать розничные цены на электроэнергию на низком уровне. Цены на электроэнергию для промышленности выше, чем для населения, так как существует перекрестное субсидирование между данными группами потребителей. Государственное регулирование объясняет отсутствие связи между ценами угля и электрической энергии в стране, при домини-

рующей доле выработки на ТЭС, работающих на угле. Отсутствие зависимости цен на электроэнергию с ценами угля, в 2011 г. привело к крупнейшему дефициту электроэнергии в южных провинциях после 2004 г. Данная ситуация была спровоцирована убытками, обусловленными низкими ценами электроэнергии для потребителей, которые не обеспечивали компенсацию увеличившиеся затрат энергетических компаний вследствие роста рыночных цен на уголь. Для предотвращения подобных ситуаций были разработаны и внедрены два механизма: начиная с 2012 г. была введена новая модель ценообразования на электроэнергию, предполагающая их корректировку с учетом динамики цен на уголь; внедрен механизм субсидирования производителей электроэнергии для частичной компенсации затрат на топливо. По оценкам размер субсидии составил 0,008 юаней на 1 кВтч электроэнергии.

США. Реформирование рынка электроэнергии в США началось еще в 1978 г., однако после энергетического кризиса в Калифорнии в начале 2000-х, процесс реструктуризации замедлился. Федеральное Правительство США осуществляет регулирование межгосударственных перетоков электроэнергии и деятельности оптового рынка электроэнергии. Функционирование розничных рынков электроэнергии контролируется на уровне региональных властей. В большинстве рынков сохранились неконкурентные рынки, только в 15 штатах осуществлен переход к конкурентным рынкам.

В США выбор принципа ценообразования зависят от институциональных условий рынка электроэнергии: в штатах с неконкурентными рынками цена на электроэнергию определяется на основе метода экономически обоснованных расходов (затраты плюс); в штатах с конкурентным рынком – на основе соотношения спроса и предложения, при этом загрузка электростанций выполняется по минимуму затрат. В США после перехода к новым методам организации рынка и ценообразования наблюдалось увеличение дифференциации цен, с 1990 г. к 2014 г. отношение максимальной к минимальной среднотопусковой цене на электроэнергию увеличилось с 2,8 до 4,7 раз.

В США цены на электроэнергию для населения самые высокие, в среднем на 40% выше, чем для промышленных потребителей. Разница в ценах обусловлена уровнем напряжения в сетях, от которых данные группы потребителей получают электроэнергию.

В США существует возможность перекрестного субсидирования между потребителями разных штатов, обусловленное наличием энергетических компаний, которые одновременно функционируют на территориях штатов с конкурентным и с неконкурентным рынком. Сложная система организации электроэнергетики, разнообразие структур рынков электроэнергии, сохранение ВИК предполагают существование ценовой

дискриминации потребителей электроэнергии, о чем косвенно свидетельствуют разные показатели вариации цен в разрезе штатов для промышленных потребителей и населения.

Канада. Как и в США, в Канаде не существует единого координационного центра, отвечающего за сбалансированное развитие электроэнергетики в стране. Организационная структура рынка электроэнергии зависит от провинций. Только в провинции Альберта организован конкурентный рынок электроэнергии, в провинции Онтарио – гибридная модель (оптовый рынок электроэнергии является конкурентным, в то время как на розничном рынке основной объем электроэнергии реализуется в рамках двухсторонних контрактов), в остальных провинциях сохранились рынки несовершенной конкуренции, в тоже время происходят структурные трансформации, направленные на создание конкурентных условий на оптовых рынках. Во всех провинциях, кроме Альберта и Онтарио, осуществляется государственное регулирование цен оптового рынка электроэнергии. В большинстве провинций, производство, транспортировку и сбыт электроэнергии осуществляют вертикально интегрированные компании, находящиеся в государственной собственности, при этом в большинстве случаев они разделены по видам деятельности.

Хотя энергетическая система Канады имеет тесные связи с энергосистемой США, но розничные рынки электроэнергии между странами не объединены. Планирование развитием распределительных сетей осуществляется на уровне провинций, межгосударственных линий – на уровне федерального правительства.

В Канаде цены на электроэнергию устанавливаются на основе экономически обоснованных расходов («затраты плюс»). Дифференциация цен на электроэнергию между провинциями объясняется, прежде всего, типом генерирующего оборудования и формой организации рынка электроэнергии. Так как власти провинции обладают большими полномочиями, чем федеральные власти в отношении регулирования рынков электроэнергии, это приводит к дифференциации цен, обусловленной затратами, связанными с типом организации рынка электроэнергии и различиями в налоговых ставках между провинциями. Необходимо отметить, что в целом, цены на электроэнергию в Канаде одни из самых низких в мире благодаря высокой доле выработки электроэнергии на ГЭС. Средние цены на электроэнергию для населения превышают цены для промышленности в 1,5 раза. Существование в большинстве провинций вертикально интегрированных компаний позволяет предположить наличие ценовой дискриминации потребителей электроэнергии.

Таким образом, в России и в Китае осуществляется ценовая дискриминация потребителей электроэнергии посредством перекрестного субсидирования между группами потребителей, цены для населения поддер-

живаются ниже за счет роста цен для других групп потребителей. В России также осуществляется межтерриториальное перекрестное субсидирование, реализуемое через цены на передачу электроэнергии. В США перекрестное субсидирование осуществляется между потребителями разных штатов, что обусловлено наличием энергетических компаний, которые одновременно функционируют на территориях штатов с конкурентным и с неконкурентным рынком. Существование в большинстве провинций Канады вертикально интегрированных компаний также позволяет предположить наличие ценовой дискриминации потребителей электроэнергии.

Ценовая дискриминация потребителей является специфическим механизмом государственного регулирования, который определяется особенностью электроэнергетики и наиболее актуален при переходе от неконкурентных рынков к конкурентным. Электроэнергетика, как любая сфера деятельности, тяготеющая к возникновению локальных монополий, объективно порождает дифференциацию цен, которая становится тем глубже, чем глубже проникает в отрасль конкуренция, затрагивая тем больше сегментов энергетического рынка, чем шире распространяется механизм рыночной конкуренции.

2. Экспорт российской электроэнергии в Китай

С середины 1980-х годов быстрорастущая экономика Китая оказалась не в состоянии обеспечить спрос на электроэнергию. Именно дефицит электроэнергии в приграничной провинции Хэйлунцзян (Китай) наряду с наличием избыточных генерирующих мощностей в ОЭС Востока (Россия) обусловили возникновение экспорта российской электроэнергии в Китай. В итоге уже более четверти века осуществляются приграничные поставки российской электроэнергии в Китай.

Так, в 2015 г. в ОЭС Востока годовой максимум потребления мощности в ОЭС Востока составил 4698 МВт, при установленной мощности в энергосистеме равной 9182,5 МВт и норме резервирования 23%. То есть еще порядка 26% от установленной мощности являются сверхнормативным резервом. Экспорт российской электроэнергии осуществляется из ОЭС Востока по трем межгосударственным линиям электропередачи: «Благовещенск – Хэйхе» (110 кВ), «Благовещенск – Айгунь» (220 кВ) и «Амурская» – Госграница КНР» (500 кВ). Суммарная пропускная способность данных линий составляет до 6-7 млрд. кВтч в год. На сегодняшний день пропускная способность используется только наполовину.

В Китае с середины 1980-х наблюдался дефицит установленной мощности, к началу 2000 почти по всей стране он был ликвидирован. Если еще в 2005 г. дисбаланс между потреблением и производством на Северо-Востоке составлял 31 ТВтч (при коэффициенте загрузки 80%), то сегодня система является избыточной по мощности. На сегодняшний день 3 из

6 энергосистем характеризуются избыточными установленными мощностями с практически 2-х кратным превышением, в том числе ОЭС Северо-Востока, в которую входит провинция Хэйлунцзян. Однако объем производства и потребления электроэнергии в ОЭС Северо-Востока Китая свидетельствует, о том, что на протяжении всего периода объем потребления превышал объем выработки в энергосистеме (рис. 4).

млрд. кВтч

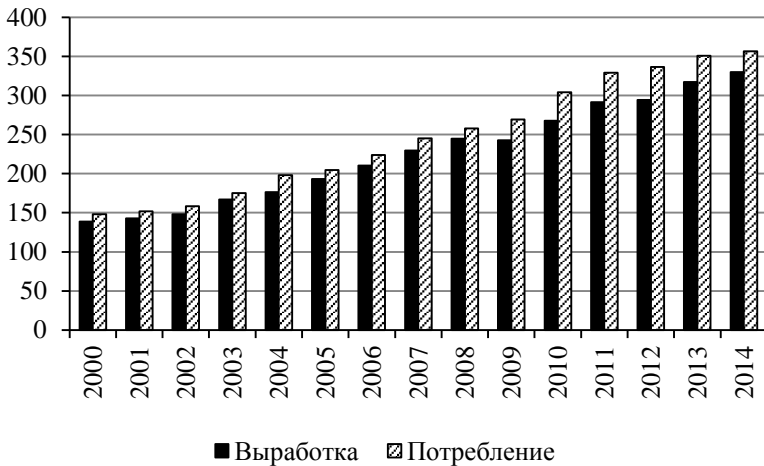


Рис. 4. Динамика потребления и производства электроэнергии в Северо-Восточной ОЭС Китая в 2000-2014 гг., млрд. кВтч.

Источник: National Bureau of Statistics of China

Сохранение поставок российской электроэнергии в приграничные районы Китая в условиях избытка мощности обусловлено примерно равным уровнем стоимости электроэнергии на оптовом рынке ОЭС Северо-Востока Китая и ОЭС Востока России на уровне 0,08-0,12 долл. США/кВтч (для РФ 0,09)⁶.

Наблюдалось увеличение экспорта российской электроэнергии в Китай. Объем экспорта российской электроэнергии с 2000 к 2015 г. увеличился более, чем в 17 раз и составил 3,4 млрд. кВтч. Поставки электроэнергии осуществляются в рамках долгосрочного контракта, подписанного группой «Интер РАО» и Государственной электросетевой корпора-

⁶ Electric Power Grid Interconnection in Northeast Asia / Asia Pacific Energy Research Centre. 2015. URL: http://aperc.ieej.or.jp/file/2015/11/27/FinalReport-APERC-Electric_Power_Grid_Interconnection_in_NEA.pdf

цией Китая в 2012 г. Объем поставок зависит от конъюнктуры рынка (потребления электроэнергии в провинции Хэйлунцзян), суммарный объем поставок в рамках контракта составляет 100 млрд. кВтч за 25 лет.

Еще в 2006 году было подписано Соглашение о всесторонней разработке предварительного ТЭО Проекта широкомасштабного экспорта электроэнергии в Китай. В Соглашении были определены этапы реализации Проекта, общий целевой объем экспорта (60 млрд. кВтч. в год), зафиксированы принципы ценообразования и поставлена задача разработать предварительное ТЭО в течение 6-ти месяцев. В результате проделанной работы в ноябре 2007г. во время визита Премьер-министра РФ в КНР были подписаны еще два документа: Контракт на поставку электроэнергии по 1 этапу и Соглашение о принципах реализации Проекта. Дальнейшее развитие Проекта предполагало реализацию трех его этапов, параметры представлены на слайде. На 1 этапе используются действующие в ОЭС Востока электростанции, а реализация 2 и 3 предполагала строительство новой генерации на Дальнем Востоке и в Сибири. Анализ текущей ситуации позволяет сказать, что 1 этап данного проекта реализован (табл. 1).

Таблица 1

Проект «большого экспорта» российской электроэнергии в Китай

	1 этап 2008-2009 гг.	2 этап 2010-2012 гг.	3 этап 2015-2018 гг.
Экспорт электроэнергии, млрд. кВтч / (МВт)	3,6-4,5 / (600-750)	18,0 / (3000)	38 / (6000-6400)
Всего экспорт нарастающим итогом, млрд. кВтч	3,6-4,5	21,6-22,5	59,6-60,5
Категория ЛЭП (точка приема)	500 + ВПТ (Хэйхэ-Харбин)	ППТ ±500 (Шеньян)	ППТ ±800 или 2 по ±600 (Пекин)

Источник: Дёмина О.В., Огнев А.Ю. Развитие энергетического сотрудничества России и Китая: декларации и практика // Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление: сб.статей всероссийской конференции. - Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015

Относительно дальнейшей эскалации экспорта электроэнергии с российского Дальнего Востока необходимо отметить следующее. Прежде всего, объем экспорта с Дальнего Востока в настоящее время составляет около 10% от производимой электроэнергии на юге Дальнего Востока, т.е. в сфере действия ОЭС Востока. В китайской провинции Хэйлунцзян

объем импортируемой электроэнергии составляет не более 4% от потребляемой электроэнергии. Емкость рынка электроэнергии на северо-востоке Китая остается и прогнозируется весьма значительной.

Однако эффекты, получаемые российской стороной от наращивания экспорта электроэнергии с действующих электростанций, не являются очевидными. Одним из ключевых эффектов, которым мотивируют наращивание объемов поставок электроэнергии в Китай, является снижение производственных затрат, что способствует сохранению более низких цен для конечных потребителей региона (при условии гибкости цен). В тоже время расчеты показали, что двукратное увеличение экспорта электроэнергии в Китай оказывает следующее влияние на изменение производственных затрат в ОЭС Востока: в случае если весь дополнительный объем электроэнергии производится на ГЭС, то наблюдается сокращение общих затрат на производство 1 кВтч электроэнергии на 21%; в случае если дополнительный объем электроэнергии распределяется между ТЭС и ГЭС в текущей пропорции (72:28), при сохранении тепловой нагрузки ТЭС, то наблюдается рост общих затрат на производство 1 кВтч электроэнергии на 10%⁷.

Конкурентными преимуществами российских экспортно-ориентированных электростанций по сравнению с производством электроэнергии в Китае является наличие в восточных районах России крупных запасов первичных энергоресурсов и относительно меньшие расстояния передачи электроэнергии от генерирующих источников с российской стороны до потребителей в Китае, чем расстояние передачи между потребителями и производителями в Китае. На сегодняшний день в Китае расстояние между энергоисточниками и потребителями в среднем составляет от 800 до 3000 км, что ведет к увеличению доли затрат на транспортировку электроэнергии, по сравнению с расходами на генерацию. Для организации поставок электроэнергии из энергоизбыточных к энергодефицитным провинциям начато строительство линий электропередачи ультравысокого напряжения по направлению с запада на восток, общей протяженностью 12,6 тыс. км. В тоже время, расстояние между действующими российскими электростанциями и потребителями северо-восточных провинций Китая оценивается не более 200 км, даже в случае реализации проекта наиболее удаленных экспортно-ориентированных электростанций (Учурского ГЭК в Республике Саха (Якутия) расстояние до китайских потребителей составит 1,9 тыс. км.

⁷ Дёмина О.В. Оценка влияния объемов экспорта электроэнергии на формирование производственных затрат В ОЭС Востока // Исследования молодых ученых: экономическая теория, социология, отраслевая и региональная экономика / под ред. О.В. Тарасовой, А.А. Горюшкина – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2016. – 312 с.

В случае строительства экспортноориентированных электростанций предлагается несколько вариантов, наиболее обсуждаемые следующие: проект ОАО Восточной энергетической компании и проект Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН). Каждый разработчик представил по два альтернативных варианта проекта. В рамках первого проекта, разрабатываемого ОАО Восточная энергетическая компания, предлагается строительство электростанций, которые не будут входить в ОЭС Востока (табл. 2).

Таблица 2
Проекты экспортных электростанций ОАО Восточной энергетической компании

Вариант	Участок	Мощность ТЭС	Пропускная способность
1	Ерковецкая ТЭС – Шеньян	3600 МВт	18 млн. кВтч
2	Ерковецкая ТЭС – Пекин	7000-7500 МВт	38 млн. кВтч

Источник: Смирнов В.В. Перспективы расширения сотрудничества между Россией и Китаем / Доклад на международной научной конференции «Энергетическая кооперация в Азии: риски и барьеры», Иркутск, 2012

В рамках проекта, разрабатываемого ИСЭМ СО РАН, электростанции являются частью ОЭС Востока. Параметры указанных проектов, приведены в табл. 3.

Таблица 3
Проекты экспортных электростанций ИСЭМ СО РАН

Вариант	Участок	Напряжение	Пропускная способность
1	Эльга – Ургал	500 кВ	0,9 ГВт
	Ургал – Шэньян	± 750 кВ	2,5 ГВт
2	Учурский ГЭК – Шэньян	± 750 кВ	2,5 ГВт

Источник: Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние взгляд в будущее / Под ред. Н.И. Воропая, Б.Г. Санеева; Рос. Акад. Наук, Сиб. Отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск: «Гео», 2011. – 368 с.

По мнению автора, указанные проекты исходят из предпосылки, что рынок электроэнергии в северо-восточных провинциях Китая является

рынком продавца и российская сторона обладает определенной рыночной властью, что на практике не соответствует действительности. Так, при возведении экспортно-ориентированных электростанций возникают неизбежные риски, прежде всего, для российской стороны. В случае если электростанции будут построены, то они будут ориентированы только на одного потребителя. Не существует технической возможности переориентировать экспортные потоки электроэнергии из восточных регионов России на рынки других стран, в том числе на внутренний рынок России, где в таких объемах спроса на электроэнергию нет. Усугубляется ситуация тем, что зависимость Китая от экспорта российской электроэнергии будет незначительной, даже в случае ежегодных поставок в объемах 6-6,4 ГВт, что составит всего 5,7% от текущего объема установленной мощности в Северо-Восточной энергосистеме Китая. В то время как для российской стороны зависимость будет существенной. Так для ОЭС Востока, имеющей установленную мощность 9,2 ГВт, прирост 6 ГВт составит 40% мощности. В данном случае создается ситуация монополии в числе в одностороннем порядке изменять цены на электроэнергию.

В целом можно выделить следующие эффекты двухстороннего сотрудничества России и Китая в рамках проектов по экспорту электроэнергии:

- увеличение объемов экспорта российской электроэнергии в Китай с действующих электростанций ОЭС Востока не всегда приводит к сокращению производственных затрат на производство электроэнергии в энергосистеме;
- наращивание объемов поставок российской электроэнергии в Китай может привести к созданию ситуации монополии и экономические эффекты будут перераспределены в пользу китайской стороны.

ДИСКУССИЯ

ВОПРОСЫ

Семикашев В.В., председатель

Какие будут вопросы к докладчику?

Саенко В.В. – ИНП РАН

Каков максимальный возможный объем экспорта электроэнергии за счет действующих генерирующих и сетевых мощностей в ОЭС Востока?

Дёмина О.В. – ИЭИ ДВО РАН

Примерно 7 млрд. кВтч, что вдвое выше текущих уровней. Больше экспортировать не позволит пропускная способность сетей, хотя генерирующие станции могут выдать дополнительно еще примерно 3 млрд. кВтч электроэнергии.

Саенко В.В.

С Вашей точки зрения, стоит увеличивать экспорт в таких условиях?

Дёмина О.В.

На мой взгляд, наращивать экспорт можно только за счет гидрогенерации. Дополнительная загрузка тепловой генерации будет вести к неоптимальному режиму с точки зрения диспетчерского управления и затрат.

Нигматулин Б.И. – ИПЭ

Согласно моим оценкам конечная цена 1 кВтч электроэнергии в США составляет 7 центов для промышленности и 11-12 центов для населения. В среднем получается около 9 центов, что, между прочим, вдвое дешевле чем в России, если считать по паритету покупательной способности. В Ваших данных приводится средняя цена 12 центов за кВтч. Почему такое расхождение?

Дёмина О.В.

Возможно потому, что в моих расчетах использовалась международная статистика из единого источника, чтобы не было методологических искажений при сопоставлении. Если брать национальную статистику, могут получиться другие результаты.

Невелев В.А. – ИМЭ

Какие факторы влияют на страновую дифференциацию цен на электроэнергию?

Дёмина О.В.

Влияет преимущественно преобладание того или иного вида генерирующего оборудования. Важным фактором также является тарифная и налоговая политика государства.

Никулина Е.А. – SKM Market Predictor

Возможно, если говорить об экспортном потенциале, в качестве индикатора лучше использовать не установленную, а располагаемую мощность?

Дёмина О.В.

Да, могу согласиться с этим тезисом.

Мамедов О.М. – ВИНТИ РАН

Насколько увязан Ваш доклад с перспективами развития северо-восточных регионов Китая? Нужна ли им электроэнергия, поставляемая из России?

Дёмина О.В.

Да, со стороны китайских потребителей в приграничных регионах есть интерес в импорте российской электроэнергии. Они это подтверждают в рамках частных бесед. Но ключевым вопросом является цена.

Кархов А.Н. – ИБРАЭ РАН

Как Вы понимаете термин «перекрестное субсидирование»?

Дёмина О.В.

Перекрестное субсидирование имеет место, когда одна группа потребителей получает товар или услугу по цене ниже экономически обоснованного уровня, при этом разница перекладывается на другую группу потребителей.

Копылов А.Е. – «Акта Консалт»

Как могут сказаться разные преобразования электроэнергетического рынка Китая на перспективах поставок туда российской электроэнергии? Например, переход к рыночным принципам ценообразования или развитие системы сетей электропередачи.

Дёмина О.В.

Вероятно, внедрение рыночных принципов в Китае приведет к резкому росту внутренних цен на электроэнергию. Следовательно, привлекательность импорта российской электроэнергии вырастет. Что касается сетей, у меня нет ответа.

ВЫСТУПЛЕНИЯ

Семикашев В.В., председатель

Есть еще вопросы к докладчику? Нет.

Тогда перейдем к выступлениям.

Кудрявый В.В. – АО «ЕВРОЦЕМЕНТ групп»

Россия характеризуется особыми условиями в части энергоснабжения. В нашей стране очень холодный климат, и только для того, чтобы было тепло на производствах, коммерческих предприятиях, в домах, в учебных заведениях, в больницах мы тратим 310-320 млн. т у.т. в год. Из-за огромных расстояний нам приходится тратить значительные средства на транспортировку энергии, в результате чего конечная цена для потребителя сильно увеличивается. Эта проблема усиливается еще и тем, что основными налогоплательщиками являются энергоемкие отрасли – ТЭК, черная и цветная металлургия, химия, производство стройматериалов и т.д. Поэтому нельзя допускать, чтобы в инфраструктурных монополиях была сверхприбыль. Наша промышленность неконкурентоспособна не то что на мировом, но даже на внутреннем рынке. А существующая модель рынка только ухудшает ситуацию. Когда несколько лет назад в США упали цены на газ, там сформировался один из самых низких в мире тарифов на электроэнергию. И США отдали эффект дешевой энергии не населению и не другим странам через экспорт, а своей промышленности. Это четко нужно понимать.

Что касается экспорта электроэнергии, то стоит сказать, что все межстрановые перетоки в мире составляют всего 2% от общего объема выработки. Это при том, что многие страны Северной Америки и Европы имеют очень связанные между собой энергосистемы. Если исключить гигантский проект Всемирного банка по строительству электростанции мощностью 20 ГВт на основном притоке Амазонки, который был реализован около 20 лет назад и снабжает электроэнергией Бразилию и Парагвай, то останется вообще 1%. Опыт показывает, что продавать электроэнергию значительно менее выгодно, чем продавать сырье. Даже если в системе есть избыточные мощности и электроэнергия по низкой цене продается за рубеж, это означает, что вы тем самым экономически стимулируете своего конкурента. Зачем это надо?

В свое время мы оценивали перспективы экспорта российской электроэнергии азиатским странам, в частности был проект в Японию. Пришли к выводу, что в принципе можно этим заниматься, но при одном условии – если строить все будут импортеры на условиях концессии и платить нам таксу. В противном случае это направление неэффективно. Я полностью поддерживаю вывод докладчика о невыгодности экспорта электроэнергии в Китай. Китайцы – лучшие торговцы и переговорщики

в мире. При этом китайская энергосистема вполне сбалансирована, и там нет острой нужды в российской электроэнергии. Поэтому, если построить линию в Китай, мы будем зависеть от них, а не наоборот.

Нигматулин Б.И. – ИПЭ

Хочу поддержать предыдущее выступление и добавить еще одну причину, почему экспорт электроэнергии незначителен по объемам. Все страны понимают, что вследствие ее нескладируемости нельзя зависеть от поставок электроэнергии, поскольку это стратегический фактор собственной энергобезопасности, причем это работает даже в ЕС. В ЕС только Италия является нетто-импортером, и там самая дорогая электроэнергия. Относительно крупным нетто-экспортером является Германия, но на экспорт она поставляет электроэнергию с оптового рынка по цене 5 евроцентов за кВтч, а для своего конечного потребителя цена составляет до 30 евроцентов за кВтч, поскольку в нее включаются налоги и надбавки на ВИЭ. Так что можно радоваться, что не только в России все плохо – в Германии тоже немножко с ума сошли с их электроэнергетикой. В заключение хочу сказать, что единственный способ обеспечить конкурентоспособность российской промышленности – вернуть полное жесткое госрегулирование цен на электроэнергию. В противном случае ничего не получится.

Келин Г.Е. – НИЦ «Курчатовский институт»

Мне кажется, что докладчику в рамках последующей работы следует уйти от проблематики только экспорта в Китай или другие страны и распространить результаты исследования на взаимоотношения регионов России. Если сделать аналогичный анализ перетоков между отдельными ОЭС и имеющихся мощностей, это будет качественно другой и очень полезный результат. В России почти не осталось людей, которые глубоко занимаются этими вопросами с научной точки зрения.

Рыжов В.В. – Независимый эксперт

Уважаемые коллеги!

Прежде всего, хотелось бы поблагодарить докладчика. И добавить, что совершенно не случайно энергосистемой Украины уже более 20 лет занимаются западные эксперты. Полноценная модель энергорынка там начала функционировать намного раньше, чем в России и использовалась она, как полигон для изучения особенностей построения и функционирования еще советской единой энергосистемы. Весь негативный опыт, полученный при дроблении и расчленении некогда единого, слаженного механизма обобщался и в последствии, под видом чубайсовского реформирования РАО «ЕЭС России», нашел свое воплощение и на территории Российской Федерации. Возникшая, так называемая рыночная модель

энергорынка с большим числом его участников и еще большим количеством энергосбытовых посредников, только собирающих «сливки» от продажи электроэнергии конечным потребителям, не то, что не привела к снижению тарифов на электроэнергию, а напротив, запустила процессы, направленные на их неуклонный рост.

К сожалению, необходимо констатировать, что российская электроэнергетика на пути к рыночным отношениям с завидным упорством повторяет ошибки своих соседей. Очевидно, что частные собственники энергетических активов явно не оправдали ожиданий власти. Так, руководствуясь исключительно интересами максимизации получаемой быстрой прибыли, вместо инвестирования в процесс модернизации и переоснащения, они выжимают остатки ресурса из устаревшего оборудования, или на средства госкомпаний возводят излишние генерирующие мощности и прокладывают никому не нужные сети. Получается абсурдная ситуация, когда государство вкладывает значительные инвестиции, желая спасти российскую энергетику, а львиную долю прибыли забирают частные собственники, да еще и в ущерб отрасли в целом.

Выход из ситуации заключается в возвращении государственного контроля над всеми звеньями цепи по производству, транспортировке, диспетчеризации и реализации электроэнергии конечным потребителям, а в последствии и в переходе к полной государственной монополии в электроэнергетике. Вполне вероятно, что тогда и экспорт в Китай электроэнергии по цене 5 центов за 1 кВтч может оказаться достаточно рентабельным, а строительство для этих целей гидроэлектростанции станет самоокупаемым доходным инвестиционным проектом.

Саенко В.В. – ИИП РАН

Мне кажется, что представленная работа должна быть продолжена. Необходимо рассмотреть вопрос сравнительной экономической эффективности экспорта энергоемкой продукции, электроэнергии и разных видов сырья. Каждый вариант обладает своими достоинствами и недостатками. Чтобы получить в итоге какой-то позитивный результат, необходимо проанализировать этот вопрос и дать научно обоснованную позицию.

Антонов Н.В. – ООО «ЭТС-Проект»

В 2006 г. РАО «ЕЭС России» заказывало консалтинговую работу, посвященную подробному рассмотрению перспектив экспорта российской электроэнергии в приграничные районы Китая. Насколько я помню, результаты были отрицательные, а камнем преткновения была позиция Китая, которая фактически ставила российскую сторону в положение полной зависимости. Эта работа могла остаться в РАО ЕЭС Востока. Мне кажется, докладчику было бы интересно посмотреть, что поменялось с

того времени, а какие выводы остались прежними и до сих пор актуальны.

Семикашев В.В., председатель

Есть еще желающие выступить? Нет.

Тогда я подведу итог. И докладчик, и слушатели пришли к единому коллективному мнению, что экспорт электроэнергии неэффективен. Были названы факторы, обосновывающие этот вывод, которые обусловлены спецификой товара, технико-экономическим состоянием ОЭС Востока и особенностями отношений России и Китая. В докладе были показаны пределы наращивания экспорта и то, что дальнейший рост поставок приведет к отрицательному эффекту за счет неоптимальности графиков диспетчерского управления системой, загрузки дорогих тепловых электростанций или необходимости совершения инвестиций, которые не окупятся. Важно отметить, что в настоящее время одним из направлений государственной политики является развитие востока страны, в том числе финансирование крупных капиталоемких долгоокупаемых энергетических проектов, причем одним из обосновывающих факторов называется потенциал экспорта в Китай. Позиция о его неэффективности и высоких рисках может привести дополнительные аргументы в дискуссию о верности данного направления. Если Китай все строит сам и платит России роялти, это может быть выгодно. Строить же экспортноориентированные объекты в рамках российской энергосистемы, которые при этом будут влиять на ее функционирование, представляется не совсем рациональным.

На этом заканчиваем. Давайте поблагодарим докладчика!

Компьютерный набор и верстка
оригинал-макета выполнены в
Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН

Формат 60x90/16
Объем 2 п.л.
Тираж 100 экз.