

**Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Иркутский государственный университет»**



**Наталья Ильинична АЙЗЕНБЕРГ
Александр Юрьевич ФИЛАТОВ,**

***МОДЕЛИРОВАНИЕ И АНАЛИЗ
МЕХАНИЗМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ***

Иркутск 2013

УДК 330.115
ББК 65.01
Ф 130

Печатается по решению редакционно-издательского совета
Иркутского государственного университета

Рецензенты: д-р техн. наук В.И.Зоркальцев;
д-р. экон. наук С.А.Дзюба

Ф 130 **Айзенберг Н.И.** Моделирование и анализ механизмов функционирования электроэнергетических рынков / Айзенберг Н.И., Филатов А.Ю. – Иркутск: Изд-во Иркут. гос. ун-та. – 2013. – 100 с.

Монография посвящена анализу и моделированию взаимодействия экономических агентов на несовершенных рынках в электроэнергетике. Рассматриваются различные аспекты функционирования отрасли, такие как олигопольный оптовый рынок и естественно-монополюсный сетевой сегмент. Обсуждаются вопросы оптимальной организации, исходя из критерия увеличения общественного благосостояния.

Предназначено для научных работников, аспирантов, преподавателей теории отраслевых рынков промежуточного и продвинутого уровня.

© Айзенберг Н.И., Филатов А.Ю., 2013
© ФГБОУ ВПО «ИГУ», 2013

ОГЛАВЛЕНИЕ

От авторов	5
I. Теоретические основы формирования и регулирования оптовых рынков в электроэнергетике	7
1.1. Причины пересмотра базовых принципов организации электроэнергетики в середине XX века.....	8
1.2. Проблемы регулирования тарифов на электроэнергию при организации электроэнергетики в сфере генерации в виде монополии.....	10
1.3. Введение конкуренции	12
1.4. Проблемы организации конкуренции.....	13
1.5. Моделирование электроэнергетического рынка.....	16
1.6. Описание моделей.....	20
Количественная конкуренция (Курно)	23
Модель олигополии с ценовым лидерством	24
Модель равновесия линейных функций предложения (LSFE)	25
Модель равновесия линейных функций предложения с конкурентным окружением	28
Модель совершенно конкурентного взаимодействия генерирующих компаний (Вальраса).....	28
Модель равновесия функций предложения с генерирующими компаниями (ГенКо)	29
1.7. Моделирование взаимодействия на рынке электроэнергии Сибири	33
1.8. Определение спроса на электроэнергию в зоне «Сибирь»	33
1.9. Моделирование производителей.....	33
1.10. Расчеты по возможным сценариям.....	33
1.11. Возможности улучшения дизайна двусторонних аукционов	43
II. Модели стратегического взаимодействия сетевых и генерирующих компаний на рынке передачи электроэнергии.....	48
2.1. Постановка задачи.....	51
2.2. Гарантированная регулируемая монополия (Р).....	53
2.3. Гарантированная нерегулируемая монополия (М).....	55
2.4. Монополия + независимая сетевая компания (М+НСК)	55

2.5. Монополия + генерирующая компания (М+ГК)	60
2.6. Сравнительный анализ рассмотренных вариантов	64
2.7. Равновесие угроз	66
2.8. Выводы по моделям	67
III. Прогнозирование основных характеристик рынка электроэнергии	
«на сутки вперед»	70
3.1. Общая методика прогнозирование цен и объемов продаж электро- энергии на рынке на сутки вперед	71
3.2. Регрессионные модели для прогнозирования суточных цен РСВ....	73
3.3. Анализ распределения ошибок прогноза	73
3.4. Регрессионные модели с распределенными лагами. Модель Койка..	82
3.5. Прогнозирование среднесуточных объемов рынка на сутки вперед...	84
3.6. Почасовое прогнозирование цен РСВ.....	88
Литература.....	95

ОТ АВТОРОВ

Наша монография посвящена актуальным вопросам разработки и анализа механизмов функционирования электроэнергетических рынков. Долгое время в России электроэнергетика была естественной монополией, включающей в себя вертикально интегрированные сегменты: генерация, транспортировка, распределение и поставка потребителям. В ходе либерализации структура отрасли изменилась. Электростанции, сети электропередач, распределительные компании теперь являются независимыми экономическими агентами. Рынки можно определить как несовершенные конкурентные, обычно олигопольные. Соответственно, встают вопросы о разработке наиболее эффективной для общества формы их функционирования. При этом необходим глубокий всесторонний анализ существующих и возможных с теоретической точки зрения форм организации, а также специфических условий, в частности сложившихся в отечественной электроэнергетике.

Монография содержит как теоретический анализ моделей олигопольного взаимодействия на рынке - оптовом и розничном, так эконометрический анализ реально складывающихся на оптовом рынке электроэнергии цен и объемов продаж.

Первая часть посвящена определению моделей, возможных для применения при оценке рыночной власти отдельных компаний на российском оптовом рынке с учетом специфики правил функционирования. На основе моделей равновесия функций предложения проведены сравнительный анализ и тестовое моделирование олигопольного взаимодействия на примере электроэнергетического рынка второй ценовой зоны. Оказывается, правила рынка электроэнергии России на сутки вперед стимулируют генераторов придерживаться наименее выгодной стратегии для общества (модели с максимальными индексами влияния), кроме того, следование этой стратегии приводит к неустойчивому рыночному равновесию.

Вторая часть посвящена исследованию возможных последствий и побочных эффектов вертикальной дезинтеграции и связана с исследованием вопросов отделения генерации от сетевых компаний. Сетевые компании, как правило, относятся к естественным монополиям, требующие регулирования. Механизмы регулирования могут включать в себя, в том числе введение потенциальной конкуренции и независимых предприятий, занимающихся межсистемным транспортом электроэнергии и мощности. Обсуждаются механизмы введения потенциальной конкуренции,

расширяющие возможности эффективного регулирования электроэнергетической отрасли с точки зрения общественного благосостояния, в том числе на стадии транспортировки электроэнергии к потребителю на значительные расстояния.

Последняя часть посвящена непосредственно исследованию состоянию оптового рынка, динамике цен и объемов на нем. Построенные эконометрические модели позволяют выделить основной состав регрессоров, влияющих на динамику цен. В их состав входят цены на топливо (газ, нефть, уголь), финансовые и климатические показатели. Проанализирована динамика изменения объемов в момент становления рынка, а также создана методика оценки почасовых цен, прогноз которых возможно напрямую использовать для формирования стратегии генераторами при олигопольном взаимодействии на рынке.

I. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ФОРМИРОВАНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ ОПТОВЫХ РЫНКОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

В ходе бурных процессов реструктуризации электроэнергетики в России проект новых рынков задумывался и внедрялся без всестороннего тестирования. На это были и объективные причины, в том числе, необходимость принятия оперативных мер по реформированию из-за кризисного состояния отрасли. При определении и выборе реализованного на сегодняшний момент механизма фактически раздавались заверения в обеспечении «правильных стимулов» в поведении участников и, соответственно, «эффективных результатов» работы рыночной модели в целом. Всё это подкреплялось ссылками на зарубежный опыт успешного внедрения того или иного механизма либо общим анализом, который мог быть проведён только для некоторых «идеальных» условий функционирования рынка. Глубокого и всестороннего анализа для специфических условий России, по сути, произведено не было.

На сегодняшний день в мире известно несколько способов организации функционирования свободного рынка в электроэнергетике, в том числе, торговли электроэнергией, мощностью, системными услугами. В сфере оптовой торговли электроэнергией можно выделить механизмы в виде создания организованных рынков, где происходит торговля в реальном времени и на сутки вперёд. Возможна структура с заключением двусторонних краткосрочных и долгосрочных договоров между поставщиком и потребителем, которые могут быть как регулируемые, так и не регулируемые государством.

Процессы либерализации, происходящие в мире, имеют непродолжительную историю. Свободные рынки электроэнергии находятся в разной стадии развития и становления. Некоторые из них показали эффективность при внедрении в определённых странах, некоторые – нет. В целом результаты либерализации нельзя оценить однозначно, в том числе, из-за короткого периода существования таких рынков. Затруднительно определить наиболее эффективный механизм организации электроэнергетической отрасли. Необходим глубокий всесторонний анализ как форм организации, так и специфических условий, к которым они будут применены.

Ранее в России управление электроэнергетикой осуществлялось, исходя из критериев оптимальной загрузки генерирующей мощности и электрических сетей при фиксированном спросе на электроэнергию. При этом учитывались и другие задачи в управлении функционированием электро-

энергетических систем – обеспечение должного (нормативно заданного) уровня надёжности электроснабжения отдельных категорий потребителей, обеспечение необходимого качества электроэнергии, обязательства по покрытию тепловых нагрузок ТЭЦ и т.д.

На сегодняшний момент в условиях либерализации ориентиры меняются. Возникает необходимость вводить другие критерии оптимального функционирования отрасли. На наш взгляд, важнейшими из них являются следующие: максимизация общественного благосостояния; минимизация цен на энергию и мощность; обеспечение устойчивости организации рынка (отсутствие стимулов к смене правил поведения, обеспечение в течение длительного времени стабильного уровня цен). Здесь мы намеренно не говорим о критериях, обеспечивающих надёжность энергоснабжения и создающих условия для успешного развития отрасли, реализации её инфраструктурных задач. Это относится скорее к задаче регулирования рынка, а не к обеспечению эффективного механизма взаимодействия производителей на рынке электроэнергии.

Первый вопрос, который возникает при формировании качественной модели функционирования, это критерии эффективности отрасли. Важнейшими из них являются следующие: максимизация общественного благосостояния (увеличение совокупного выигрыша потребителя и производителя); минимизация цен на энергию и мощность; обеспечение устойчивой организации рынка (отсутствие стимулов менять правила поведения, обеспечение стабильного уровня цен в течение длительного времени). Интерес представляет анализ различных механизмов взаимодействия и выбор наилучших, в том числе правил торгов, расчётов между потребителями и поставщиками, вопросов ценообразования и определения объёмов генерации.

Эта часть посвящена проблемам формирования эффективных схем функционирования рынка электроэнергии, исследованных на базе теории несовершенных рынков - естественной монополии (устойчивой и неустойчивой), олигополии.

1.1. Причины пересмотра базовых принципов организации электроэнергетики в середине XX века

Как самостоятельная отрасль электроэнергетика начала складываться в конце XIX века. В первой половине XX века в большинстве стран пришли к естественной монопольной форме функционирования электроэнергетики. Это было связано со многими факторами. Четыре взаимосвязанные вертикально интегрированные части производства и

транспортировки электричества для потребителя имели ярко выраженные признаки естественной монополии. Субаддитивность издержек (частным случаем которых является экономия от масштаба) присутствовала на стадии генерации - производство на крупных мощностях было много выгодней; на стадии транспортировки – особенно для больших регионов, распределения и снабжения.

Таким образом, до середины прошлого столетия электроэнергетику можно отнести к устойчивой естественной монополии, в этом случае такая модель является наиболее эффективной и конкурентоспособной по критерию максимума общественного благосостояния. При этом обязательно требуется государственное регулирование. С течением времени развитие технологий привело к возможности изменения схемы функционирования. Резкое сокращение капитальных затрат на ввод в строй генерирующих мощностей, появление возможности производства электроэнергии в небольших объемах на дешевых газотурбинных станциях приводит к необходимости отказа от функционирования системы в форме естественной монополии, т.е. требует либо ввода конкуренции определенного вида, либо изменения схемы регулирования.

Впервые вопрос о неэффективности организации электроэнергетической отрасли в виде естественной монополии был поставлен в 1976 г. в статье Кристенсена и Грина (Christensen, Green, 1976), которые решили оценить параметры производственной функции для генерирующих компаний в США. Они сравнивали две ситуации – монополии 1955 г., когда генерирующие мощности были объединены в одну компанию, и 1976 г., когда в производстве электроэнергии участвовало несколько компаний, не имеющих общих интересов. Оценки для 1955 г. брались из работы Нерлова (Nerlove, 1963)

В результате работы была получена производственная функция всей отрасли для двух ситуаций. Следовательно, появилась возможность сравнить ее с гипотетической – общественного планировщика, использующего те же данные. Последнее соответствует общественно эффективной стратегии максимизации общей полезности в результате функционирования отрасли.

Итогом стал вывод о том, что на уровне генерации организация в виде регулируемой монополии неэффективна. Взаимодействие же независимых генерирующих компаний, максимизирующих свою прибыль на рынке, несет для общества несущественные потери в сравнении с общественно оптимальным (оценка Кристенсена и Грина была равна 1,3–2%). Именно с этого момента идея организации свободного рынка в электро-

энергетике стала считаться «научно обоснованной», что дало основания пересмотреть отношение к отрасли и началась активная кампания по ее либерализации.

Надо признать, что преобразования во многих странах (Чили, Австралия, Великобритания, несколько стран континентальной Европы) начиналась в условиях избытка генерирующих мощностей. Это дало известную свободу в реформах и затруднило объективный анализ их последствий. Основные инвестиции делались не в строительство новых станций, а в основном в замену старого оборудования на новое, модернизацию, переориентацию на более дешёвое производство (Joskow, 2008). В частности в большинстве европейских государств количество действующих мощностей на сегодняшний момент немногим больше, чем в 1990-х. Все это не даёт полноценной возможности оценивать качество внедрённых механизмов для развития электроэнергетической отрасли. В представленном исследовании проанализирована эффективность организации в краткосрочном периоде при неизменных генерирующих мощностях.

1.2. Проблемы регулирования тарифов на электроэнергию при организации электроэнергетики в сфере генерации в виде монополии

Электроэнергетика – это вертикально интегрированная отрасль, объединяющая четыре стадии производства и доставки до потребителя электроэнергии: генерация, транспортировка, распределение и снабжение. Вопросы организации всей отрасли как естественно-монопольной сводятся не только к проблемам функционирования второй стадии, связанной с эксплуатацией сетей (транспортировки электроэнергии), которая на сегодняшний день объективно является естественной монополией, но и обсуждению целесообразности организации стадии генерации в виде горизонтальной монополии.

Общепризнано, что после середины 70-х г.г. прошлого столетия (Christensen, Green, 1976) естественная монополия в сфере производства электроэнергии становится неустойчивой, то есть для поддержания её уже необходимо вводить некоторые дополнительные искусственные барьеры входа в отрасль и более тщательное регулирование. Сегодня при имеющихся технических возможностях электроэнергетическую отрасль в сфере генерации можно отнести к естественной олигополии, в том числе и в России (Белоусова, Васильева, Лившиц, 2012). В этом случае наименьшие издержки в отрасли будут соответствовать случаю функционирования на рынке нескольких крупных субъектов, при этом при увеличении их числа минимум издержек будет недостижим.

В последнее время теория регулирования склоняется к стимулирующим схемам ценообразования, в частности к ценовым лимитам, X-RPI ценообразованию (когда увеличение тарифов связывают только с индексами цен) и другим подобным схемам. Они создают стимул работать эффективно, за счёт экономии на затратах, что в конечном итоге превращается в более высокую прибыль (Jamash, Pollit, 2001).

В то же время, исследователи предполагают, что для капиталоемких отраслей, имеющих существенную экономию от масштаба, такие схемы регулирования будут приводить к ухудшению качества. Фирмы в этом случае склонны изыскивать средства для сокращения издержек за счет ухудшения качества. Частично это мы наблюдаем на российском примере эксплуатации сетей.

Стимулирующее регулирование тарифов в монопольных сегментах в электроэнергетике сейчас достаточно распространено (Sappington, Pfeifenberger, Hanser, Basheda, 2001). В основном используются две схемы:

1. X-фактор (в том числе X-RPI) - установление лимита на уровне обоснованных затрат на определенный срок с корректировкой в течении этого времени на индекс цен. Такое регулирование используется в некоторых штатах США, в сетевых компаниях Великобритании, России, Франции и Испании. В двух последних допускается установление цен на электроэнергию даже ниже оптовых и т.д.

2. Регулирование нормы доходности или нормы возврата на капитал (ROR, RAB) - законодательно фиксируется возможный предел доходности на капитал и тарифы отрегулированы так, чтобы она соблюдалась. Эти схемы в электроэнергетике практикуют некоторые штаты в США (Vogelsang, 2002; Wooa, Lloyd, Tishler, 2003), Чили, северные страны Евросоюза. В отличие от ценовых лимитов, которые могут давать монополии достаточно высокие прибыли, такой способ регулирования лишен этого недостатка.

Ко второй схеме можно отнести регулирование на основе дележа прибыли. Для этого заранее оговаривается ограничения на то, сколько фирма может выиграть или потерять до того, как начинается процесс «дележа» прибыли с потребителями. Разрабатываются планы скользящей шкалы. Дележ прибыли строго пополам (50/50) не всегда является оптимальным. Иногда более выгодным становится случай, когда потребители берут на себя большую долю потерь фирмы, чем ее прибылей.

Примером может стать электроэнергетическая отрасль Индианы (Королькова, 2000), где применялась схема скользящей шкалы. Всю прибыль, дающую рентабельность 10,6%, получает компания, потреби-

телям попадает прибыль свыше 12,3%, а в промежутке между указанными цифрами прибыль «делится» между компанией и потребителями. При этом внедрение механизмов дележа требуют дополнительных затрат взаимодействующих сторон. В России уже используется тарифообразование на основе RAB. Имеет смысл рассмотреть расширения этой схемы для стимулирования обоюдной заинтересованности в результате и производителей и потребителей.

Сейчас есть внедренные механизмы, сочетающие активное регулирование тарифов на электроэнергию и рыночное взаимодействие. Например, в Аргентине используются лимиты цен в условиях дефицита мощности (Joskow, 2008). Рыночный механизм, возмещающий потери от регулирования и стимулирующий к развитию, смещен на оплату мощности. То есть внедрен двуставочный тариф, рыночная составляющая которого содержится только в оплате за доступ.

Перечисленные схемы тарифообразования в монопольных сегментах в электроэнергетике всё реже применяют на стадии оптовой покупки, отдавая приоритет рыночным способам определения цен. Даже в странах, где генерирующие мощности принадлежат государству, рассматривают включение конкурентных механизмов определения цен. Например, во Франции (Махова, Преображенская, Колесникова, 2002), где основные мощности сосредоточены в руках одной компании «EdF», организуется аукцион на покупку электроэнергии с части ее мощностей. В результате определяются рыночная цена, что накладывает ограничения на действия крупной монополии, при этом сохраняя её целостность.

1.3 Введение конкуренции

Введение конкуренции на стадии генерации может предполагать несколько схем. Первая – сохранение монополии в генерации при обеспечении свободного доступа к сети. Последнее обеспечивает возможность потенциальной или реальной конкуренции от присоединения к системе независимого производителя. Вновь входящей на рынок фирме доступны те же технологии и источники ресурсов, такое же отношение потребителей, что и уже действующей фирме.

Например, для генерации это может быть строительство экономических газотурбинных станций. Конкуренция с фирмой-монополистом предполагает, что на рынок допускается фирма-конкурент меньшего размера, которая может находиться под защитой государства.

Свободный доступ может регулироваться государством в разной степени, определяя барьеры входа в отрасль. Существует регулируемый

доступ по заранее заданным государством стандартам, и переговорный доступ, где каждый поставщик должен заключать индивидуальный договор с владельцем сети. В странах, где сохраняются вертикально-интегрированные структуры, доступ к сети обычно регулируется государством. В частности так сделано во Франции (Махова, Преображенская, Колесникова, 2002).

Свободный недискриминационный доступ по определению обеспечен в полностью либерализованной отрасли. Это второй вариант - радикальный - организации конкуренции на стадии генерации (оптовой продажи). Одним из вариантов взаимодействия независимых генераторов являются организованные аукционы разных типов.

Первый - спотовый двусторонний аукцион потребителей и поставщиков. На нем определяется полностью все параметры будущих сделок: объемы, цены. Такой рыночный механизм действует, например, в Австралии, Новой Зеландии, Чили, США (некоторые штаты).

В основе второго типа аукциона лежат уже заключенные свободные двусторонние договоры между потребителем и производителем на длительный срок. На аукционе определяются только небалансы по потреблению и производству и цены их реализации. Самыми известными примерами такой организации рынков могут стать Великобритания (от первого типа перешли ко второму в 2001 г. из-за неэффективности и рискованности спотового рынка), объединение «Nord Pool», состоящее из стран северной Европы.

Несмотря на разнообразие форм и нюансов, присущих организации каждого отдельного конкурентного рынка, можно говорить о некоторых общих особенностях, вытекающих из теоретических конструкций аукционов.

1.4. Проблемы организации конкуренции

Спотовый рынок на сутки вперед в России организован в виде двойного аукциона, где стратегически взаимодействуют фирмы, генерирующие электроэнергию (электростанции), а цена определяется из равенства совокупного спроса и предложения. Аукцион является маржинальным, то есть цена будет зафиксирована на максимально возможном уровне замыкающей электростанции, заявка которой востребована потребителями.

Он был организован в 2006 г. По сути дела это ценообразование на олигопольном рынке, одним из главных недостатков которого является неустойчивость цен из-за изменчивости поведения рыночных агентов. Надо сразу оговориться, что к взаимодействию, с которым мы имеем дело,

нельзя полностью применить теорию олигополии на рынке однородного продукта, известного из микроэкономики. Здесь необходимо рассматривать результаты с учетом того, что одни и те же игроки будут встречаться на рынке последовательно несколько раз, приспосабливаясь к меняющимся условиям, в том числе и поведению своих конкурентов. Реальный эксперимент, показывающий, что действительно такое приспособление имеет место, был проведён нашими реформаторами при организации свободного оптового рынка электроэнергии в России.

На рис. 1.1 представлена динамика индексируемых цен на оптовом рынке электроэнергии, за 2008–2011 г.г. (зона Сибирь). Существенная волатильность, которая наблюдалась в первые месяцы функционирования рынка, с течением времени снизилась, цены выровнялись. Действительно, волатильность в 2011 г. составляла 48,2%, в сравнении с 52,7% в 2010 г. и запредельными значениями 97% в 2009 г. Последнее связано с эффектом так называемых нулевых цен при большом предложении дешёвой энергии и техническим ограничением по передаче её в другие регионы.

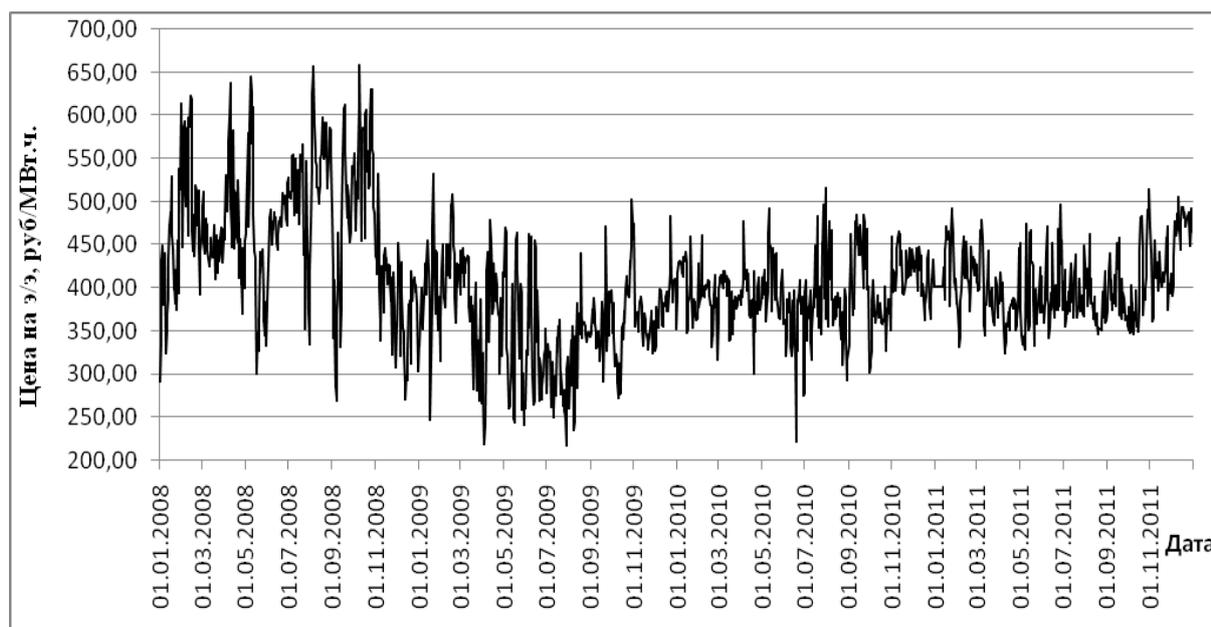


Рис. 1.1. Динамика индексируемых суточных цен на электроэнергию (информация с сайта <http://www.astenergo.ru>)

После 2011 г. (в том числе, в 2012 и 2013 г.г.) существенных скачков уже не наблюдается. Одним из факторов, с которым можно связать снижение волатильности цен в динамике, является некоторый процесс обучения. Экономические агенты (продавцы и покупатели электроэнергии) приспосабливаются к правилам, действующим на рынке, учатся извлекать наибольшую выгоду из предложенных обстоятельств, регулируют свои стратегии поведения.

При этом необходимо отметить постепенное повышение ценовых стратегий конкурирующих субъектов. Примером служит рис.1.2, где представлен уровень заявок в 2009 и 2010 г.г. Здесь сплошными линиями отмечен процент заявок разного ценового уровня относительно общего числа, заявленных на продажу электроэнергии на рынке в 2010 г., а в виде штриховых линий - в 2009 г.

Можно видеть, что со временем количество заявок с высокими ценами растет, а с низкими падает. То есть генерирующие компании, обучаясь рыночным правилам игры и стремясь максимизировать свою прибыль, имеют возможность придерживаться стратегий с высокими ценами.

Это связано с несовершенством организации рыночного механизма и возможностью воспользоваться олигопольной властью для каждой компании. На российском рынке, несмотря на большое количество отдельных станций, производящих электроэнергию, реальными игроками являются крупные генерирующие компании, объединяющие отдельных генераторов. Заявки подает каждая станция, но с целью максимизации прибыли всей компании. Соответственно, рыночная власть крупных субъектов велика, что и позволяет повышать цены.

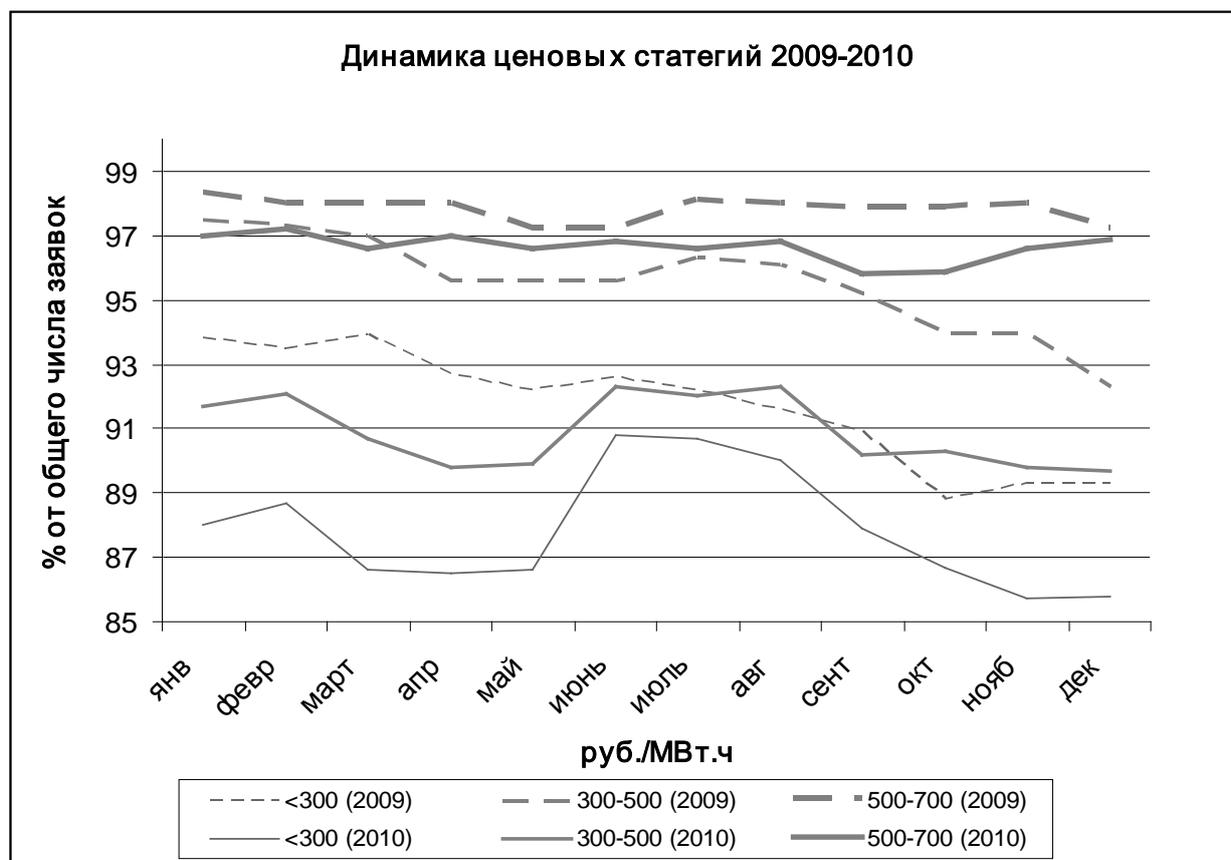


Рис. 1.2. Ценовые стратегии генерирующих компаний (информация с сайта <http://www.astenergo.ru>).

Таким образом, анализ формирования ценовых стратегий на российском рынке приводит к заключению о несовершенстве внедрённого механизма конкуренции и необходимости его пересмотра.

В результате реформирования электроэнергетики в России мы перешли от командно-планового механизма управления отрасли к конкурентному рынку, минуя организацию в виде естественной монополии первой стадии производства электроэнергии – механизма, оправданного в больших электроэнергетических системах с крупными мощностями. Произошла, по сути дела, некоторая революционная трансформация механизма к достаточно экстремальному, который в таком виде не существует больше ни в одной стране, проводившей либерализацию электроэнергетики.

Несмотря на то, что условия европейской зоны существенным образом отличаются от условий Сибири, внедрена одинаковая модель рынка и там и там. Если для условий Европейской части, где достаточно много небольших генерирующих станций, ценообразование на конкурентном спотовом рынке может оказаться эффективным при определённых условиях, то для Сибири, где функционируют большие комплексы, включающие в себя гидроэлектростанции и имеющие низкие предельные издержки, рыночные стимулы не работают.

Аукционы хороши в системах, где сетевые ограничения незначительны. Если это не так (а в России сетевые ограничения существенны, в том числе в смысле потерь при транспортировке), механизм аукционов будет давать возможность воспользоваться рыночной властью через завышение заявок.

В России пошли по пути сокращения и измельчения электроэнергетических объединений, что не может не сказаться негативно. В отличие от Европейского союза (Кудрявый, 2011), где протекают обратные процессы. Там стремятся к объединению и укрупнению отдельных систем, сведению их воедино, что дает в частности возможность сэкономить на резервах.

Таким образом, существующий рынок зависим от многих случайных факторов, влияния которых можно было избежать или свести к минимуму, изменив характер взаимодействия.

1.5. Моделирование электроэнергетического рынка

Успешное функционирование электроэнергетической отрасли предполагает координирование деятельности генерирующих компаний с целью оптимизации функционирования системы как в техническом, так и экономическом смысле. В 2011 г. закончился второй этап реформы электроэнергетики, в результате которого мы перешли к полностью ли-

берализованному рынку, организованному на условиях, совершенно отличных от прежних. Вместо целостной вертикально-интегрированной естественной монополии электроэнергетика теперь представляет собой четыре независимых процесса: производства, транспортировки, распределения и сбыта электроэнергии. Законодательно на всех уровнях, кроме транспортировки, введена конкуренция. Предполагается, что цены формируются посредством рыночной конкуренции, и их уровень должен способствовать как достаточному удовлетворению потребителей, так и эффективному развитию отрасли.

Оценивать по перечисленным критериям возможные механизмы функционирования отраслевого рынка сложно. Необходимы модели, которые были бы пригодны для анализа качеств правил организации взаимодействий между участниками рынка с точки зрения выдвинутых критериев, в том числе правил торгов, сообразуясь с которыми, экономические агенты будут вести себя тем или иным образом. Речь идёт о математических моделях, описывающих действия генерирующих компаний с одной стороны и потребителей электроэнергии с другой в условиях либерализованного рынка с заданными ограничениями на действия агентов.

Будут рассмотрены несколько моделей. Их различие можно определить по типу подаваемых поставщиком заявок-функций предложения, которые могут формироваться в зависимости от рыночной цены, эластичности спроса, объёмов выпуска конкурентов, действий конкурентов при изменении объёмов поставок и т.д.

Среди наиболее распространённых в литературе подходов для анализа и прогнозирования ситуации на рынках электроэнергии является применение микроэкономических моделей типа Курно, равновесия функций предложения (SFE-Supply Function Equilibrium), а, точнее, её линейного варианта, и равновесия предполагаемых функций предложения (CSFE-Conjectured Supply Function Equilibrium). Во всех этих подходах учитываются ограничения на мощность.

Модель Курно является одной из наиболее распространённых моделей для анализа функционирования рынков несовершенной конкуренции. Введение в модель Курно ограничений на мощность и адаптация ее к применению на спотовом рынке электроэнергии не представляет значительной сложности, ее можно найти, например, в работах (Vasin, Vasina, 2005).

Там же рассматривается закрытый аукцион, где производители конкурируют своими заявками-функциями предложения, в том числе ступенчатыми. В этом случае может быть реализовано три возможных типа равновесия: без рационирования, с рационированием (когда кривая спроса пере-

секает функцию суммарного предложения в скачке) и с барьером. В отличие от равновесий с рационированием и с барьером, для равновесия без рационирования существуют условия устойчивости, при этом объемы производства будут соответствовать локальному равновесию Курно.

Модели равновесия функций – предложения сравнительно недавнее изобретение в экономической науке. Впервые они были введены в работе (Klemperer, Meyer, 1998), а применительно к рынкам электроэнергии (с учетом ограничений на мощность) рассматривались в работах (Baldick, Hogan, 2002). Линейный вариант равновесия функций предложения (LSFE) и его применение к анализу рынка Великобритании и Уэльса разрабатывался в ряде зарубежных работ (Baldick, Grant, Kahn, 2004).

В российской литературе моделирование отечественного оптового рынка электроэнергии на основе подхода, использующего линейные функции предложения, было проведено в работе (Аболмасов, Колодин, 2002), в которой авторы рассматривают электроэнергетический рынок Центральной России (Средневолжский район). Целью работы являлась оценка рыночной власти отдельных генерирующих компаний, а также оценка последствий слияния в единый действующий на рынке субъект определенных компаний, введения новых мощностей. Исследования цен в работе проводятся для совокупного предъявляемого спроса, но намечены подходы учёта специфики потребления различных групп, в частности населения и промышленности.

Описывать взаимодействие на электроэнергетическом рынке можно через модель предполагаемых функций предложения (CSFE-подход). В этом подходе каждый агент формирует свою стратегию, исходя из предположений о действиях своих конкурентов. Важно, что информация может быть недостоверной, и это существенно приближает модель к реальности. Активное развитие данный подход получил в середине 90-х г.г. (Bulavsky, Kalashnikov, 1995, 2011; Liu, Ni, Wu, Cai, 2007). С учётом сетевых ограничений подход рассмотрен в (Day, Hobbs, Pang, 2002; Hobbs, Metzler, Pang, 2000). Одним из частных случаев модели предполагаемых функций предложения является конкуренция Курно, который применим при неэластичном спросе (что характерно для спотового рынка электроэнергии). Все вышеперечисленные подходы моделируют одноуровневое взаимодействие фирм, где устойчивым состоянием рынка является равновесие Нэша.

Ряд зарубежных работ посвящен поиску равновесия среди производителей спотового рынка с учетом ограничений на передачу при наличии узлового ценообразования, т.е. определении цены в каждом узле как множителя Лагранжа к балансовому ограничению для соответ-

ствующего узла (Hu, Rulph, 2007; Bompard, Lu, Napoli, Jiang, 2010). В этом случае приходится иметь дело с так называемыми МРЭС-задачами, т.е. задачами математического программирования с равновесными ограничениями. Модель такого взаимодействия фирм на рынке формулируется задачей двухуровневого программирования, где на нижнем уровне системным оператором решается задача, определяющая цены, исходя из оптимизации режимов в узлах системы по критерию максимизации функции общественного благосостояния на основе функций предложения, объявленных поставщиками, и функции спроса, предоставленной потребителем (LMP – Location Marginal Pricing). А на верхнем уровне каждый производитель решает задачу максимизации прибыли и формирования параметров собственной функции предложения, исходя из знаний о способе ценообразования на рынке.

В отечественной литературе работ, посвящённых особенностям функционирования современных рынков электроэнергии, представлено немного. Российская электроэнергетика обладает рядом специфических черт, связанных с суровыми климатическими условиями, традициями развития отрасли. Подробно это рассмотрено в (Беляев, 2009), где выделено несколько возможных способов организации торговли электроэнергией на рынке и признано, что механизм полной либерализации цен не является наилучшим для России.

В работе (Подковальников, Хамисов, 2011) исследуется перспективное развитие генерирующих мощностей на долгосрочную перспективу. Для этого рассматривается взаимодействие на рынке электроэнергии России, при моделировании которого используется модель Курно.

Моделирование взаимодействия на рынке электроэнергии является очень сложной задачей, частью которой можно считать реализацию самого механизма оптовой торговли на рынке «на сутки вперёд». Такой механизм формирования свободных цен описан в (Давидсон, Догадушкина, Крейнс, Новикова, Удальцов, Ширяева, 2004). Эта модель является действующим техническим инструментом, которым пользуется коммерческий оператор для организации оптовой торговли электроэнергией в России по правилам, закреплённым законодательно. Исходя из сетевых ограничений, заявок, поданных потребителем и производителем, и на основе критерия максимизации общественного благосостояния, определяются оптимальные узловы объёмы и цены с помощью механизма, подобного LMP, т.е. через двойственные переменные оптимизационной задачи. Вопросы формирования заявок производителями электроэнергии в данной постановке не рассматриваются.

В нашем исследовании мы поставили перед собой задачу моделирования функционирования рынка электроэнергии с возможностью анализа степени концентрации компаний в отрасли, определения наиболее влиятельных игроков на рынке, выяснения устойчивости стратегий, выбираемых производителями. В первой части главы проводится анализ моделей, описывающих взаимодействия на рынке электроэнергии: это модели несовершенной конкуренции для рынка однородного товара без сетевых ограничений.

Во второй части главы рассмотренные модели расчёта равновесия проигрываются на рынке электроэнергии Сибири в случае реализации различных сценариев: эластичного и неэластичного спроса, маловодного года и т.д.

1.6. Описание моделей

Рассмотрим модели одноуровневого взаимодействия генерирующих компаний в предположении, что сети достаточно развиты и препятствия для передачи любого требуемого объёма электроэнергии отсутствуют, при этом будем учитывать ограничения на величину генерации. Речь идёт об определении цены на спотовом рынке, организованном в виде двойного аукциона, где стратегически взаимодействуют фирмы, генерирующие электроэнергию (электростанции), а цена определяется из равенства совокупного спроса и предложения.

Электростанции имеют различия в технологиях и в переменных издержках, поэтому для описания рыночного поведения необходимо использовать модели, разграничивающие фирмы на стратегических производителей, которые могут влиять на рыночную цену, и фирмы конкурентного окружения, которые не участвуют в торгах, а принимают цену как заданную. Стоит отметить, что Закон РФ об электроэнергетике допускает к участию в аукционе участников таких двух типов (Федеральный закон, 2003).

Стратегии поведения генераторов электроэнергии – это их функции предложения, которые они предоставляют оператору рынка. Вопрос стоит в том, насколько выгодно производителю отклониться от своих истинных издержек, участвуя в торговле, и как это повлияет на исход торгов.

Нами были рассмотрены несколько стратегий, следование которым может приводить к различным рыночным исходам: соответствующим модели Курно, ценового лидерства и конкурентного окружения, а также варианты модели равновесия функций предложения (LSFE без конкурентного окружения и с наличием последнего, эта модель является расширением модели SFE).

Все изученные модели можно объединить в класс моделей олигополии, где рассматривается зависимость выпуска конкурентных фирм от цены, установившейся на рынке, с учётом того, что на эту цену будут влиять объёмы производства каждого генератора. Функции предложения называются предполагаемыми, так как фирмы могут только догадываться о реакции своих конкурентов. В них присутствуют так называемые коэффициенты влияния каждого участника на ситуацию в целом.

Обозначим через $Q(P)$ функцию отраслевого выпуска, которая будет складываться из функций предложения отдельных фирм. $q_i(P)$ – выпуск фирмы $i = \overline{1, n}$, $n \geq 2$ – количество фирм на рынке и

$$\sum_{i=1}^n q_i(P) = Q(P).$$

Объёмы конкурентов для фирмы i определим как $q_{-i}(P)$, это общий выпуск за исключением i . Соответственно, остаточный спрос генерирующей компании i :

$$q_i(P) = Q(P) - q_{-i}(P).$$

Здесь $P \in R_+^1$ – цена, формируемая в результате взаимодействия агентов на рынке при условии, что все потребители агрегируются единой невозрастающей функцией спроса $D(P)$ или обратной к ней $D^{-1}(Q)$. Функция издержек $C_i(q_i)$ выпуклая, возрастающая, $q_i \geq 0$, $i = \overline{1, n}$. Генерирующие компании имеют своей целью максимизацию прибыли на остаточном спросе, при условии, что в равновесии спрос будет равен общему выпуску компаний

$$\pi(P, q_i) = D^{-1}(Q(P)) \cdot q_i(P) - C_i(q_i). \quad (1)$$

Функция прибыли фирмы i вогнута по P , а, следовательно, имеет единственный максимум. Запишем условие первого порядка максимизации прибыли:

$$\frac{\partial D^{-1}(Q(P))}{\partial Q(P)} \cdot w_i(P) \cdot q_i(P) + D^{-1}(Q(P)) = \frac{\partial C_i(q_i(P))}{\partial q_i(P)}, \quad (2)$$

где $w_i(P)$ – индексы влияния фирмы i (CV) на состояние рынка. Они имеют тот же смысл, что и влияние изменения выпуска фирмы на выпуск отрасли в целом

$$w_i(P) = \frac{\partial Q(P)}{\partial q_i(P)},$$

определяют возможные реакции конкурентов на изменение выпуска фирмой i . Функция предложения для генерирующей компании i будет иметь следующий вид:

$$q_i(P) = \frac{\frac{\partial C_i(q_i(P))}{\partial q_i(P)} - D^{-1}(Q(P))}{\frac{\partial D^{-1}(Q(P))}{\partial Q(P)} w_i(P)}.$$

Каждая фирма определяет функции предложения других фирм и использует эту информацию при максимизации своей прибыли на остаточном спросе. Важно, что тип этих реакций предполагает сама фирма i . Соответственно, ответы могут отличаться от действительных реакций конкурентов. В этом видна взаимосвязь модели с постановкой задачи для конкуренции по Штакельбергу (Day, Hobbs, Pang, 2002). На практике величину индекса влияния возможно получить только из эконометрических оценок, (при этом стоимость получения таких данных может быть достаточно высока) либо возможны оценки в результате включения этой переменной в повторяющиеся игры.

Упрощенным видом этой модели считается модель равновесия функций предложения, где информацией о конкурентах владеют все заинтересованные стороны. Тогда индексы влияния будут однозначно определяться в результате рыночных взаимодействий на рынке. Это предположение значительно упрощает моделирование. Вариация индексов влияния фирмы приводит к различным моделям равновесия: максимальное будет соответствовать модели Курно, минимальное – модели совершенной конкуренции (Mas-Colell, Whinston, Green, 1995).

Рассмотрим особенности формируемого равновесия на примере со следующими предпосылками: линейная функция спроса, гетерогенные генерирующие компании с квадратичными выпуклыми функциями эксплуатационных издержек и ограничениями на выработку энергии. В этих предположениях для некоторых моделей можно получить аналитическое решение и сравнить результаты.

Пусть задана линейная функция совокупного спроса

$$D(P) = N - \gamma P \tag{3}$$

где γ – положительная величина. Соответственно, обратная функция спроса будет

$$P(Q) = \frac{N - Q}{\gamma},$$

где весь спрос удовлетворяется выпуском n фирм

$$\sum_{i=1}^n q_i(P) = D(P).$$

Функция издержек имеет вид:

$$C_i(q_i) = \frac{1}{2} c_i q_i^2 + a_i q_i, \quad (4)$$

$c_i > 0$, $a_i \neq 0$, $i = \overline{1, n}$ – издержки фирмы i . Это квадратичные строго выпуклые функции. Для каждой генерирующей компании i определена максимально вырабатываемая мощность V_i .

Все изложенные ниже модели объединены одной идеей. В них производители определяют стратегию поведения в виде функции предложения, в которую включены возможные реакции конкурентов на изменение объёмов выпуска фирмы.

Для выбранных функций спроса (3) и издержек (4) задачу (1) можно записать следующим образом:

$$\pi_i(P) = P(Q) \cdot q_i(P) - a_i q_i(P) - \frac{1}{2} c_i q_i^2(P) \rightarrow \max_{q_i, P}, i = \overline{1, n}.$$

Условие первого порядка имеет вид

$$\left(\frac{\partial P(Q)}{\partial Q} \cdot \frac{\partial Q}{\partial q_i} - c_i \right) q_i(P) = a_i - P, \quad i = \overline{1, n},$$

тогда в равновесии, зная, что спрос равен предложению, получим

$$q_i(P) = \frac{P - a_i}{c_i + \frac{w_i}{\gamma}}. \quad (5)$$

Это функция предложения компании без учёта ограничений на выработку, где w_i – индекс влияния фирмы i на выпуск отрасли в целом. В зависимости от того, какие значения будет принимать этот индекс, или насколько существенным окажется влияние одной фирмы на общую функцию предложения, мы получим разные модели функционирования рынка.

Количественная конкуренция (модель Курно)

Стратегией каждого производителя в рамках модели Курно является выбор своего объема производства при цене, складывающейся на рынке олигопольного взаимодействия. Каждая фирма максимизирует прибыль на остаточном спросе. При этом в классической постановке общая функция предложения отрасли является аддитивно сепарабельной относительно объёмов выпуска отдельных компаний, или, что то же самое, индекс влияния i -фирмы $w_i = 1$. При ограничениях на мощность, т.е. в предположении, что объем выпуска генерирующей компании i ограничен величиной V_i , имеем

$$q_i^K(P) = \begin{cases} 0, & P \leq a_i, \\ \frac{\gamma(P - a_i)}{1 + c_i\gamma}, & a_i < P \leq \frac{V_i(1 + c_i\gamma)}{\gamma} + a_i, \\ V_i, & P > \frac{V_i(1 + c_i\gamma)}{\gamma} + a_i. \end{cases} \quad i = \overline{1, n}. \quad (6)$$

В данном случае можно сказать, что при подаче своей заявки генератор будет ориентироваться на цену и наклон функции спроса в возможной точке равновесия и на свои издержки. Более сложные взаимосвязи приниматься во внимание не будут.

Равновесная цена p^* определяется аукционистом путем приравнивания спроса и совокупного предложения в каждый рассматриваемый момент времени (например, час, сутки, год и т.д.)

$$\sum_{i=1}^n q_i(P) = D(P),$$

откуда

$$P^{K*} = \frac{N + \gamma \sum_i \frac{a_i}{1 + c_i\gamma}}{\gamma \left(1 + \sum_i \frac{1}{1 + c_i\gamma} \right)}.$$

Модель олигополии с ценовым лидерством

В рамках данной модели предполагается, что несколько стратегических фирм (назовем их лидерами) конкурируют между собой по ценам, а фирмы из конкурентного окружения выбирают объемы выпуска, считая цену заданной (например, фирмы с электростанциями, предназначенными для покрытия базовой нагрузки).

Каждая фирма конкурентного окружения $k = 1, \dots, m$ решает задачу максимизации собственной прибыли при заданной цене, т.е.

$$\pi_k(q_k) = P(Q)q_k - C_k(q_k) \rightarrow \max_{q_k \geq 0}.$$

Тогда её функция предложения имеет вид

$$q_k(P) = \frac{P - a_k}{c_k}.$$

Соответственно, для стратегических фирм остаточный спрос запишется как

$$q_i(P) = D(P) - \sum_{k=1}^m q_k(P) - \sum_{j=1, j \neq i}^n q_j(P).$$

Тогда при предположениях этой модели $w_i = 1$, а

$$\frac{\partial P}{\partial Q} = -\frac{1}{\gamma + \sum_{k=1}^m \frac{1}{c_k}}.$$

Обозначим

$$\hat{\gamma} = \gamma + \sum_{k=1}^m \frac{1}{c_k}.$$

Функция предложения стратегического игрока i примет вид

$$\hat{q}_i^K(P) = \begin{cases} 0, & P \leq a_i, \\ \frac{\hat{\gamma}(P - a_i)}{1 + c_i \hat{\gamma}}, & a_i < P \leq \frac{V_i(1 + c_i \hat{\gamma})}{\hat{\gamma}} + a_i, \\ V_i, & P > \frac{V_i(1 + c_i \hat{\gamma})}{\hat{\gamma}} + a_i. \end{cases} \quad i = \overline{1, n}. \quad (7)$$

Соответственно, равновесная цена равна

$$\hat{P}^{K*} = \frac{N + \hat{\gamma} \sum_i \frac{a_i}{1 + c_i \hat{\gamma}} + \sum_k \frac{a_k}{c_k}}{\hat{\gamma} + \hat{\gamma} \sum_i \frac{1}{1 + c_i \hat{\gamma}} + \sum_k \frac{1}{c_k}}.$$

Теоретическая функция предложения фирмы-участницы аукциона помимо собственных издержек в этом случае зависит от наклона кривой спроса и параметров функций издержек конкурентного окружения. Кроме того, анализируя функции предложения фирм в модели без конкурентного окружения и с его наличием, можно видеть, что объёмы, предлагаемые на рынок фирмой в соответствии со стратегией (7), будут меньше, чем в (6). И в модели с конкурентным окружением на рынке сформируется равновесие с большим объёмом удовлетворения потребителя и более низкими ценами, чем в модели без ценопринимающих фирм.

Модель равновесия линейных функций предложения (модель LSFE)

Как и в модели ценового лидерства, будем рассматривать взаимодействующие на рынке стратегические фирмы и конкурентное окружение. Здесь надо оговориться, что описанная ниже модель является частным случаем модели SFE с произвольными функциями предложения. Для такой модели существует проблема множественности равновесий и сложности их нахождения. Единственное решение достигается, однако, при использовании линейного вида функций предложения фирм-конкурентов (Baldick, Grant, Kahn, 2004). Для электроэнергетики целесообразно применение

именно такой модели, так как обычно правила двусторонних аукционов определяют вид подаваемых заявок либо в виде ступенчатых, либо в виде линейных функций.

Предполагается, что правила рынка определяют функцию предложения для каждой фирмы в линейном виде (Baldick, Grant, Kahn, 2004):

$$q_i(P) = \beta_i(P - \alpha_i), \quad (8)$$

$\beta_i \geq 0$, $i = 1, \dots, n$, где параметры α_i и β_i выбираются фирмой i . Цены таковы, что функции предложения не могут быть отрицательными. Рациональный объем выпуска каждой фирмы определяется из задачи максимизации прибыли на остаточном для фирмы i спросе. Остаточный спрос равен

$$q_i(P) = N - \gamma P - \sum_{j \neq i} \beta_j (P - \alpha_j).$$

Прибыль при этом станет равна

$$\begin{aligned} \pi_i(\beta_i, \alpha_i, P) = & P \cdot \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq i} \beta_j (P - \alpha_j) \right) - a_i \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq i} \beta_j (P - \alpha_j) \right) - \\ & - \frac{1}{2} c_i \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq i} \beta_j (P - \alpha_j) \right)^2 \rightarrow \max_P. \end{aligned}$$

Тогда условие первого порядка максимизации прибыли примет вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \pi_i}{\partial P} = & N - \gamma P - \sum_{j \neq i} \beta_j (P - \alpha_j) - \left(\gamma + \sum_{j \neq i} \beta_j \right) P + a_i \left(\gamma + \sum_{j \neq i} \beta_j \right) + \\ & + c_i \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq i} \beta_j (P - \alpha_j) \right) \left(\gamma + \sum_{j \neq i} \beta_j \right) = 0. \end{aligned}$$

Откуда можно вывести следующее соотношение:

$$\beta_i (P - \alpha_i) = \left(\gamma + \sum_{j \neq i} \beta_j \right) \left((P - a_i) - c_i \beta_i (P - \alpha_i) \right), \quad i = \overline{1, n}, \quad (9)$$

которое можно переписать в виде двух уравнений:

$$\begin{aligned} \beta_i &= \left(\gamma + \sum_{j \neq i} \beta_j \right) (1 - c_i \beta_i), \\ -\beta_i \alpha_i &= \left(\gamma + \sum_{j \neq i} \beta_j \right) (-a_i + c_i \beta_i \alpha_i). \end{aligned}$$

Подставим первое выражение во второе, получим:

$$-\left(\gamma + \sum_{j \neq i} \beta_j \right) (1 - c_i \beta_i) \alpha_i = \left(\gamma + \sum_{j \neq i} \beta_j \right) (-a_i + c_i \beta_i \alpha_i).$$

Тогда

$$-(1 - c_i \beta_i) \alpha_i = (-a_i + c_i \beta_i \alpha_i) \Rightarrow \alpha_i = a_i. \quad (10)$$

Итак, равновесие достигается при $\alpha_i = a_i$, $i = \overline{1, n}$. В (Baldick, Grant, Kahn, 2004) доказано, что при этом условии существуют неотрицательные $\beta_i > 0$, которые дают решение задачи и определяют равновесие в линейных функциях предложения (LSFE).

$$\beta_i = \left(\gamma + \sum_{j \neq i} \beta_j \right) (1 - c_i \beta_i), \alpha_i = a_i, \beta_i > 0 \quad i = \overline{1, n}.$$

Для представления (5) параметр функции предложения имеет вид

$$\beta_i = \frac{1}{c_i + \frac{w_i}{\gamma}}.$$

Тогда индексы влияния фирмы w_i находятся из решения системы, следующей из (9):

$$w_i = \frac{1}{\sum_{i \neq j} \frac{1}{w_j + c_j \gamma} + 1}.$$

При этом для достижения равновесия необходимо, чтобы в (8) $\alpha_i = a_i$, $i = 1, \dots, n$. В (Baldick, Grant, Kahn, 2004) доказано, что при этом условии существуют неотрицательные $w_i > 0$, $i = 1, \dots, n$, которые дают решение задачи и определяют равновесие в линейных функциях предложения (LSFE).

Функция предложения для генераторов с учётом ограничений на выработку энергии будет иметь вид

$$q_i^{LE}(P) = \begin{cases} 0, & P \leq a_i, \\ \frac{\gamma(P - a_i)}{w_i + c_i \gamma}, & a_i < P \leq \frac{V_i(w_i + c_i \gamma)}{\gamma} + a_i, \\ V_i, & P > \frac{V_i(w_i + c_i \gamma)}{\gamma} + a_i. \end{cases} \quad i = \overline{1, n} \quad (11)$$

Для подсчета равновесных цен в течение заданного промежутка времени приравняем спрос и суммарное предложение всех фирм и получим равновесную цену в модели конкуренции линейных функций предложения:

$$P^{LE*} = \frac{N + \gamma \sum_i \frac{a_i}{w_i + c_i \gamma}}{\gamma \left(1 + \sum_i \frac{1}{w_i + c_i \gamma} \right)}.$$

Условие равновесия $\alpha_i = a_i$ для каждой фирмы i означает, что есть

стимул для участников аукциона сделать значение своих коэффициентов a_i (в функциях предельных издержек) общеизвестными.

Соответственно, данная стратегия будет предполагать, что генератор ориентируется на цену, эластичность спроса в этой точке и некоторую реакцию конкурентов на изменение его цены и объема предложения.

Модель равновесия линейных функций предложения с конкурентным окружением

Для случая, когда на рынке наряду со стратегическими фирмами действуют и фирмы конкурентного окружения, равновесные коэффициенты функций предложения \hat{q}_i^{LE} вычисляются по формуле (9), где коэффициент γ меняется на

$$\hat{\gamma} = \left(\gamma + \sum_{k=1}^m \frac{1}{c_k} \right).$$

Стоит отметить, что рассмотренная здесь модель равновесия линейных функций предложения верна для диапазона цен, превосходящих значение наибольшего среди взаимодействующих на рынке стратегических фирм коэффициента a_i (обеспечивается неотрицательность объемов производства). В противном случае необходимо использовать уже кусочно-линейные аппроксимации (Baldick, Hogan, 2002).

Модель совершенно конкурентного взаимодействия генерирующих компаний (модель Вальраса)

В данном случае заявками всех взаимодействующих на рынке фирм будут их предельные издержки, а общая функция предложения будет определяться через прямую сумму объемов всех генерирующих компаний. Тогда функция предложения каждой фирмы не будет зависеть от эластичности спроса и определится как

$$q_i^W(P) = \begin{cases} 0, & P \leq a_i, \\ \frac{P - a_i}{c_i}, & a_i < P \leq V_i c_i + a_i, \\ V_i, & P > V_i c_i + a_i. \end{cases} \quad i = 1, \dots, n.$$

В равновесии получим цену Вальраса:

$$P^{W*} = \frac{N + \sum_i \frac{a_i}{c_i}}{\gamma + \sum_i \frac{1}{c_i}}.$$

Модель равновесия функций предложения с Генерирующими компаниями (ГенКо)

Эта модель будет основана на базовой модели равновесия функций предложения, но с учетом специфики рынка. Отдельные генерирующие мощности объединены в крупные генерирующие компании, которые имеют общую цель максимизации прибыли. При этом коммерческому оператору рынка заявки подает каждая мощность, хотя на рынке взаимодействуют крупные игроки. Пусть мощности l и k принадлежат одной генерирующей компании. Тогда её задача будет выглядеть как

$$\pi_{l+k}(q_k, q_l, q_{-k+l}, P) = P \cdot q_k + P \cdot q_l - C_k(q_k) - C_l(q_l) \rightarrow \max, \quad (12)$$

$$q_{k,l} \geq 0, \quad \beta_{k,l} > 0, \quad \alpha_{k,l} \geq 0.$$

Или, расписывая через остаточный спрос,

$$\begin{aligned} \pi_{k+l}(\beta_k, \alpha_k, \beta_l, \alpha_l, P) = & P \cdot \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq k} \beta_j (P - \alpha_j) \right) - a_k \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq k} \beta_j (P - \alpha_j) \right) - \\ & - \frac{1}{2} c_k \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq k} \beta_j (P - \alpha_j) \right)^2 + P \cdot \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq l} \beta_j (P - \alpha_j) \right) - \\ & - a_l \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq l} \beta_j (P - \alpha_j) \right) - \frac{1}{2} c_l \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq l} \beta_j (P - \alpha_j) \right)^2 \rightarrow \max_P. \end{aligned}$$

Тогда, условие первого порядка будет иметь вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \pi_{k+l}}{\partial P} = & N - \gamma P - \sum_{j \neq k} \beta_j (P - \alpha_j) - \left(\gamma + \sum_{j \neq k} \beta_j \right) P + a_k \left(\gamma + \sum_{j \neq k} \beta_j \right) + \\ & + c_k \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq k} \beta_j (P - \alpha_j) \right) \left(\gamma + \sum_{j \neq k} \beta_j \right) + \\ & + N - \gamma P - \sum_{j \neq l} \beta_j (P - \alpha_j) - \left(\gamma + \sum_{j \neq l} \beta_j \right) P + \\ & + a_k \left(\gamma + \sum_{j \neq l} \beta_j \right) + c_l \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq l} \beta_j (P - \alpha_j) \right) \left(\gamma + \sum_{j \neq l} \beta_j \right) = 0. \end{aligned}$$

Преобразуя это равенство, получим:

$$\begin{aligned} \beta_k (P - \alpha_k) + \beta_l (P - \alpha_l) = & \left(\gamma + \sum_{j \neq k} \beta_j \right) (P - a_k - c_k \beta_k (P - \alpha_k)) + \\ & + \left(\gamma + \sum_{j \neq l} \beta_j \right) (P - a_l - c_l \beta_l (P - \alpha_l)), \end{aligned}$$

которое при условии, аналогичном (10)

$$\alpha_k = a_k, \quad \alpha_l = a_l,$$

дает решение

$$\begin{aligned} & \beta_k(P - a_k) + \beta_l(P - a_l) = \\ & = (P - a_k) \left(\gamma + \sum_{j \neq k} \beta_j \right) (1 - c_k \beta_k) + (P - a_l) \left(\gamma + \sum_{j \neq l} \beta_j \right) (1 - c_l \beta_l). \end{aligned}$$

Так как фирма внутри себя перераспределяет выпуск (остаточный спрос) в соответствии с условием оптимизации издержек, то необходимо предельную выручку, которая в данном случае одинакова для любой проданной единицы товара, приравнять в предельным издержкам. Для двух фирм это будет выглядеть следующим образом:

$$\pi_{l+k}(q_k, q_l, q_{-k+l}, P) = P \cdot q_k + P \cdot q_l - C_k(q_k) - C_l(q_l) \rightarrow \max_{q_k, q_l}$$

Условия первого порядка примут вид

$$\begin{cases} \frac{\partial \pi_{k+l}}{\partial q_k} = \frac{\partial P}{\partial q_k} (q_k + q_l) - MC_k(q_k) = 0, \\ \frac{\partial \pi_{k+l}}{\partial q_l} = \frac{\partial P}{\partial q_l} (q_k + q_l) - MC_l(q_l) = 0. \end{cases}$$

Их можно преобразовать в условия $MC_k(q_k) = MC_l(q_l)$. При этом, если компании принадлежит большее количество мощностей, то все эти соотношения нетрудно преобразовать.

Подставив, получим следующее условие:

$$a_k + c_k \beta_k (P - a_k) = a_l + c_l \beta_l (P - a_l).$$

Для последней постановки задача выглядит как

$$\begin{aligned} \pi_i(\beta_i, \alpha_i, P) &= P \cdot \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq i} \beta_j (P - \alpha_j) \right) - a_i \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq i} \beta_j (P - \alpha_j) \right) - \\ & - \frac{1}{2} c_i \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq i} \beta_j (P - \alpha_j) \right)^2 \rightarrow \max_P, \\ & P \geq 0, \beta_i > 0, \alpha_i \geq 0, i = \overline{1, n}, i \neq l, k. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \pi_{k+l}(\beta_k, \alpha_k, \beta_l, \alpha_l, P) &= P \cdot \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq k} \beta_j (P - \alpha_j) \right) - \\ & - a_k \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq k} \beta_j (P - \alpha_j) \right) - \\ & - \frac{1}{2} c_k \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq k} \beta_j (P - \alpha_j) \right)^2 + P \cdot \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq l} \beta_j (P - \alpha_j) \right) - \\ & - a_l \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq l} \beta_j (P - \alpha_j) \right) - \frac{1}{2} c_l \left(N - \gamma P - \sum_{j \neq l} \beta_j (P - \alpha_j) \right)^2 \rightarrow \max_P, \\ & P \geq 0, \beta_{k,l} > 0, \alpha_{k,l} \geq 0. \end{aligned}$$

Описанная задача так же, как и задача поиска решения в модели равновесия функций предложения имеет единственное решение в положительной области определения для $\beta_i, i = \overline{1, n}$.

Формально сравнить представленные выше модели можно в ситуации, когда цена находится в интервале

$$P \in \left(\max_i a_i, \min_i (V_i(w_i/\gamma + c_i) + a_i) \right), \quad i = \overline{1, n},$$

т.е. когда на рынке задействованы все генерирующие мощности и при этом ни одна из них не выходит на свои ограничения. Это самый интересный случай для исследования, т.к. все агенты являются активными игроками. Для него в табл.1.1 представлены выражения для функций предложения.

Таблица 1.1.

Функции предложения, формируемые генерирующими компаниями в различных моделях взаимодействия в интервале цен, где все игроки являются активными

	Модель Вальраса	Модель LSFE	Модель Курно
Функции предложения	$q_i^W = \frac{P - a_i}{c_i}$	$q_i^{LE} = \frac{\gamma(P - a_i)}{w_i + c_i\gamma}$	$q_i^K = \frac{\gamma(P - a_i)}{1 + c_i\gamma}$

Зная, что $w_i \in [0,1]$, имеем следующие соотношения объёмов производства фирм в различных моделях друг с другом: $q_i^W \geq q_i^{LE} \geq q_i^K$. При этом цены в равновесии имеют обратное соотношение в силу того, что цена определяется из агрегированной функции спроса. Эти соотношения подтверждает анализ эластичностей функций предложения фирмы и цены по w_i . Эластичность предложения $\varepsilon_{w_i}^{q_i} < 0$.

Эластичность цены по изменению (увеличению) индекса влияния фирмы на рынок $\varepsilon_{w_i}^P > 0$. При объективном увеличении рыночной власти у любой фирмы рынок будет уравниваться более высокой ценой, и компания может подавать заявки, существенно отличные от её предельных издержек. Максимально отличаться функции предложения от реальных издержек будут в случае, если фирмы будут играть по правилам, заложенным в модели Курно.

Если часть генерирующих компаний выводится из активных игроков и они предоставляют на рынок функции предложения в виде предельных издержек и становятся ценополучателями, то ситуация меняется. Цена равновесия существенно снижается, объёмы растут. Это происходит за счёт того, что для остаточного спроса, на котором играют эко-

номически активные агенты, меняется эластичность. Спрос активнее реагирует на изменение цен – становится эластичнее $\hat{\gamma} > \gamma$ и выполняется следующее неравенство:

$$\frac{\gamma(P - a_i)}{w_i + c_i\gamma} < \frac{\hat{\gamma}(P - a_i)}{w_i + c_i\hat{\gamma}}.$$

В то же время соотношения между $q_i^W \geq q_i^{LE} \geq q_i^K$ остаются прежними, а цена и объёмы Вальраса не изменяются.

Таким образом, теоретический анализ микроэкономических моделей конкурентного взаимодействия экономических агентов на рынке электроэнергии показал:

а) наличие конкурентного окружения увеличивает объем выпуска продукции и снижает равновесную цену по сравнению с одноуровневым взаимодействием стратегических фирм;

б) при конкуренции линейных функций предложения производителей электроэнергии рынок приходит к равновесию при меньших ценах и, соответственно, больших объёмах выпуска, чем при конкуренции Курно, что выгодно для потребителя. При этом каждая из фирм получает меньшую прибыль в сравнении с конкуренцией Курно, а потребительский излишек растёт:

$$CS = \frac{1}{2}(N - P) \sum_i \frac{\gamma(P - a_i)}{w_i + c_i\gamma}.$$

Так как эластичность потребительского излишка отрицательная относительно индекса влияния w_i ($\varepsilon_{w_i}^{SD} < 0$), то максимальным CS будет в модели Вальраса ($w_i = 0$), минимальным – в модели Курно ($w_i = 1$).

В то же время, эластичность излишка производителя от w_i положительная (чем больше рыночная власть, тем больше у фирмы возможностей получить высокую прибыль), соответственно, он растёт при переходе от условий, когда генерирующие компании предоставляют свои функции предложения в виде q_i^W , к условиям, когда формируются стратегии q_i^K . Из-за этих двух взаимообратных эффектов однозначно оценить функцию общественного благосостояния при увеличении индекса влияния w_i не удаётся.

Для моделирования электроэнергетического рынка зоны Сибирь были выбраны следующие модели: Курно с конкурентным окружением и равновесия линейных функций предложения с конкурентным окружением.

С помощью этих моделей, на наш взгляд, максимально близко можно описать ситуацию взаимодействия генерирующих компаний на рынке.

1.7. Моделирование взаимодействия на рынке электроэнергии Сибири

Сложность моделирования взаимодействия экономических агентов на рынке электроэнергии, функционирующего в Сибири, определяется несколькими факторами, среди которых в качестве ключевых можно выделить следующие.

1. Большая доля электроэнергии (50-70%) производится на гидроэлектростанциях (Красноярская, Саяно-Шушенская, Братская, Усть-Илимская, Иркутская ГЭС) и, как следствие, энергобалансы Сибири подвержены нестабильным природным воздействиям, связанным с колебаниями стока рек.

2. В Сибири (так сложилось исторически) функционируют в основном крупные генерирующие мощности. Кроме гидроэлектростанций можно выделить семь конденсационных станций мощностью более 1 000 МВт, которые разбросаны по большой территории и работают на местных углях. Масштаб производства, расстояние между потребителями определяют, в некоторой степени, их монопольное положение на прилегающих территориях. На базе этих станций достаточно сложно организовать здоровую конкуренцию.

3. Потребление существенной части энергии крупными потребителями. Выпуск конкурентоспособной продукции некоторыми предприятиями возможен, в том числе благодаря тому, что электроэнергия в Сибири дешевле, чем в среднем по России.

4. Имеют место повышенные требования к надёжности системы в связи с суровыми климатическими условиями. Важна тесная координация предприятий электроснабжения и коммунального хозяйства. Здесь появляются проблемы управления функционированием многопродуктовых производств, совмещающих тепло- и электроснабжение.

5. Энергосистема Сибири работает практически изолированно, что связано с плохой связью с другими энергозонами России.

6. В энергосистеме Сибири имеется большая протяжённость линий электропередач, определяемая низкой плотностью населения и очаговым характером развития экономики.

Учесть все эти важные особенности при моделировании рынка проблематично. С одной стороны, необходимы модели, согласовывающие интересы рыночных агентов (производителей электроэнергии и её потребителей) и лежащие в плоскости олигопольного взаимодействия, с

другой стороны, учитывающие специфические сетевые ограничения, диктуемые естественно-монопольной средой. Мы ограничимся анализом стратегий экономических агентов и оценкой их рыночной силы без сетевых ограничений с помощью моделей, которые были описаны в предыдущем параграфе.

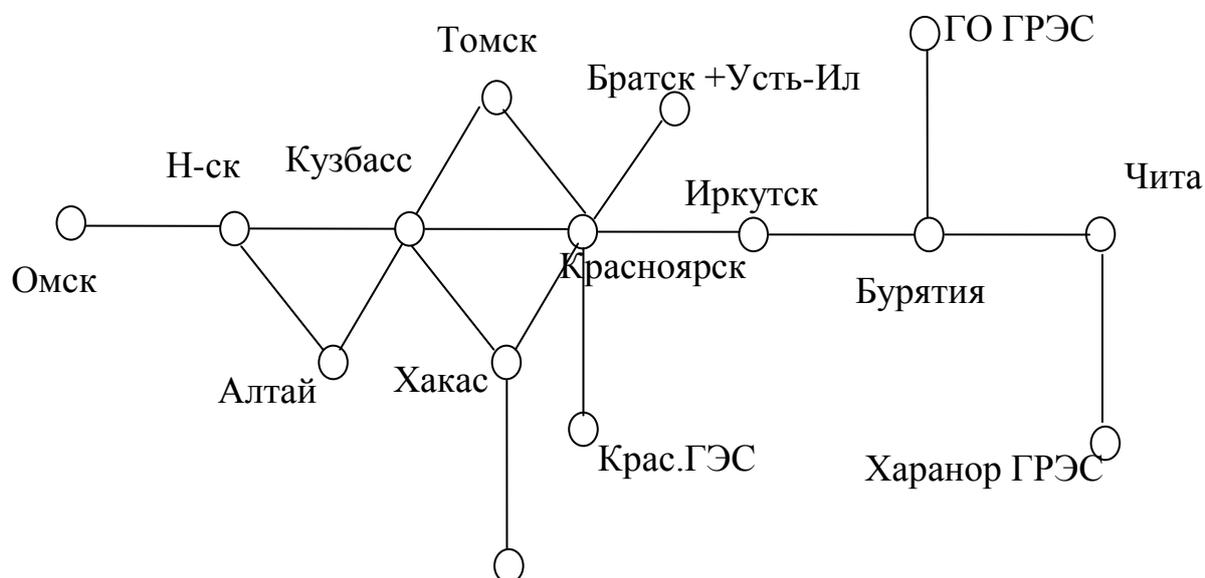


Рис. 1.3. Схема электроэнергетической системы «Сибирь».

На рис. 1.3 представлена схема, состоящая из 14 узлов, для которой было смоделировано ценообразование с учётом стратегического взаимодействия генераторов на рынке Сибири. В табл. 1.2 и 1.3 представлены эмпирические данные по основным характеристикам генерации и потребления (среднечасовое потребление и среднегодовые издержки генераторов). Для примера взят 2008 год.

Таблица 1.2.

Спрос на электроэнергию (2008 г).

Узел	Потребление, МВт	Узловые цены, руб./МВт·ч
Иркутск	8268	247
Алтай	1629	275
Бурятия	795	281
Красноярск	6487	233
Новосибирск	2239	283
Омск	1586	339
Томск	1336	262
Чита	1087	319
Хакасия	2754	260

Кузбасс	5269	263
---------	------	-----

Таблица 1.3.

Характеристика часовой стоимости производства электроэнергии на ГРЭС, ТЭС и ГЭС (2008 г.).

Узел	Часовая выработка, q , МВт	a_i	c_i
Иркутск	4762	18	0,064
Гусиноозерская ГРЭС	2020	6,8	0,2
Харанорская ГРЭС	665	9,12	0,588
Красноярск	7906	21	0,042
Новосибирск	3214	12,4	0,09
Кузбасс	4297	20	0,08
Саяно-Шушенская ГЭС	4781	–	–
Красноярская ГЭС	3873	–	–
БГЭС-УИГЭС	9657	–	–

1.8. Определение спроса на электроэнергию в зоне «Сибирь»

Будем исходить из предположения, что спрос на электроэнергию однороден для всех потребителей на всём географическом пространстве. Имея статистику потребления (цены и объёмы потребления) за 2005 и 2008 г.г. (табл. 1.2) в 14 узлах энергосистемы, мы допускаем, что имеем 28 точек наблюдаемого спроса.

Агрегированный спрос определяется путём сложения спроса в отдельных точках. Например, если есть наблюдения, что объём 2000 МВт был потреблён по цене 156 руб. и объём 200 МВт по цене 300 рублей, то для оценки функции спроса имеем две точки: первая – объём потребления 2200 МВт по цене 156 руб. и объём 200 МВт по цене 300 руб. Далее полученную статистику о суммарном спросе оцениваем линейной функцией методом наименьших квадратов.

Существует несколько слабых мест такой оценки.

1. Нет разделения потребителей на категории, такие как население, промышленные потребители, сельскохозяйственные потребители. Эти группы существенным образом различаются по типу потребления. Для них не совпадают объёмы почасового потребления в течение суток, а также среднее потребление по месяцам в течение года. Мы предполагаем, что все эти потребители присутствуют на оптовом рынке, подавая заявки в виде своих функций спроса (объёмы и цены предполагаемого

потребления промышленными предприятиями, сельскими потребителями и населением, которых представляют распределительные компании). Этот спрос суммируется и удовлетворяется в результате действия рыночного механизма.

2. Предположение об однородности спроса в пространстве в случае Сибири далеко от реальности. Обеспеченность энергоресурсами по регионам Сибири различается существенным образом. Это диктует места размещения производств, а, следовательно, будет влиять и на формирование функции спроса. В данном случае можно предположить, что спрос населения достаточно однороден на рассматриваемом пространстве в связи со сходными климатическими условиями и развитием территорий.

Другим вариантом построения функции спроса может стать использование кривой загрузки мощностей в определённые моменты времени $N(t)$ и предположения о наклоне функции спроса γ (Стофт, 2006). Причём здесь возможно оценивать спрос для различных категорий и в различные временные интервалы.

Следует отметить, что этот способ оценки тоже не является совершенным, так как использует экспертные оценки наклона прямой спроса, в то время как именно этот параметр является определяющим в формировании стратегии поведения генераторов на рынке.

Для данных табл. 1.2 параметр наклона функции спроса оценивается как $\gamma = 239,4$. А в целом спрос выглядит как $D(P) = 77731 - 239,4p$.

1.9. Моделирование производителей электроэнергии

Производители (генераторы электроэнергии) разделялись на стратегических (активно влияющих на цену) и ценополучателей. Во вторую группу входили гидроэлектростанции, имеющие по предположениям нулевые предельные затраты и участвующие на рынке только объёмами производимой энергии (Красноярская, Саяно-Шушенская, Братская, Усть-Илимская ГЭС). Все станции имели ограничения на генерацию (третий столбец в табл. 1.3).

Были рассчитаны цены по модели Курно и по модели равновесия линейных функций предложения (LSFE) с наличием конкурентного окружения. Полученные цены сравнивались с ценой монополии и ценой по Вальрасу (последняя формировалась путем приравнивания спроса и предложения, а свои функции предложения фирмы подавали в виде предельных издержек на единицу продукции).

Полученные характеристики цены, объемов генерации, прибыли отдельных генераторов приведены в табл. 1.4 и 1.5. В табл. 1.6 представлены сводные результаты расчётов по рассматриваемым моделям.

Таблица 1.4.

Цена, установившаяся на рынке, и объемы производства из расчёта среднегодовых характеристик станций зоны «Сибирь» (на основе данных за 2008 г.).

Цена (руб./МВт·ч), объёмы генерации (МВт)	Вид рынка (функции предложения)			
	Модель Вальраса	Модель LSFE	Модель Курно	Модель монополии
Цена (руб./МВт·ч)	255	257	259	268
Иркутск	3707,81	3543,56	3534,91	3024,76
Гусиноозерская ГРЭС	1242,50	1228,08	1235,20	1023,92
Харанорская ГРЭС	418,50	419,64	421,96	344,32
Красноярск	5576,34	5430,79	5387,4	4537,74
Новосибирск	2696,19	2621,82	2618,47	2213,16
Кузбасс	2941,25	2825,41	2839,25	2394,81

Таблица 1.5.

Величина прибыли, которую получают генерирующие компании при реализации различных механизмов функционирования на электроэнергетическом рынке зоны «Сибирь» (на основе данных за 2008 г.).

Прибыль генераторов (тыс. руб.)	Вид рынка (функции предложения)			
	Модель Вальраса	Модель LSFE	Модель Курно	Модель монополии
Иркутск	439,30	446,61	448,16	461,90
Гусиноозерская ГРЭС	154,38	156,97	157,58	162,09
Харанорская ГРЭС	51,17	52,40	52,61	54,09
Красноярск	653,26	664,39	666,52	685,96
Новосибирск	327,45	332,78	333,99	343,94
Кузбасс	346,03	351,51	353,00	363,31

Анализируя данные в таблицах, можно отметить, что большие объёмы производства будут при стратегиях, соответствующих модели LSFE. При этом, что закономерно, равновесие функций предложения даёт более низкие, чем при Курно, цены и прибыли отдельных генерато-

ров. Суммарный излишек продавцов и потребителя будет возрастать при переходе от модели Курно к модели LSFE, но при этом доля прибыли в нём увеличивается и происходит перераспределение общего благосостояния в пользу производителей, относительно ухудшая положение потребителей. Этот пример показывает, что общепринятые в теории критерии не всегда хорошо работают на практике.

Таблица 1.6.

Основные характеристики равновесий
при различных моделях функционирования рынка электроэнергии.

	Цена	Объём предложен.	Прибыль генерат.	Излишек- потребит.	Обществ. благосост.
Вальрас	255	16801	1991	578	2569
LSFE	257	16069	2010	540	2550
Курно	259	16037	2021	521	2542
Монополия	268	13537	2071	384	2455

1.10. Расчеты возможных сценариев

В табл. 1.7 приведены результаты расчётов по моделям равновесных цен для нескольких возможных сценариев. И та, и другая модель рассчитывались при наличии конкурентного окружения, куда входили гидроэлектростанции. Были рассмотрены модели с возможным недостатком и избытком генерирующих мощностей для фирм конкурентного окружения (предположения мало- и полноводного года), модель с эластичным и неэластичным спросом.

Таблица 1.7.

Результаты расчётов равновесных цен по моделям Курно и конкуренции функций предложения в сравнении с ценой Вальраса при реализации различных сценариев.

Условия	Цена Вальраса	Цена LSFE	Цена Курно
Базовые условия	255	257	259
Неэластичный спрос (γ ↓ на 10%)	255	297	370
Маловодный год (объём ГЭС ↓ на 8%)	264	267	268

В результате моделирования стратегического взаимодействия на оптовом рынке электроэнергетической системы «Сибирь» моделями несовершенной конкуренции было определено:

1. Меньшую равновесную цену дают модели, в которых все генераторы используют равновесные функции предложения с наличием конкурентного окружения (в нашем случае линейные функции предложения).

2. При функционировании с неэластичным спросом у фирм существует возможность значительно завышать цены относительно цен, ориентированных на предельные издержки (цены Вальраса).

3. При резком ограничении участия фирм конкурентного окружения (маловодный год) возрастание цен не сочетается с увеличением разброса цен, рассчитанных по разным моделям, в том числе модели Вальраса.

Последнее говорит о том, что рыночная власть стратегических фирм возрастает слабо, а значительное повышение цен определяется рыночной властью гидроэлектростанций. Соответственно, необходимо вводить их в модель как активных игроков.

В российском законодательстве функции предложения генерирующих компаний при подаче заявок должны представлять из себя линейные либо ступенчатые функции (не более трёх ступеней). Во всех обсуждаемых моделях стратегии производителя соответствуют именно таким функциям. Какой вид заявки будет выбран отдельным действующим агентом, зависит от многих факторов, в том числе информированности и преследуемых целей. Нас заинтересовал вопрос, как изменятся характеристики рынка, если генерирующие компании будут учитывать своих конкурентов разными способами. Например, один из них будет руководствоваться стратегией, соответствующей линейным функциям предложения, а все остальные будут формировать заявки в соответствии с Курно (второй столбец в табл. 1.8).

Таблица 1.8.

Характеристики рынка (цена и прибыль)
в случае выбора компаниями разных типов заявок

Цена (руб./МВт·ч), Прибыли (тыс.руб.)	Вид рынка (функции предложения)		
	Все – Курно, 1 – LSFE	Все LSFE	Все Курно
Цена	258,15	257	259
Иркутск	448,27	446,61	448,16
Гусиноозерская ГРЭС	157,49	156,97	157,58
Харанорская ГРЭС	52,58	52,40	52,61
Красноярск	665,96	664,39	666,52
Новосибирск	333,73	332,78	333,99
Кузбасс	352,70	351,51	353,00

Оказывается, генерирующая компания, следующая LSFE, получит прибыль больше, чем, если бы она со всеми следовала стратегии Курно, соответственно, прибыли других игроков снизятся. В то же время, если все действуют в соответствии с функцией предложения LSFE, то прибыль в целом уменьшается для каждого (третий столбец в табл. 1.8). Однозначно определить, как будет действовать генератор, невозможно. Поэтому таких ситуаций может быть бесконечное множество и это существенно усложняет анализ и возможность эффективного моделирования рынка.

С одной стороны, стратегия LSFE даёт возможность учесть как высокий, так и низкий спрос, подавая заявку в виде зависимости объёма от цены как возрастающую функцию. С другой стороны, следование такой стратегии всех игроков приведёт к меньшей цене и меньшим прибылям, чем если бы все оставались на заявках по типу Курно, где поставщик однозначно определяет цену и объём заявки в момент подачи.

Необходимо отметить, что один из возможных способов формирования заявок на рынке электроэнергии России на сутки вперёд организован так, что генерирующая компания подаёт заявку в виде ступенчатой функции на каждый час следующего дня. Функция может включать в себя не более трех ступенек, две из которых (верхняя и нижняя), по сути, определяется техническими характеристиками станции. Игра (формирование стратегии) идёт только по средней ступеньке. Это означает, что стратегия участника рынка – однозначно определить в момент подачи цену и объём.

В предположении ограниченного числа компаний, конкурирующих на рынке, для формирования заявки достаточно знать объёмы, предлагаемые другими агентами, и эластичность функции спроса. В этом случае всем компаниям выгодно придерживаться стратегии Курно с максимальными индексами влияния. Таким образом, правила нашего рынка заранее стимулируют генераторов придерживаться менее выгодной стратегии для общества – Курно. Формирование заявок с большим количеством ступеней, линейных, агрегированных по времени суток будет стимулировать компании формировать стратегии в соответствии с моделью равновесия функций предложения.

На основе представленных выше данных был проведен также эксперимент с учетом генерирующих компаний. В одну компанию были объединены Гусиноозерская и Харанорская ГРЭС. В табл. 1.9 представлены результаты вычислений по модели с учетом генерирующих компаний. В последнем столбце для примера приведены значения отклонения функций предложения от предельных издержек в процентах для моделей LSFE, LSFE(GenCo) и Курно, характеризующие рыночную власть отдельных ком-

паний. Влияние некоторых компаний (например, Кузбасс) существенно возрастает при переходе от одного способа формирования стратегий к другому.

Таблица 1.9.

Коэффициенты функций предложения генерирующих компаний, взаимодействующих на рынке, соответствующие разным моделям рынка.

	Вид рынка (функции предложения)					
	Модель LSFE	Модель LSFE с генер. комп.	Модель Курно	Снижение коэффициента функции предложения в моделях в сравнении с пред. издержками (%)		
				LSFE	GenKo	Курно
Иркутск (ТЭЦ)	12,94	12,95	11,24	17	16	28
Гусиноозерск. ГРЭС	4,71	4,81	4,44	6	4	11
Харанорская ГРЭС	1,76	1,63	1,72	7	8	4
Красноярск (ТЭЦ)	18,42	18,43	15,38	26	26	38
Новосибирск (ТЭЦ)	9,88	9,78	9,52	21	20,5	24
Кузбасс (ТЭЦ)	10,76	10,77	8,70	3	3	22

В рассмотренном нами случае асимметричных издержек можно отметить тот факт, что большие генерирующие компании получают и больший выигрыш от любого повышения цен. И, соответственно, используемые ими стратегии будут сильнее отклоняться от предельных издержек в сторону увеличения. Это связано с эластичностью остаточного спроса для каждой отдельной компании (Green, Newbery, 1991). В то же время, грамотное формирование компаний, дает возможность уравнивать рыночную власть компаний на рынке. Если все компании имеют одинаковую рыночную власть, то осуществлять контроль и регулирование их деятельности будет легче.

На российском электроэнергетическом рынке действуют достаточно крупные генерирующие мощности, информация об издержках которых вполне доступна. Это дает возможность формировать представления о предполагаемых действиях и влиянии на рынок конкурентов, т.е. при правильном механизме функционирования рынка имеются все предпосылки для реализации исходов, которые описывает модель равновесия предполагаемых функций предложения.

Нерегулируемый рынок даёт значительную свободу производителю энергии при формировании своей стратегии. Отклонение от предельных издержек функций предложения, которые подает производитель оператору рынка, приводит к сокращению объёмов производства и увеличению цен.

Это формирует неоптимальную для общества ситуацию, снижающую эффективность и надёжность снабжения потребителя электроэнергией.

Необходимо ответить на вопрос, насколько выгодно отклоняться поставщикам от ситуации совершенной конкуренции. Для электроэнергетики рационально рассматривать в сравнении стратегии поведения двух типов (и наши исследования это подтвердили). Это стратегия, приводящая к модели Курно и учитывающая остаточный спрос (который остаётся неудовлетворённым после действий конкурентов), а также эластичность общей функции спроса. Второй тип – стратегии, приводящий к модели равновесия функций предложения, где фирма ориентируется на скорость изменения общего объёма производства рынка в зависимости от скорости изменения её собственного объёма (в Курно изменения в общем объёме выпуска, вносимые другими участниками рынка, игнорируются – индекс влияния максимальный).

Из теории известно, что чем меньше доля каждой фирмы, тем равновесная цена ближе к предельным издержкам и объёмы производства близки к оптимальным. Для электроэнергетики это не выполняется. Здесь играет роль эффект экономии от масштаба: чем крупнее генераторы, тем ниже предлагаемые цены, выше объёмы выпуска, надёжнее поставки. Неоправданному росту цен противодействует также значительная открытость информации на энергорынке. Знание издержек конкурентов даёт возможность формировать представления о влиянии на рынок действий по завышению и занижению цен своих и конкурентов, т.е. при правильном формировании механизма функционирования рынка имеются все предпосылки для реализации исходов, описываемых моделью предполагаемых функций предложения. В то же время на сегодняшний день система подачи заявок сформирована таким образом, что стимулирует производителей подавать заявки, приводящие к модели Курно.

В нашей работе выделены адекватные модели поиска равновесных цен, учитывающие различные стратегии поведения производителей, для электроэнергетических спотовых рынков при отсутствии ограничений на передачу энергии. Надо признать, что полученные результаты не позволяют в полной мере оценить и проанализировать все особенности электроэнергетического рынка Сибири. Это связано, в том числе, со следующими факторами: для таких энергосистем, как Сибирь, нельзя пренебрегать сетевыми ограничениями в силу расположения и протяжённости линий электропередач. Большая доля ГЭС в генерации диктует необходимость введения этих станций на рынок в качестве стратегических игроков, а это достаточно проблематично. Исторически сложилось, что

предельные издержки гидроэлектростанций принято считать нулевыми, построение привычных моделей с такими функциями невозможно. Поэтому единственный путь – менять представления о затратах ГЭС, например, задаться ценностью воды. Можно строить модели со стохастической характеристикой объёмов, заявляемых гидростанциями, зависящих не только от приточности, но и от желаний владельцев ГЭС.

Рассмотренные в работе небольшие, легко анализируемые модели важны для проигрывания результатов большого количества вариантов функционирования и выбора наиболее эффективного механизма организации взаимодействия рыночных агентов. Моделирование может решить ряд вопросов: определение рыночной власти у агентов и её сила, перспективы развития системы и анализ возможных последствий воздействий на рыночную структуру, в том числе, выбор антимонопольного регулирования. Важно выбрать механизм организации, обладающий не только качествами, оптимизирующими рынок, но и стимулирующий его участников к устойчивому, предсказуемому поведению. Эти вопросы касаются области теории оптимальных экономических механизмов (mechanism design) и требуют отдельного обсуждения.

1.11. Возможности улучшения дизайна двусторонних аукционов

Из классической теории микроэкономики известно, что увеличение количества действующих фирм на рынке повышает эффективность работы отрасли из-за улучшения конкурентного климата. Подобные исследования были проведены и для электроэнергетики Green, Newbery (Green, Newbery, 1991). Следующий из исследования вывод: оценивая действия олигополистов в среднесрочном периоде, когда стратегии взаимодействия формируются, исходя из ориентации на рыночную власть отдельных компаний, для снижения возможности злоупотребления необходимо увеличивать число фирм, взаимодействующих на рынке. Это касается как симметричного, так и асимметричного случая.

Тем не менее, такой путь развития организации рынков не подходит для большинства электроэнергетических систем, и в частности для России, где система базируется на крупных мощностях. Кроме того, генерирующие станции слишком разнятся в своих характеристиках. Фирмы, имеющие низкие удельные затраты будут иметь большую рыночную власть, несмотря на множество присутствующих конкурентов. Для устранения таких перекосов объединяют небольшие мощности в крупные генерирующие компании с целью выравнивания возможностей конкурирующих субъектов.

Это подтверждает и эксперимент на модели рынка электроэнергетики Сибири (четвертый столбец табл. 1.9). Создание сильного конкурента из уже имеющихся станций малой и средней генерации выравнивает рыночную власть игроков и приводит к снижению цен предложения и, соответственно, увеличению объёмов отпуска электроэнергии. С другой стороны, такие объединения повышают вероятность сговора производителей, что будет являться негативным фактором. Поэтому очень важно соблюдать баланс при объединении отдельных генерирующих мощностей.

Одним из способов формирования ценовых сигналов для оптового рынка и сдерживания цен может стать формирование рынка двусторонних свободных договоров или форвардных контрактов.

Сейчас на российском оптовом рынке электроэнергии действует два вида контрактов. Один - заключение сделок на свободном рынке на сутки вперёд, второй - заключение форвардных свободных двусторонних договоров (СДД).

Свободные договоры можно заключать на различные периоды: 1 месяц, 3 месяца и 6 месяцев. В договоре прописаны объёмы и цены сделок. Возможно заключение договоров с фиксированным объёмом и объёмом, который будет корректироваться в момент осуществления контракта. Объёмы зафиксированных сделок подаются оператору на рынке «на сутки вперед», а их цены, корректируются на разницу цен между соответствующими узлами.

Если проанализировать объёмы, по которым заключаются двусторонние договоры, то окажется, что в течение года по ним поставляется от 7 до 11 % общей выработки. Этот объём очень мал, чтобы существенным образом влиять на ценообразование и стратегии генерирующих компаний. В то же время, если рассматривать отдельно первую и вторую ценовую зону, то можно заметить существенные отличия.

В первой ценовой зоне по договорам торгуется не более 4%, в то время как в Сибири по ним же продается более 20% электроэнергии (<http://www.atsenergo.ru>). Это связано с тем, что СДД во второй ценовой зоне заключают в основном крупные предприятия, которые в свое время располагались в этих районах в расчёте на дешёвую электроэнергию. Причём график таких поставок не имеет существенных суточных колебаний (рис. 1.5).

Для первой ценовой зоны картина другая. Из-за высокой цены на электроэнергию потребители не склонны заранее заключать договоры и стремятся покупать требуемый объем на свободном рынке. Среди заключивших договор нет больших энергоёмких производств, с чем связа-

ны существенные суточные колебания объемов потребления, покупаемых по двусторонним договорам (рис. 1.4).

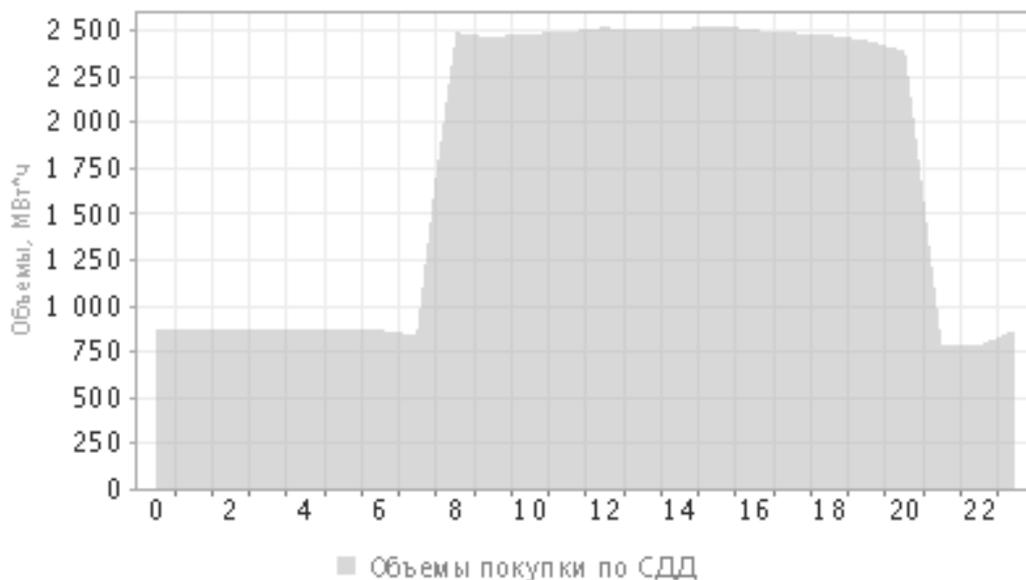


Рис. 1.4. Объемы покупки по СДД.

Первая ценовая зона (Европейская часть). 19.07.2013.

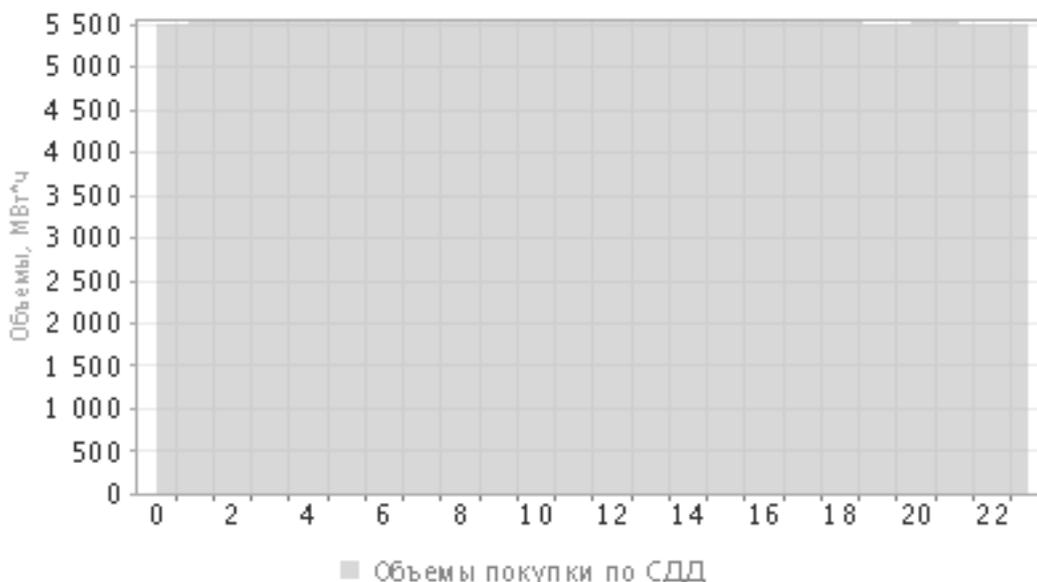


Рис. 1.5. Объемы покупки по СДД.

Вторая ценовая зона (Сибирь). 19.07.2013.

Примерами механизмов организации свободного рынка, в основе которых лежат двусторонние договоры может стать Nord Pool (Joskow, 2008). Одним из ключевых моментов функционирования через форвардные соглашения является наличие независимого агентства, которое консультирует стороны, заключающие контракты по установлению цен. Эта служба связана с системным оператором и является некоторым гарантом для производителя с одной стороны, потребителя с другой стороны и общества с

третьей того, что цены и объемы будущей торговли будут оптимальными для всех с точки зрения извлекаемой полезности и уровня риска.

В Великобритании на сегодняшний момент торговля ведется в основном в виде долгосрочных контрактов (Вишнякова, 2010). При этом система двусторонних свободных договоров у них очень развита и сложна. По сравнению с ней российские договоры можно считать упрощенными. Балансирующий рынок в Великобритании для определения текущих цен использует систему дискриминационного аукциона. То есть генерирующая компания продает на рынке по той цене, которую заявляет, а не по цене равновесия.

В теории таких аукционов есть несколько сложностей. Заставляя конкурировать продавцов по цене, мы смещаем условия в сторону модели Бертрана. Известно, что цены этой модели сходятся к предельным издержкам. Но для рассматриваемых аукционов этот вариант не работает. Ванг и Зендер показали (Wang, Zender, 2002), что результат дискриминационного аукциона не однозначно лучше в смысле общественного благосостояния результата аукциона единой цены, это связано с множественностью равновесий. Кроме того, этот механизм организации имеет больше стимулов для сговора, а также уходит одна из важнейших компонент конкурентной организации рынка - инвестиционная привлекательность для новых участников (Bower, Bunn, 2001).

Эффективным вариантом аукциона при проведении одноразовых торгов является механизм с резервными ценами (Викри-Кларка-Гровса), где цена назначается исходя из соображений того, как участие каждого влияет в целом на исход взаимодействия (Krishna, 2009). Тем не менее на практике внедрить его проблематично из-за сложности правил, к тому же при повторении торгов эффективность его снижается.

Сформированный в России механизм оптовой торговли электроэнергией не относится к эффективным, как с точки зрения установления цен и максимизации общественного благосостояния, так и с точки зрения устойчивости и рискованности.

Организованный рынок имеет такие правила, которые стимулируют формировать стратегии, соответствующие модели Курно. Т.е. имеем наихудший вариант равновесия для потребителя: наиболее высокие цены при небольших объемах реализации, и, соответственно, самую высокую рыночную власть крупных генерирующих компаний. При этом надо отметить, что именно в этом случае точка равновесия наиболее неустойчивая, в ней существует стимулы к смене поведения, а имеющиеся правила позволяют это сделать. Единственным условием, который стабили-

зирует ситуацию, является наличие сговора у производителей, что конечно не является желательным.

На оптовом рынке очень мала часть долгосрочных свободных двусторонних договоров (форвардных контрактов). Именно они могут стать гарантом надежности поставок, повысить эластичность спроса, снизить неустойчивость рыночной ситуации. Это не случайно. Генерирующим компаниям выгодно играть на оптовом рынке, получая дополнительную прибыль за счёт рыночной власти, которой не всегда можно воспользоваться при заключении СДД. От свободных договоров уходят и потребители, так как из-за несовершенства системы форвардных контрактов производители стараются использовать при заключении сделок свою рыночную силу и назначить высокие цены.

Выход видится в переводе существующей системы заключения сделок на спотовом рынке на платформу форвардных долгосрочных контрактов. Причём необходимо ввести договоры сроком не менее 5 лет с последующей детализацией на более мелкие периоды. Для эффективной работы такого рынка необходимо развитие правил заключения свободных двусторонних договоров долгосрочного действия. Кроме того, должно функционировать независимое агентство, организованное на базе службы системного оператора, которое могло бы координировать и консультировать заинтересованные стороны, заключающие договор, контролировать установление цен. Здесь уместным кажется использование методик стимулирующего ценообразования, так как речь будет идти об установлении цен в договоре на длительный период.

Организация балансирующего рынка может остаться в виде двустороннего аукциона. Причём не принципиально маржинального или дискриминационного. Оба способа организации не относятся к эффективным (правила эффективного сложны), поэтому улучшение механизма должно идти по пути ограничения объемов, торгуемых на балансирующем рынке.

Механизм, существующий на сегодняшний день необходимо менять. Но идти надо не по пути отмены того, что уже действует, а по пути введения дополнительных правил, стимулирующих участников рынка переходить к более устойчивому способу взаимодействия.

II. МОДЕЛИ СТРАТЕГИЧЕСКОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СЕТЕВЫХ И ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ НА РЫНКЕ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Как и говорилось в первой главе монографии, в результате реформирования электроэнергетики во многих странах происходит переход от вертикально-интегрированной структуры отрасли, сочетавшей генерацию, передачу и распределение электроэнергии в рамках одной компании (рис. 2.1,а), к дезинтегрированной структуре. Ключевым ее элементом является принцип отделения передающих и распределяющих сетей от генерации, сбыта и потребления электроэнергии (рис. 2.1,б).

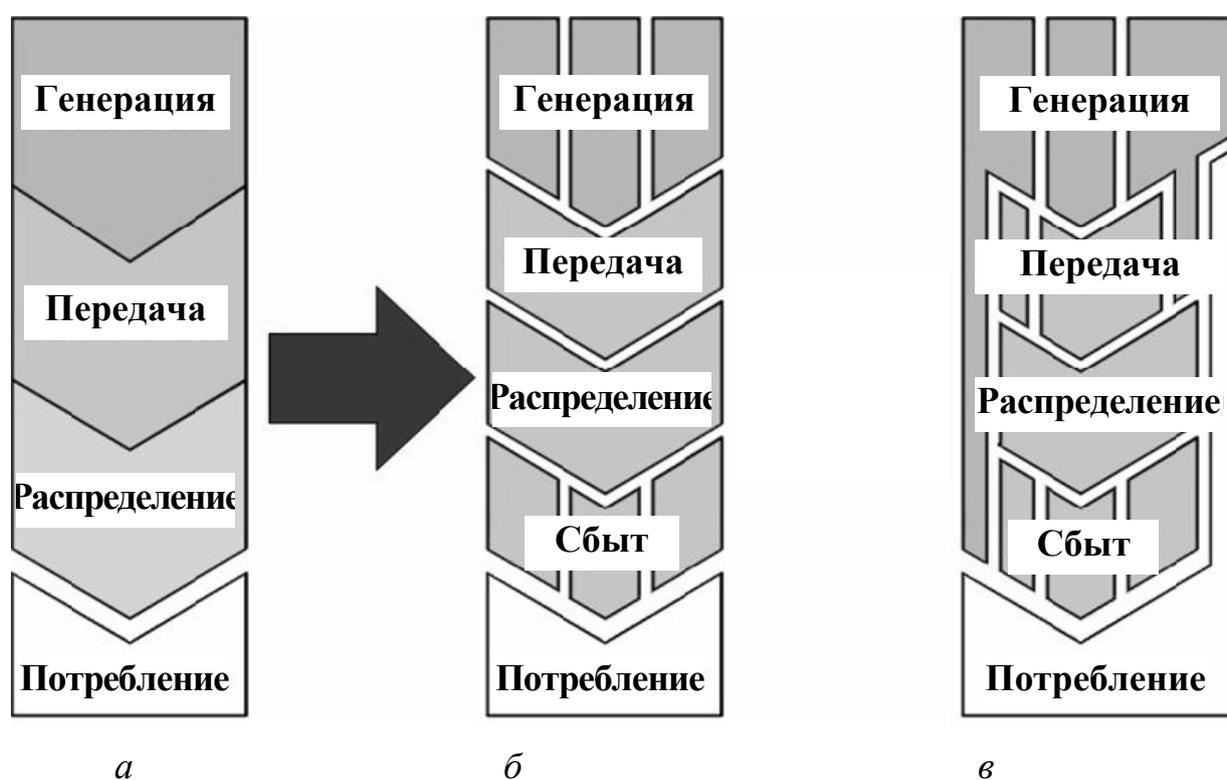


Рис.2.1. Организационные структуры электроэнергетики.

а – вертикально-интегрированная монополярная структура;

б – вертикально-дезинтегрированная структура;

в – структура, включающая элементы вертикальной интеграции.

В соответствии с этим принципом компания не может владеть и управлять генерирующими и передающими мощностями одновременно. Если компания владеет генерирующими и передающими активами, она должна передать сети в управление специализированному субъекту (сетевая компания, системный оператор и т.д.), либо должна быть разделена на генерирующую и регулируемую сетевую компании. Применение этого

принципа можно увидеть в электроэнергетике Великобритании (Surrey, 1996; Lamoureux, 2001a; Lamoureux, 2001b), США (Barkovich, Hawk, 1996), Аргентины, Чили (Rudnick, 1996) и других стран.

Российская реформа электроэнергетики также ориентирована на создание конкурентной среды в генерации при сохранении сетей в качестве естественной монополии, подлежащей жесткому государственному регулированию (Voropai, Palamarchuk, Podkovalnikov, 2002; Lamoureux, Palamarchuk, Voropai, 2003; Давидсон, Догадушкина, Крейнс, Новикова, Удальцов, Ширяева, 2004).

Основные принципы регулирования электроэнергетики России прописаны в законах «Об электроэнергетике» и «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период...». В соответствии с этими законами вводится запрет на совмещение деятельности по передаче электроэнергии с деятельностью по производству и сбыту электроэнергии. Компаниям запрещено иметь в собственности одновременно, например, генерирующее оборудование и сети. Также запрещено аффилирование, то есть генерирующая компания не может владеть акциями сетевой компании (в пределах одной ценовой зоны) и наоборот. Принцип отделения сетей не применяется только к изолированным энергосистемам, где конкуренция считается ограниченной, и к гарантирующим поставщикам.

Компании, не связанные с производством и сбытом электроэнергии, могут владеть сетями, если они используются исключительно для собственных производственных нужд и не соответствуют критериям отнесения к единой национальной электрической сети (напряжение не выше 220 кВ, не пересекают границы Российской Федерации и ее регионов, не присоединяются к крупным электростанциям и узлам нагрузки) (Постановление Правительства РФ «О критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети»). Фактически, принятое в России регулирование запрещает как вертикальную интеграцию производства и передачи электроэнергии в рамках одной компании, так и создание независимых сетевых компаний или коммерческих линий электропередачи.

При регулировании монополий регулирующие органы сталкиваются с многочисленными трудностями при достижении целей максимизации общественного благосостояния (Joskow, 2007; Joskow, 2008). В отличие от использующихся зачастую в теоретических моделях предположений, регулятор не обладает полной информацией о технологии производственного процесса и затратах естественной монополии, потребительском спросе и других важных показателях (Laffont, Tirole, 1993).

При этом регулируемая фирма может стратегически использовать имеющееся у нее информационное преимущество в своих интересах (Owen, Braeutigam, 1978). Данные проблемы усиливаются в случае сговора регулируемой фирмы и регулятора, а также при «захвате» регулятора третьими заинтересованными силами (Stiegler, 1971).

Кроме того нельзя не учитывать, что регулирование само по себе требует существенных финансовых и человеческих ресурсов, а также характеризуется значительным ростом «бюрократических издержек», выражающихся, помимо прочего, в увеличении времени на принятие решений и в целом более консервативной политике регулируемых компаний, в том числе, при принятии инвестиционных решений (Joskow, 2010). Эти издержки могли бы оправдаться, если бы приводили к общественному оптимуму. Однако российская практика показала, что реформирование не привело к снижению цен на электроэнергию, наоборот, тарифы существенно выросли. Более того, как, в частности, отмечал в 2011 г. Президент России Дмитрий Медведев¹, «особенно вызывающе выглядят сетевые компании».

В связи с этим авторам представляется полезным исследовать в качестве возможной альтернативы принципу вертикальной дезинтеграции модель потенциальной конкуренции (Baumol, Panzar, Willig, 1982) сетевой монополии с независимой сетевой или генерирующей компанией, причем в виде, учитывающем возможное изменение цен при входе в сферу передачи электроэнергии нового конкурента (Martin, 2000).

Имеются определенные эффекты, из-за которых структура, включающая элементы вертикальной интеграции (рис. 2.1,в), может оказаться более эффективной, особенно на начальной стадии переходного периода. К числу таких эффектов относится экономия на охвате, которая наблюдается в области снабжения потребителей электроэнергией, газом и водой (Farsi, Fetz, Filippini, 2008), но не изучена для случаев объединения в рамках одной компании функций производства и передачи электроэнергии. Также существует эффект роста рисков инвестиций при дезинтеграции электроэнергетики (Кузнецов, 2001; Vassiliev, 2005).

Следует отметить, что некоторыми стратегиями реформирования электроэнергетики России допускалось как сохранение и развитие вертикально-интегрированных компаний, так и возникновение независимых сетевых компаний (Львов, Чернавский, 2000; Львин, Лебедев, Кузнецов, 1999). Однако была принята стратегия, разработанная РАО «ЕЭС России».

¹ <http://top.rbc.ru/economics/11/03/2011/557400.shtml>

В чем может оказаться преимущество вертикально-интегрированной структуры? Во-первых, в этом случае сокращаются транзакционные издержки, связанные с заключением и выполнением контрактов, а также нивелируется риск оппортунистического поведения участников рынка. Во-вторых, вертикально-интегрированная компания обладает большей рыночной силой, что позволяет ей конкурировать на рынке передачи электроэнергии в ситуациях, когда рационально действующая независимая сетевая компания откажется от входа на рынок. Дополнительным плюсом вертикально-интегрированной компании является возможность перераспределения прибыли от различных видов деятельности, что может давать некоторые положительные результаты.

Конечно, рыночное регулирование имеет свои существенные недостатки. На рынке передачи электроэнергии, в отличие от генерации, значителен положительный эффект масштаба. Кроме того, при попытке создать конкуренцию нельзя не учитывать риски как чрезмерного дублирования сети, так и недопоставки услуг. И в целом, несмотря на мнения отдельных специалистов (Gordon, 1982; DiLorenzo, 1996), рынок передачи электроэнергии большинство экономистов склонны считать естественной монополией.

В то же время изучить подходы, не связанные с жестким государственным регулированием, может оказаться полезным, в частности, для выявления наилучших альтернативных механизмов, получения оценки удаленности равновесий, возникающих при их реализации, от общественного оптимума и сопоставления с результатами, которые дает гарантированная регулируемая монополия. Также данное исследование (Васильев, Филатов, 2011) в состоянии выявить некоторые нетривиальные эффекты, возникающие при различных вариантах организации рынка в зависимости от параметров модели и ее начальных условий.

2.1. Постановка задачи

В работе изучается стратегическое взаимодействие компаний на рынке передачи электроэнергии в рамках простейшей двухузловой ЭЭС, в которой производитель электроэнергии подключен к узлу a , а потребитель – к узлу b (рис. 2.2).



Рис. 2.2. Двухузловая ЭЭС

Исследуются четыре возможных схемы организации рассматриваемого рынка:

1. Гарантированная регулируемая сетевая монополия (Р).
2. Гарантированная нерегулируемая сетевая монополия (М).
3. Сетевая монополия в условиях потенциальной конкуренции с независимой сетевой компанией (М+НСК).
4. Сетевая монополия в условиях потенциальной конкуренции с генерирующей компанией (М+ГК).

В условиях схем 3 и 4 укоролившаяся на рынке сетевая монополия выступает в роли лидера. На первом шаге она выбирает оптимальный объем инвестиций в расширение имеющихся у нее передающих мощностей (возможно, нулевой) с учетом ожидаемых действий потенциальных конкурентов. В ответ на это независимая сетевая или генерирующая компания, выступающая в роли последователя, принимает решение, отказаться от входа на рынок или войти, в зависимости от того, какой вариант принесет ей большую прибыль. Соответственно, в первом случае специализированная сетевая компания сохраняет свой монопольный статус, а во втором – потенциальная конкуренция перерастает в реальную.

Сопоставление вариантов осуществляется, исходя из критерия максимизации общественного благосостояния, что, как будет показано ниже, при некоторых условиях эквивалентно минимизации разницы цен в генерирующем узле и у потребителя, а также максимизации пропускных способностей сетей и объемов передачи электроэнергии с учетом неубыточности данной деятельности.

Введем следующие предположения:

1. На рынке заданы функции спроса $p_D = a - bq$ и предложения $p_S = c + dq$.
2. Существующая ЛЭП между узлами, пропускная способность которой равна q_0 , принадлежит специализированной сетевой монополии.
3. Потери составляют фиксированную долю β от объема передачи (соответственно, до потребителя доходит $q_D = (1 - \beta)q_S \equiv \alpha q_S$).
4. Издержки на увеличение пропускной способности, одинаковые для сетевой монополии и потенциальных конкурентов, заданы функцией $TC(\Delta q) = f + g\Delta q + h(\Delta q)^2$.

Численные расчеты будем осуществлять применительно к рынку со спросом $p_D = 10 - 0,15q$ и предложением $p_S = 1 + 0,2q$ (рис. 2.3). Долю передаваемой электроэнергии примем равной $\alpha = 0,95$. Если не оговаривается особо, издержки на расширение сети составят $TC(\Delta q) = 20 + 0,5\Delta q + 0,1(\Delta q)^2$.

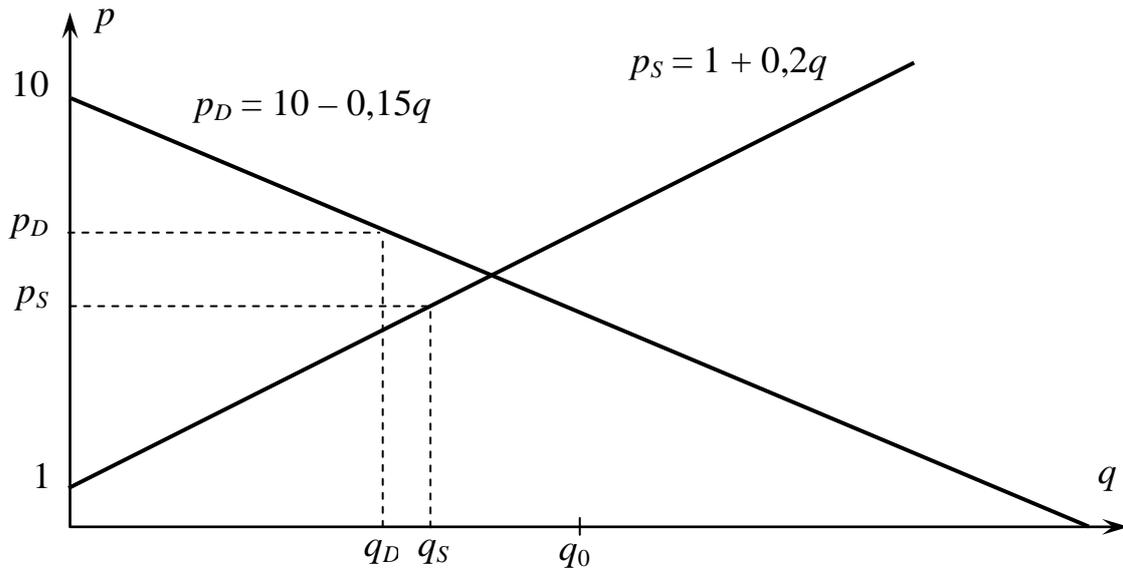


Рис. 2.3. Спрос и предложение на электроэнергетическом рынке

2.2. Гарантированная регулируемая монополия (Р)

Первым рассматриваемым вариантом будет наилучший с точки зрения общественной эффективности вариант гарантируемой регулируемой монополии. Функция общественного благосостояния равняется интегралу разности цен потребителя и производителя за вычетом издержек на производство теряющейся при передаче электроэнергии

$$\begin{aligned}
 W(q_S) &= \int_{q=0}^{q_D} (p_D(q) - p_S(q)) dq - \int_{q=q_D}^{q_S} p_S(q) dq = \\
 &= (\alpha a - c)q_S - \frac{\alpha^2 b + d}{2} q_S^2 \rightarrow \max_{q_S}.
 \end{aligned}$$

Точкой максимума функции благосостояния является

$$q_S = \frac{\alpha a - c}{\alpha^2 b + d}.$$

В условиях рассматриваемого примера оптимальный объем составляет $q_S = 25,34$.

Заметим, что при небольших потерях ($\alpha \approx 1$) оптимальный объем близок к точке равенства спроса и предложения. Сокращение объема передаваемой электроэнергии приводит к снижению общественного благосостояния, поэтому с учетом неубыточности транспортировки регулирование должно обеспечить максимальные объемы передачи (все готовые покрыть издержки производства получают электроэнергию), минимальную разницу цен в узлах генерации и потребления и наименьшие мертвые потери. Данные результаты, как правило, достигаются при нулевой прибыли сетевой компании.

Если имеется в наличии достаточная пропускная способность ($q \leq q_0$), то прибыль сетевой компании равна разности выручки от продажи электроэнергии потребителю и издержек на ее закупку в генерирующем узле:

$$\pi^1 = p_D q_D - p_S q_S = (a - b\alpha q)\alpha q - (c + dq)q = a\alpha q - b\alpha^2 q^2 - cq - dq^2.$$

Приравняв ее к нулю, найдем максимально возможный объем передачи:

$$q_P^* = \frac{\alpha a - c}{\alpha^2 b + d}.$$

При недостаточной пропускной способности ($q > q_0$), прибыль компании окажется меньше на величину издержек строительства новой ЛЭП:

$$\begin{aligned} \pi^2 &= p_D q_D - p_S q_S - TC(\Delta q) = \\ &= (a - b\alpha q)\alpha q - (c + dq)q - f - g(q - q_0) - h(q - q_0)^2 = \\ &= a\alpha q - b\alpha^2 q^2 - cq - dq^2 - f - gq + gq_0 - hq^2 + 2hq_0 - hq_0^2, \end{aligned}$$

Заметим, что в этом случае прибыль зависит от значения q_0 . Приравняем ее к нулю и решим полученное квадратное уравнение:

$$\begin{aligned} \pi^2 &= (\alpha^2 b + d + h)q^2 - (\alpha a - c - g + 2hq_0)q + (f - gq_0 + hq_0^2) = 0, \\ D(q_0) &= (\alpha a - c - g + 2hq_0)^2 - 4(\alpha^2 b + d + h)(f - gq_0 + hq_0^2). \end{aligned}$$

Таким образом, максимально возможный объем передачи составит

$$q^{**}(q_0) = \frac{(\alpha a - c - g + 2hq_0) + \sqrt{D(q_0)}}{2(\alpha^2 b + d + h)}.$$

Заметим, что при любых $f > 0$ будет существовать узкий интервал, когда общественно эффективные объемы передачи превышают имеющуюся пропускную способность ($q_P^* > q_0$), однако расширение пропускной способности приводит к убыткам из-за наличия постоянных издержек строительства новой ЛЭП. В данном случае сетевая компания будет полностью использовать имеющуюся пропускную способность ($q = q_0$), но не более того. При этом она будет получать прибыль.

Строительство новых передающих мощностей происходит, если q_0 не превышает критический уровень \tilde{q}_P , находящийся из условия $q^{**}(\tilde{q}) = \tilde{q}$. Изобразим на рис. 2.4 области различного поведения сетевой монополии в зависимости от имеющейся пропускной способности:

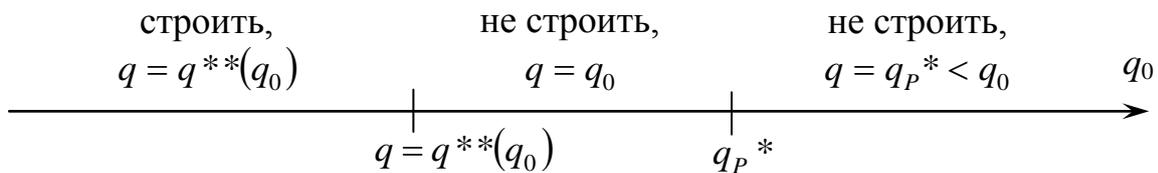


Рис. 2.4. Области в зависимости от имеющейся пропускной способности

2.3. Гарантированная нерегулируемая монополия (М)

Рассмотрим также другой крайний вариант – гарантированную нерегулируемую монополию. Он, приводящий к минимальным объемам передачи электроэнергии и максимальной цене передачи, представляет в основном исключительно академический интерес. Однако представляется целесообразным исследовать его, чтобы лучше понять влияние регулирования на деятельность гарантированной монополии и сравнить с ним исследуемые ниже модели потенциальной конкуренции.

Снова потребуются рассмотреть два случая: наличия и отсутствия достаточных предающих мощностей. Если строительство новой ЛЭП не требуется ($q \leq q_0$), то максимизация прибыли

$$\begin{aligned}\pi^1 &= p_D q_D - p_S q_S = (a - b\alpha q)\alpha q - (c + dq)q = \\ &= a\alpha q - b\alpha^2 q^2 - cq - dq^2 \rightarrow \max_q\end{aligned}$$

приведет к следующему результату:

$$q_M^* = \frac{\alpha a - c}{2(\alpha^2 b + d)}.$$

Заметим, что оптимальный с точки зрения нерегулируемого монополиста объем передачи оказывается вдвое меньше общественно эффективного объема: $q_M^* = q_P^*/2$.

Если пропускная способность недостаточна ($q > q_0$), то в точке q_0 прибыль уменьшается скачкообразно (необходимо сразу же затратить сумму f постоянных издержек на строительство новой ЛЭП) до величины

$$\begin{aligned}\pi^2 &= p_D q_D - p_S q_S - TC(\Delta q) = \\ &= (a - b\alpha q)\alpha q - (c + dq)q - f - g(q - q_0) - h(q - q_0)^2 = \\ &= a\alpha q - b\alpha^2 q^2 - cq - dq^2 - f - gq + gq_0 - hq^2 + 2hq_0 - hq_0^2.\end{aligned}$$

Максимизируя функцию прибыли, получим:

$$\begin{aligned}a\alpha q - 2b\alpha^2 q - c - 2dq - g - 2hq + 2hq_0 &= 0, \\ q^{**}(q_0) &= \frac{\alpha a - c - g + 2hq_0}{2(\alpha^2 b + d + h)}.\end{aligned}$$

Максимальная прибыль гарантированной регулируемой монополии может достигаться в точках q^* , $q^{**}(q_0)$ или q_0 в зависимости от имеющейся изначальной пропускной способности. Строительство новых предающих мощностей происходит, если q_0 не превышает критический уровень \tilde{q}_M , для которого $\pi^1(q_0) = \pi^2(q^{**}(\tilde{q}))$. Если же имеющаяся пропускная способность превышает уровень q_M^* , то сетевая монополия даже имеющуюся ЛЭП использует лишь частично.

Изобразим на рис. 2.5 области различного поведения сетевой монополии в зависимости от имеющейся пропускной способности:

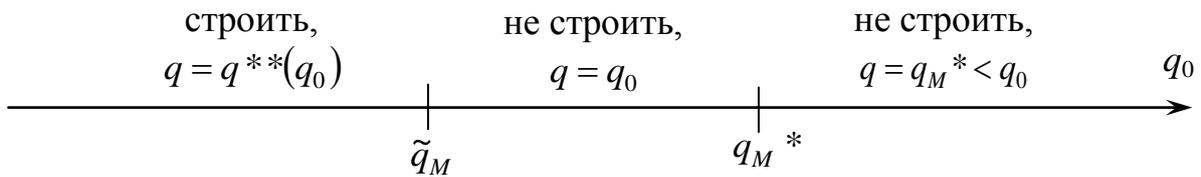


Рис. 2.5. Области в зависимости от имеющейся пропускной способности

Интересен тот факт, что в некоторых случаях изначально небольшая пропускная способность может оказаться плюсом, т.к. заставляет сетевую монополию расширять сеть. В то же время при изначально высокой пропускной способности сетевая компания не будет расширять сеть, чтобы не нести постоянные издержки.

Последняя ситуация наглядно изображена на рис. 2.6, где представлены графики прибыли в зависимости от объема передачи q_1 для разной имеющейся пропускной способности q_0 . Если пропускная способность составляет $q_0 = 3$, то строительство новой ЛЭП, позволяющей увеличить передачу до $q_1 = 9,5$, оказывается экономически выгодным. В то же время более высокая пропускная способность $q_0 = 5$ приводит к тому, что строить ЛЭП экономически невыгодно, и объем передачи оказывается меньше, чем в предыдущем случае.

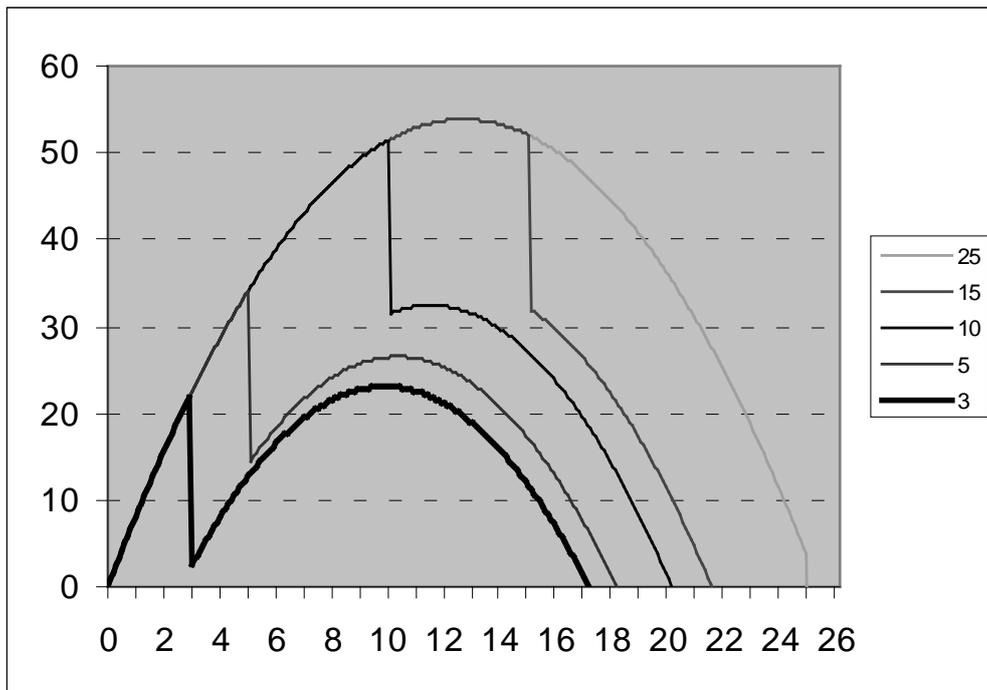


Рис. 2.6. Зависимость прибыли от объема передачи при разной пропускной способности q_0

Также отметим, что при высокой пропускной способности $q_0 = 15$ и $q_0 = 25$ она может использоваться не полностью – оптимальный объем передачи электроэнергии сетевой монополией составляет $q_1 = 12,7$.

2.4. Монополия + независимая сетевая компания (М+НСК)

В данной модели монополия является лидером, а независимая сетевая компания последователем, принимающим объем передачи монополии q_1 как данный и решающий исходя из этого, входить на рынок передачи электроэнергии и строить ЛЭП объемом q_2 или нет.

Модель независимой сетевой компании

Построим функцию прибыли независимой сетевой компании в случае входа на рынок и максимизируем ее:

$$\begin{aligned}\pi(\text{НСК}) &= p_D \alpha q_2 - p_S q_2 - TC(q_2) = \\ &= (a - \alpha b(q_1 + q_2)) \alpha q_2 - (c + d(q_1 + q_2)) q_2 - f - g q_2 - h q_2^2 = \\ &= -(\alpha^2 b + d + h) q_2^2 + (\alpha a - c - g - \alpha^2 b q_1 - d q_1) q_2 - f \rightarrow \max, \\ q_2 &= \frac{\alpha a - c - g - \alpha^2 b q_1 - d q_1}{2(\alpha^2 b + d + h)}.\end{aligned}$$

Независимая сетевая компания не входит на рынок, если ее прибыль $\pi(\text{НСК})$ при любых объемах передачи q_2 окажется отрицательной. Максимум квадратичной функции с отрицательным коэффициентом при q_2^2 отрицателен, если дискриминант соответствующего квадратного уравнения меньше нуля:

$$D = (\alpha a - c - g - \alpha^2 b q_1 - d q_1)^2 - 4(\alpha^2 b + d + h)f < 0,$$

Решим полученное неравенство:

$$\alpha a - c - g - \alpha^2 b q_1 - d q_1 \in \left(-2\sqrt{(\alpha^2 b + d + h)f}; 2\sqrt{(\alpha^2 b + d + h)f} \right),$$

найдем, что независимая сетевая компания не решается работать на рынке при объемах передачи сетевой монополии, превышающих определенную величину:

$$q_1 > \tilde{q}_{\text{НСК}} = \frac{\alpha a - c - g - 2\sqrt{(\alpha^2 b + d + h)f}}{\alpha^2 b + d}.$$

Модель сетевой монополии

Лидер, сетевая монополия, будет осуществлять выбор с учетом скачкообразного роста прибыли в точке $\tilde{q}_{\text{НСК}}$, в которой конкурент перестает входить на рынок, а также скачкообразного падения прибыли в точке

q_0 , в которой требуется расширение сети. При этом последовательность точек $\tilde{q}_{НСК}$ и q_0 может быть различной.

Для представленного в работе численного примера критическая пропускная способность, защищающая сетевую монополию от конкуренции, составляет $\tilde{q}_{НСК} = 6,3$. Соответственно при малой пропускной способности $q_0 = 3$ и $q_0 = 5$ сначала происходит падение прибыли, а затем ее рост, а для высоких значений $q_0 = 10$, $q_0 = 15$ и $q_0 = 25$ – наоборот. На рис. 2.7 представим графики прибыли в зависимости от объема передачи q_1 для разной имеющейся пропускной способности q_0 .

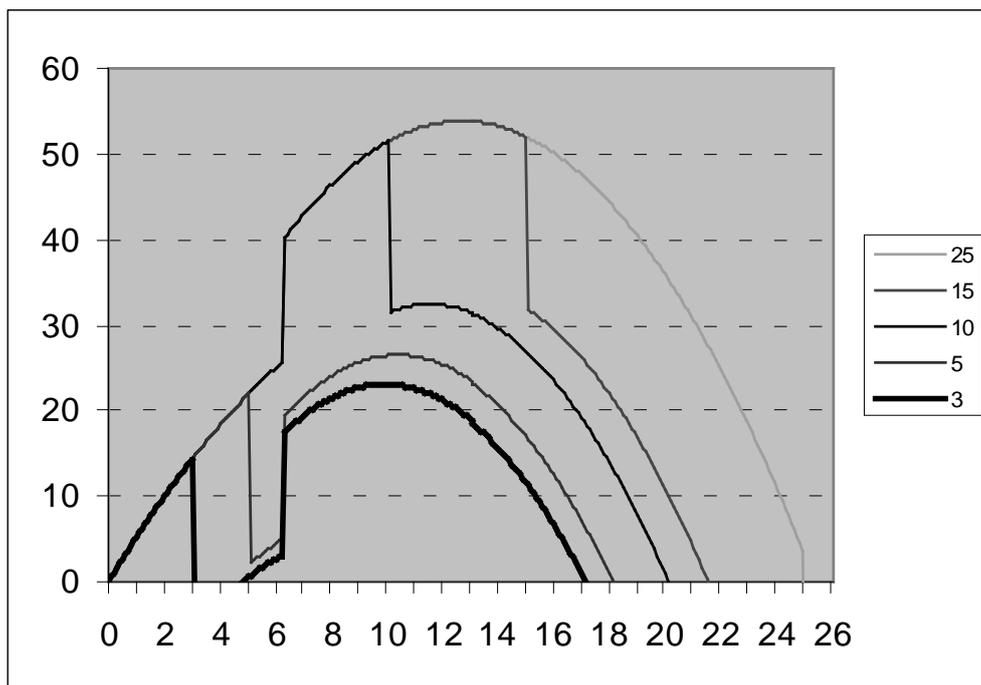


Рис. 2.7. Зависимость прибыли от объема передачи при разной пропускной способности q_0

Исследуем подробнее вариант низкой пропускной способности сети $q_0 < \tilde{q}_{НСК}$. На рис. 2.8 представлены возможные стратегии сетевой монополии и соответствующие объемы передаваемой электроэнергии q_1 .

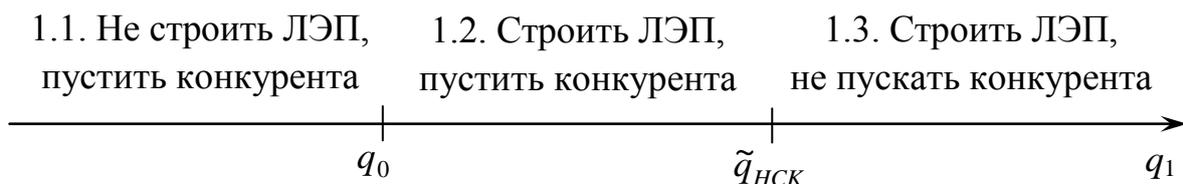


Рис. 2.8. Возможные стратегии сетевой монополии

Подсчитаем оптимальные объемы передачи электроэнергии для каждой из стратегий сетевой монополии.

1.1. Стратегия «не строить ЛЭП, пустить конкурента на рынок» реализуется, если $q_1 \leq q_0$. Прибыль сетевой компании тогда составит

$$\begin{aligned}\pi^1(M) &= p_D \alpha q_1 - p_S q_1 = (a - \alpha b(q_1 + q_2)) \alpha q_1 - (c + d(q_1 + q_2)) q_1 = \\ &= \left(a - \alpha b \left(q_1 + \frac{\alpha a - c - g - \alpha^2 b q_1 - d q_1}{2(\alpha^2 b + d + h)} \right) \right) \alpha q_1 - \\ &- \left(c + d \left(q_1 + \frac{\alpha a - c - g - \alpha^2 b q_1 - d q_1}{2(\alpha^2 b + d + h)} \right) \right) q_1.\end{aligned}$$

С учетом обозначений

$$\begin{aligned}x &= \frac{\alpha a - c - g}{2(\alpha^2 b + d + h)}, \quad \tilde{a} = \alpha a - \alpha^2 b x, \quad \tilde{c} = c + dx, \\ y &= \frac{\alpha^2 b + d}{2(\alpha^2 b + d + h)}, \quad \tilde{b} = \alpha^2 b(1 - y), \quad \tilde{d} = d(1 - y)\end{aligned}$$

максимизируемая функция прибыли сетевой монополии примет вид

$$\pi^1(M) = \tilde{a} q_1 - \tilde{b} q_1^2 - \tilde{c} q_1 - \tilde{d} q_1^2 \rightarrow \max_{q_1}.$$

Приравняв производную к нулю, найдем оптимальный объем передачи электроэнергии

$$q_1^1 = \frac{\tilde{a} - \tilde{c}}{2(\tilde{b} + \tilde{d})}.$$

1.2. Стратегия «строить ЛЭП, пустить конкурента на рынок» реализуется, если $q_1 \in (q_0; \tilde{q}_{НСК}]$. Прибыль сетевой компании будет больше $\pi^1(M)$ на стоимость строительства новой ЛЭП. С учетом принятых выше обозначений она примет вид

$$\pi^2(M) = \tilde{a} q_1 - \tilde{b} q_1^2 - \tilde{c} q_1 - \tilde{d} q_1^2 - f - g(q_1 - q_0) - h(q_1 - q_0)^2 \rightarrow \max_{q_1}.$$

Оптимальный объем передачи составит

$$q_1^2 = \frac{\tilde{a} - \tilde{c} - g + 2h q_0}{2(\tilde{b} + \tilde{d} + h)}.$$

1.3. Стратегия «строить ЛЭП, не пускать конкурента» реализуется, если $q_1 > \tilde{q}_{НСК}$. Прибыль сетевой компании нужно выписать с учетом того, что компания остается монополистом, однако при этом несет издержки строительства новой ЛЭП:

$$\pi^3(M) = \alpha a q_1 - \alpha^2 b q_1^2 - c q_1 - d q_1^2 - f - g(q_1 - q_0) - h(q_1 - q_0)^2 \rightarrow \max_{q_1}.$$

Оптимальный объем передачи электроэнергии будет равен

$$q_1^3 = \frac{\alpha a - c - g + 2h q_0}{2(\alpha^2 b + d + h)}.$$

Второй вариант, характеризующийся высокой пропускной способностью сети $q_0 \geq \tilde{q}_{НСК}$, отличается последовательностью критических точек. На рис. 2.9 представлены возможные стратегии сетевой монополии и соответствующие объемы передаваемой электроэнергии q_1 .

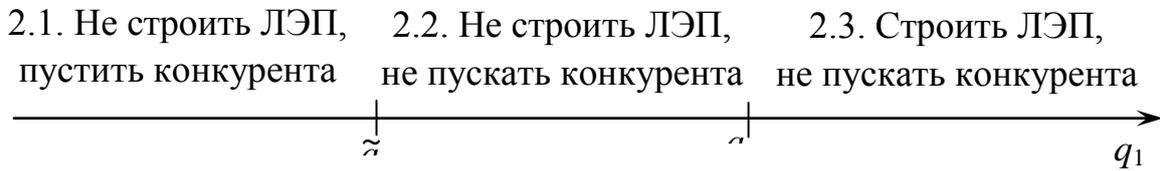


Рис. 2.9. Возможные стратегии сетевой монополии

При этом можно заметить, что первая и третья ситуации совпадают с уже исследованными. В то же время плюсом для сетевой монополии является наличие участка, на котором уже имеющейся изначально пропускной способности сети достаточно для того, чтобы остаться монополистом.

2.2. Стратегия «не строить ЛЭП, не пускать конкурента» реализуется при $q \in [\tilde{q}_{НСК}; q_0]$. Издержки сетевой компании в этом случае не включают строительство новой ЛЭП, а цены в узлах формируются с учетом того, что передачу электроэнергии в объеме q_1 осуществляет лишь монополист:

$$\pi^2(M) = \alpha a q_1 - \alpha^2 b q_1^2 - c q_1 - d q_1^2 \rightarrow \max_{q_1}.$$

Оптимальный объем передачи составит

$$q_1^2 = \frac{\alpha a - c}{2(\alpha^2 b + d)}.$$

Монополист, имея в распоряжении все представленные выше стратегии поведения, выбирает ту, которая обеспечивает ему максимальную достижимую прибыль с учетом возможного ответа потенциального конкурента.

2.5. Монополия + генерирующая компания (М+ГК)

В данной модели потенциальным конкурентом выступает не независимая сетевая, а генерирующая компания. Несмотря на то, что подобный вариант недопустим по существующему в настоящее время в России законодательству, он имеет существенные преимущества перед потенциальной конкуренцией с независимой сетевой компанией. Причиной этого является то, что входящая на рынок передачи электроэнергии генерирующая компания получает прибыль как от передачи, так и от генерации, и заинтересована в линиях с большими пропускными способностями. Кроме того

вертикально-интегрированная компания более устойчива к расширению пропускной способности сетевой монополией, и остается на рынке передачи электроэнергии в то время, когда независимая сетевая компания уже давно бы этот рынок покинула.

Снова обозначим величинами q_1 и q_2 объемы передачи монополии и потенциального конкурента. Для того чтобы выявить условия, при которых генерирующая компания будет конкурировать на рынке передачи энергии, сравним ее прибыли в случае входа и отсутствия входа на рынок.

Модель генерирующей компании

Если генерирующая компания не входит на рынок передачи электроэнергии, она получает прибыль только от генерации, продавая произведенную электроэнергию сетевой монополии в объеме q_1 по цене $p_S = c + dq_1$. Выручка при этом составит величину

$$TR(ГК) = p_S q_1 = (c + dq_1)q_1 = cq_1 + dq_1^2.$$

При предположении, что кривая предложения определяется предельными издержками производства, функция суммарных издержек примет вид

$$TC(ГК) = cq_1 + \frac{dq_1^2}{2},$$

а прибыль будет равна

$$\pi^1(ГК) = TR(ГК) - TC(ГК) = \frac{dq_1^2}{2}.$$

В то же время в модели допустимо не связывать функцию предложения с издержками и оставлять процесс ее формирования на усмотрение генерирующей компании. Если представление заявок на продажу электроэнергии происходит по ценам, превосходящим краткосрочные предельные издержками, все выводы только усиливаются.

Прибыль генерирующей компании, входящей на рынок передачи, складывается из того, что она продает произведенную электроэнергию сетевой компании в объеме q_1 по цене p_S и конечному потребителю в объеме αq_2 (с учетом потерь) по цене p_D . Функции выручки и издержек (последние в предположении о связи между издержками и ценой предложения) примут вид

$$TR(ГК) = p_S q_1 + p_D \alpha q_2 = (c + d(q_1 + q_2))q_1 + (a - \alpha b(q_1 + q_2))\alpha q_2,$$

$$TC(ГК) = c(q_1 + q_2) + \frac{d(q_1 + q_2)^2}{2} + f + gq_2 + hq_2^2.$$

Тогда прибыль окажется равной

$$\begin{aligned}\pi^2(\Gamma K) &= TR(\Gamma K) - TC(\Gamma K) = \\ &= cq_1 + dq_1^2 + dq_1q_2 + \alpha\alpha q_2 - \alpha^2bq_1q_2 - \alpha^2bq_2^2 - \\ &- cq_1 - cq_2 - \frac{dq_1^2}{2} - dq_1q_2 - \frac{dq_2^2}{2} - f - gq_2 - hq_2^2.\end{aligned}$$

Найдем разность прибылей генерирующей компании в двух рассмотренных ситуациях и максимизируем ее:

$$\pi^2(\Gamma K) - \pi^1(\Gamma K) = -\left(\alpha^2b + \frac{d}{2} + h\right)q_2^2 + (\alpha\alpha - c - g - \alpha^2bq_1)q_2 - f \rightarrow \max_{q_2}.$$

Получим, что в случае входа на рынок передачи электроэнергии генерирующая компания должна осуществлять передачу в объеме

$$q_2 = \frac{\alpha\alpha - c - g - \alpha^2bq_1}{2\alpha^2b + d + 2h}.$$

Генерирующая компания откажется входить на рынок передачи электроэнергии, если даже в точке максимума разность получаемых в новой и исходной ситуации прибылей окажется отрицательной:

$$\pi^2(\Gamma K) - \pi^1(\Gamma K) = -\left(\alpha^2b + \frac{d}{2} + h\right)q_2^2 + (\alpha\alpha - c - g - \alpha^2bq_1)q_2 - f < 0.$$

Это произойдет, если отрицательным окажется дискриминант соответствующего квадратного уравнения относительно q_2 :

$$D = (\alpha\alpha - c - g - \alpha^2bq_1)^2 - 4\left(\alpha^2b + \frac{d}{2} + h\right)f < 0.$$

Решив полученное неравенство, получим

$$\begin{aligned}\alpha\alpha - c - g - \alpha^2bq_1 &\in \left(-\sqrt{(4\alpha^2b + 2d + 4h)f}; \sqrt{(4\alpha^2b + 2d + 4h)f}\right), \\ \alpha^2bq_1 &> \alpha\alpha - c - g - \sqrt{(4\alpha^2b + 2d + 4h)f}.\end{aligned}$$

Таким образом, генерирующая компания не конкурирует с существующей сетевой монополией только в том случае, когда

$$q_1 > \tilde{q}_{\Gamma K},$$

где критическая точка $\tilde{q}_{\Gamma K}$ вычисляется по формуле

$$\tilde{q}_{\Gamma K} = \frac{\alpha\alpha - c - g - \sqrt{(4\alpha^2b + 2d + 4h)f}}{\alpha^2b}.$$

Модель сетевой монополии

Так же, как и в рассмотренной выше модели «М+НСК», здесь будут два критических момента: в точке $\tilde{q}_{\Gamma K}$, в которой генерирующая компания перестает входить на рынок, ожидается скачкообразный рост прибыли сетевой монополии. В точке же q_0 , в которой требуется расширение сети,

произойдет скачкообразное падение прибыли.

Последовательность точек $\tilde{q}_{ГК}$ и q_0 по-прежнему может быть различной, однако, как правило, генерирующая компания отказывается от входа на рынок при значительно больших объемах передачи сетевой монополии. В частности, для рассматриваемого численного примера критическая пропускная способность, защищающая сетевую монополию от конкуренции, составляет $\tilde{q} = 20,8 \gg 6,3$. Таким образом, для всех исследуемых значений имеющейся пропускной способности, кроме $q_0 = 25$, выполняется условие $\tilde{q}_{ГК} > q_0$, а потенциальная конкуренция превращается в реальную.

На рис. 2.10 представим графики прибыли в зависимости от объема передачи q_1 для разной имеющейся пропускной способности q_0 .

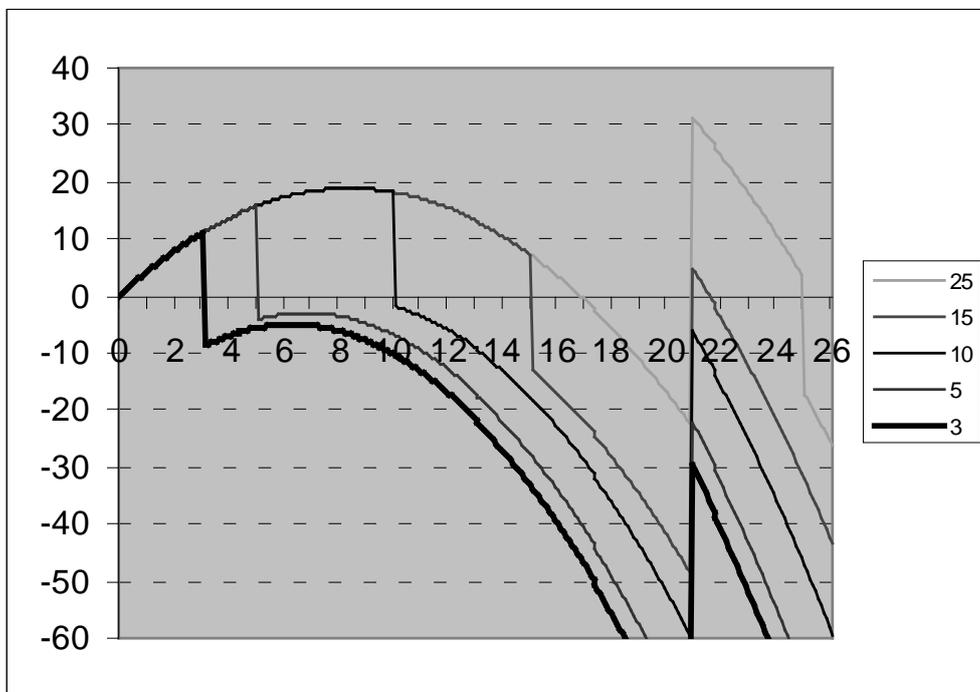


Рис. 2.10. Зависимость прибыли от объема передачи при разной пропускной способности q_0

Следует отметить, что формулы для оптимальных объемов передачи электроэнергии совпадают со своими аналогами из модели «М+НСК» с заменой обозначений на следующие:

$$x = \frac{\alpha a - c - g}{2\alpha^2 b + d + 2h}, \quad \tilde{a} = \alpha a - \alpha^2 b x, \quad \tilde{c} = c + dx,$$

$$y = \frac{\alpha^2 b + d}{2\alpha^2 b + d + 2h}, \quad \tilde{b} = \alpha^2 b(1 - y), \quad \tilde{d} = d(1 - y).$$

2.6. Сравнительный анализ рассмотренных вариантов

Сопоставим представленные четыре варианта: «гарантируемая регулируемая монополия», «гарантируемая нерегулируемая монополия», «монополия + независимая сетевая компания» и «монополия + генерирующая компания» по прибылям сетевой монополии, объемам передачи электроэнергии и разнице цен в узле-генераторе и узле-потребителе.

Будем исследовать случаи различной имеющейся пропускной способности q_0 (она в данном случае будет объясняющей переменной) и различной величины постоянных издержек на строительство новой ЛЭП.

На рис. 2.11–2.14 представим графики для следующих вариантов издержек на строительство новой ЛЭП:

1. $TC(\Delta q) = 5 + 0,5\Delta q + 0,1(\Delta q)^2$ (минимальные постоянные издержки).
2. $TC(\Delta q) = 13 + 0,5\Delta q + 0,1(\Delta q)^2$ (невысокий уровень постоянных издержек).
3. $TC(\Delta q) = 20 + 0,5\Delta q + 0,1(\Delta q)^2$ (типичный уровень постоянных издержек).
4. $TC(\Delta q) = 32 + 0,5\Delta q + 0,1(\Delta q)^2$ (высокие постоянные издержки).

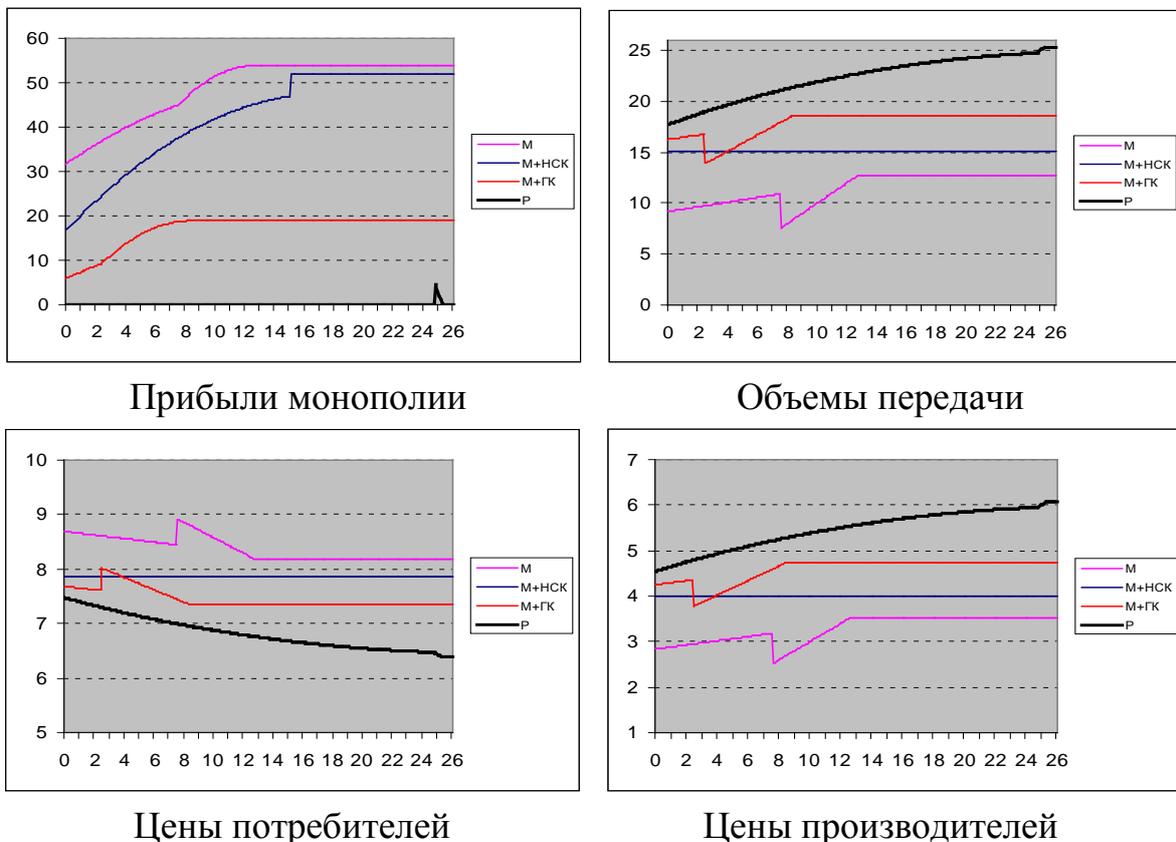
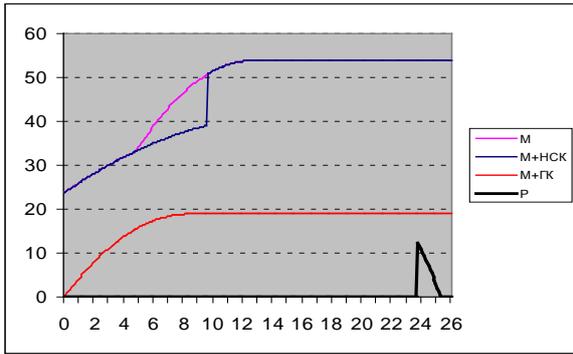
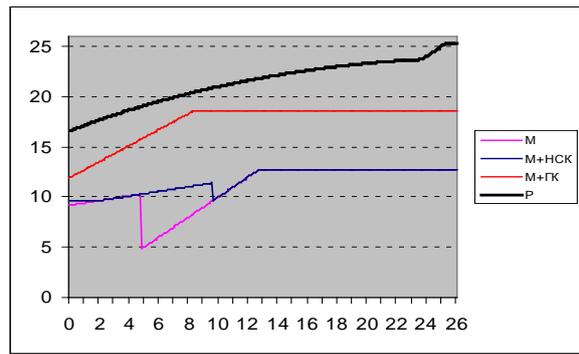


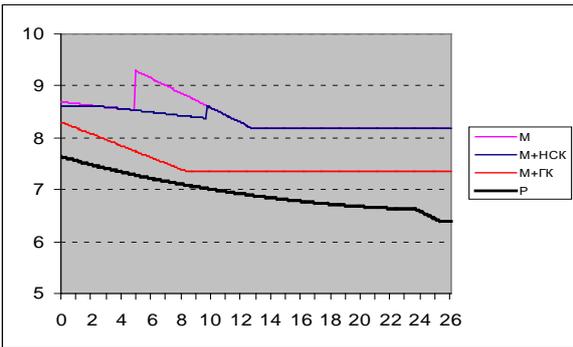
Рис. 2.11. Зависимость экономических показателей от q_0 для $TC(\Delta q) = 5 + 0,5\Delta q + 0,1(\Delta q)^2$



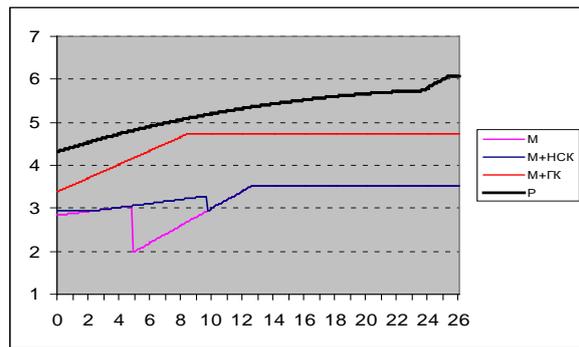
Прибыли монополии



Объемы передачи

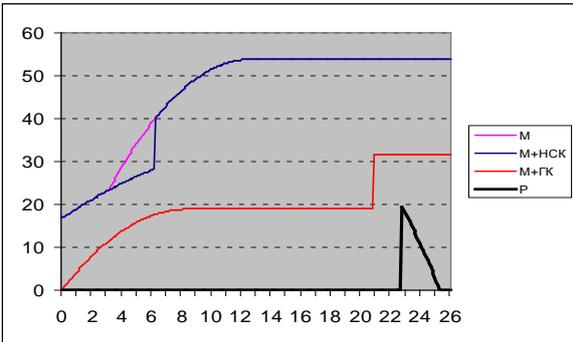


Цены потребителей

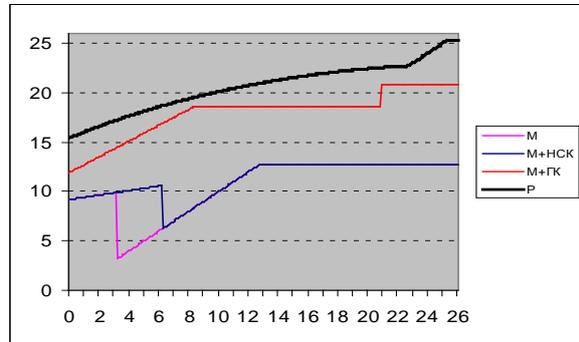


Цены производителей

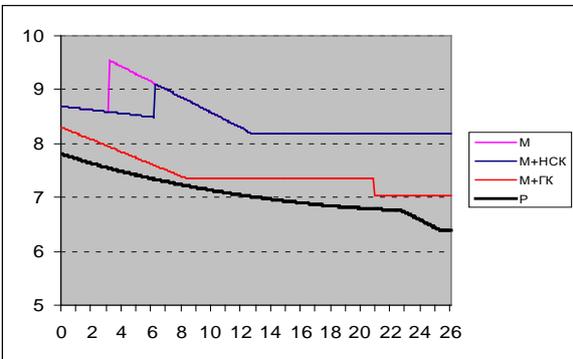
Рис. 2.12. Зависимость экономических показателей от q_0
для $TC(\Delta q) = 13 + 0,5\Delta q + 0,1(\Delta q)^2$



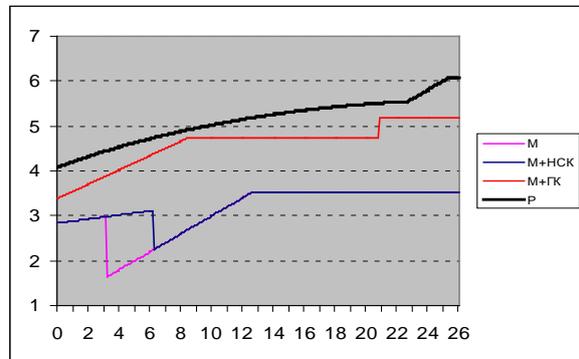
Прибыли монополии



Объемы передачи



Цены потребителей



Цены производителей

Рис. 2.13. Зависимость экономических показателей от q_0
для $TC(\Delta q) = 20 + 0,5\Delta q + 0,1(\Delta q)^2$

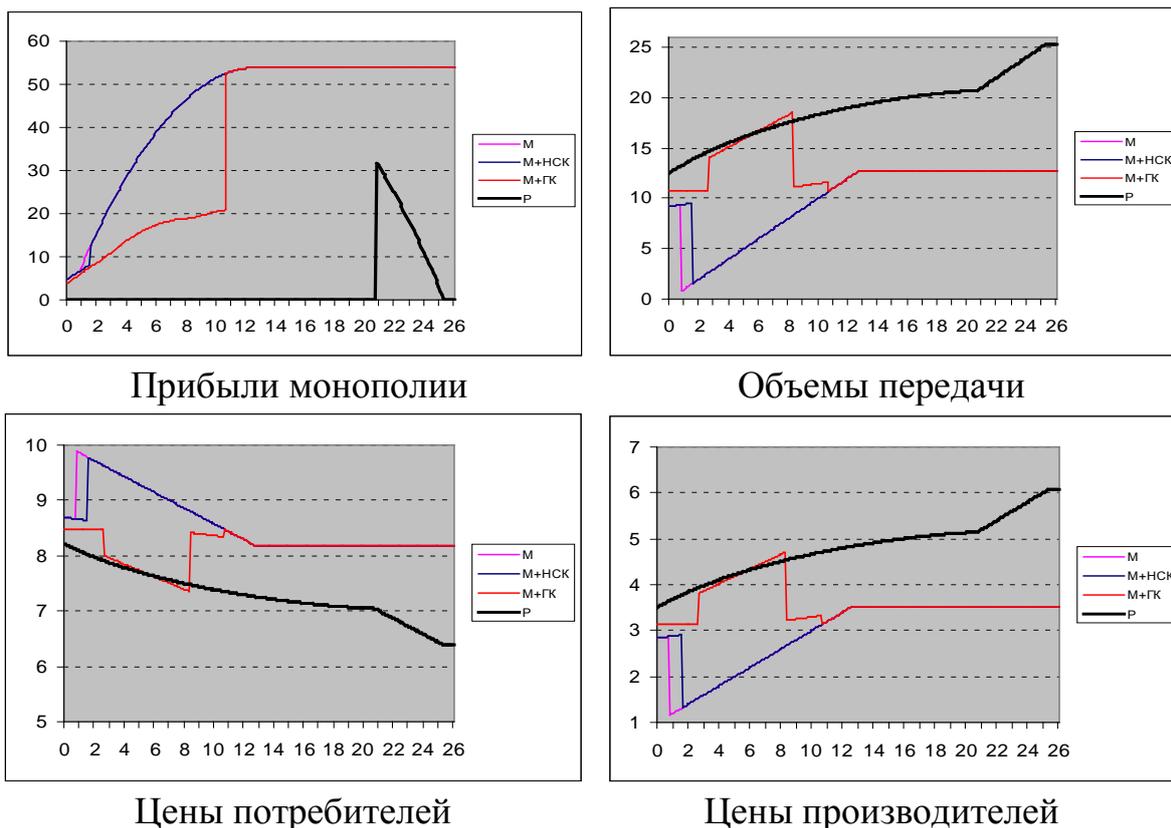


Рис. 2.14. Зависимость экономических показателей от q_0

$$\text{для } TC(\Delta q) = 32 + 0,5\Delta q + 0,1(\Delta q)^2$$

2.7. Равновесие угроз

Указанные выше стратегии не являются единственно реализуемыми на рассматриваемом рынке передачи электроэнергии. В частности, существующая на рынке сетевая монополия может не использовать полностью построенные ею пропускные мощности, а применять их исключительно как сигнал конкурентам о потенциально возможном в сжатые сроки расширении передачи и снижении прибыльности рынка. Данный подход был использован Майклом Спенсом для моделирования последовательного выбора мощностей (Spence, 1977) на олигопольных рынках. Этот подход применим и в нашей ситуации.

Для независимой сетевой и генерирующей компании может оказаться невыгодным входить на рынок при наличии у сетевой монополии пропускных способностей, позволяющих передавать такие объемы электроэнергии, которые делают конкуренцию на этом рынке убыточной. Соответственно монополия получает в распоряжение новую стратегию – построить пропускные мощности, закрывающие вход на рынок, но использовать их не полностью, а исходя из максимизации собственной прибыли.

Такое «равновесие угроз» (а описанное поведение экономических агентов на данном рынке вполне реально) приводит к существенно худшим по сравнению с моделями, перечисленными выше, результатам: строятся избыточные пропускные мощности, реальный объем передачи электроэнергии низок, высока разница цен в генерирующем узле и узле-потребителе.

Однако меньшим из зол и здесь является структура «М+ГК», что наглядно демонстрируют рис. 2.15–2.18. На графиках представлены зависимости объемов передачи электроэнергии от имеющейся изначально пропускной способности q_0 для случаев различных постоянных издержек FC на строительство новой ЛЭП. Цифра «2» в названии графика указывает на то, что сетевая монополия может использовать «стратегию угрозы» для сохранения рыночной власти.

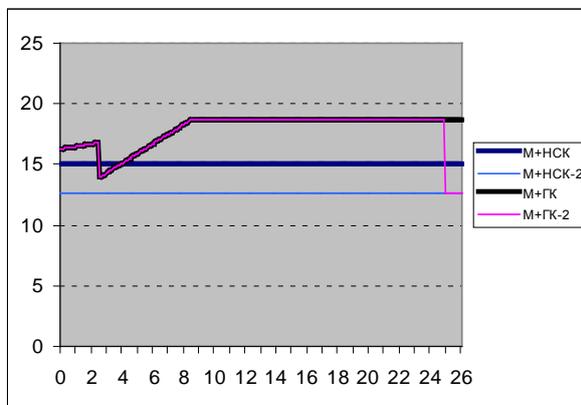


Рис. 2.15. Объемы передачи при $FC = 5$

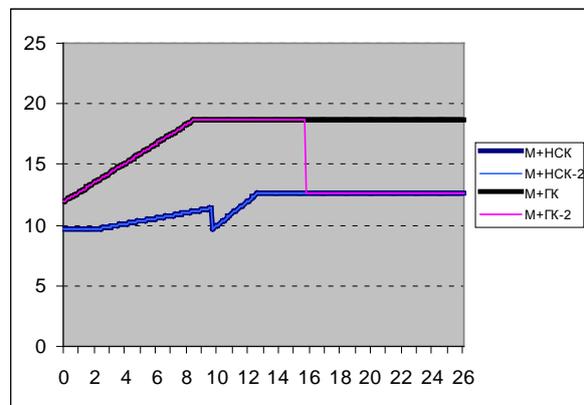


Рис. 2.16. Объемы передачи при $FC = 13$

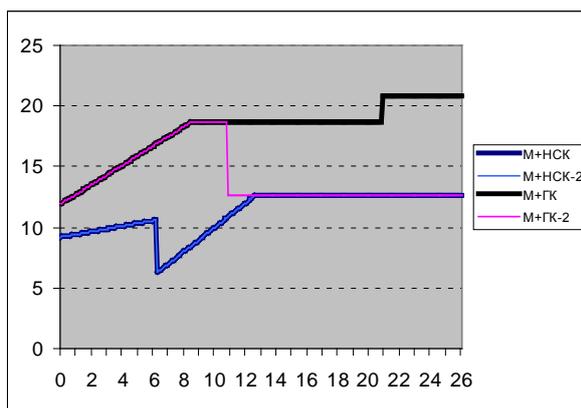


Рис. 2.17. Объемы передачи при $FC = 20$

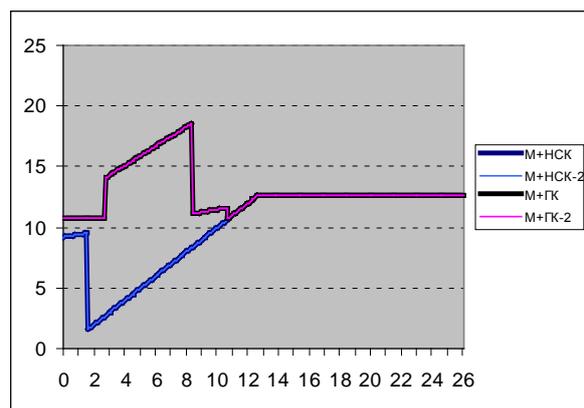


Рис. 2.18. Объемы передачи при $FC = 32$

2.8. Выводы по моделям

Первым выводом из построенных моделей является то, что наиболее типична следующая с точки зрения общественной эффективности ситуация:

$$M < M+НСК < M+ГК < P.$$

Если исключить труднореализуемый в идеальном виде на практике вариант гарантированной регулируемой монополии, то максимальные объемы передачи электроэнергии при самой низкой цене передачи демонстрирует монополия, находящаяся в условиях потенциальной (или реальной) конкуренции с генерирующей компанией. В то же время потенциальная конкуренция с независимой сетевой компанией (особенно при высоких издержках строительства новой ЛЭП) часто из-за слабости последней не приводит ни к какому улучшению относительно ситуации гарантированной нерегулируемой монополии.

Второй вывод заключается в том, что увеличение имеющейся пропускной способности далеко не всегда благоприятно сказывается на итоговых объемах передачи электроэнергии и ценах на передачу. Довольно часты (особенно при нерегулируемой монополии или ее потенциальной конкуренции с независимой сетевой компанией) ситуации, когда изначальное увеличение пропускной способности сети приводит к нежеланию сетевой монополии расширять объемы передачи и снижать цены (например, рис.2.13; рост q_0 с 2 до 7).

Несмотря на общую тенденцию к преимуществу структуры «М+ГК» перед «М+НСК», при небольших издержках расширения сети не исключена ситуация, когда независимая сетевая компания оказывается более эффективной, чем генерирующая, в условиях потенциальной конкуренции с сетевой монополией (например, рис. 2.11; $q_0 = 3$). Однако, вероятность этого весьма невелика, а с ростом издержек падает еще сильнее.

При высоких издержках возможна уникальная ситуация, когда конкуренция сетевой монополии и генерирующей компании приводит к результатам более эффективным с точки зрения общественного благосостояния, чем идеальное, в условиях полной информации и отсутствия оппортунистического поведения, государственное регулирование сетевой монополии (например, рис. 2.14: $q_0 = 8$).

Основной причиной преимущества структуры «М+ГК» является интернализация прибыли: генерирующая компания может осуществлять передачу энергии себе в убыток (в частности, инвестируя крупные суммы в строительство новых ЛЭП), если эти потери компенсируются ростом прибыли от продажи увеличившегося количества электроэнергии. Ни сетевая монополия (вне зависимости от жесткости регулирования), ни независимая сетевая компания подобных преимуществ не имеют.

Если генерирующая компания представляет заявки на продажу электроэнергии по ценам, не совпадающим с ее краткосрочными предельными издержками, преимущество структуры «М+ГК» по сравнению с остальными вариантами еще более увеличиваются.

Главным результатом исследования является демонстрация потенциальной конкуренции как эффективного инструмента, позволяющего рыночными методами регулировать рынок передачи электроэнергии. Угроза входа на рынок новых конкурентов вынуждает существующую сетевую компанию расширять объемы передачи и снижать цены. При этом гораздо более опасными для монополии являются не специализированные сетевые компании, а вертикально-интегрированные, объединяющие внутри себя генерирующие и передающие мощности, компании. Действительно, те заявленные монополистом объемы передачи электроэнергии, которые останутся независимую сетевую компанию, по причине интернализации прибыли могут оказаться недостаточными для закрытия входа на рынок генерирующей компании. Кто в выигрыше? Как потребители, получающие больше энергии по меньшим ценам, так и производители, продающие больше энергии по большим ценам. За счет сокращения монопольных прибылей сетевой компании, которых, тем не менее, оказывается достаточно, в том числе, и на строительство новых ЛЭП.

Разумеется, все сделанные выводы справедливы при наличии потенциальной конкуренции. Если имеющаяся сетевая монополия не будет ограничена возможностью входа на рынок конкурента, интеграция в рамках одной компании генерирующих и передающих мощностей действительно приводит к крайне негативным с точки зрения общества эффектам в случае невмешательства государства и усложнению регулирования при активной государственной позиции. Возможно, это и является причиной нынешней политики, направленной на запрет деятельности вертикально-интегрированных компаний в России. Однако запрет среди прочего означает, что в обозримом будущем рынок передачи электроэнергии предполагается регулировать исключительно директивно. В то время как представленные методы регулирования могли бы служить неплохим дополнением жесткому государственному управлению, не отличающемуся в настоящее время эффективностью, в том числе, из-за неполноты информации у регулирующих органов, давления компаний на лиц, принимающих решения, и других причин.

Полученные результаты показывают, что было бы целесообразно рассмотреть возможность отмены в России запрета на совмещение генерации и передачи электроэнергии в рамках одной компании для вновь вводимого оборудования. Немалую пользу может принести также полноценная собственность на электросетевое оборудование, то есть отказ от принудительной передачи вновь построенных линий электропередачи в управление Федеральной сетевой компании, в том числе высоковольтных линий, присоединенных к крупным генераторам и узлам нагрузки и пересекающих границы регионов.

III. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ «НА СУТКИ ВПЕРЕД»

Третья глава монографии посвящена изучению поведения участников рынка «на сутки вперед» и тем ситуациям, которые при этом реализуются. Задача эмпирического исследования российского спотового электроэнергетического рынка и разработка эконометрических методов прогнозирования цен и объемов продаж становится все более актуальной.

Действительно, реформирование электроэнергетики и введение с 2006 г. Нового оптового рынка электроэнергии и мощности (НОРЭМ) ставит электроэнергетические компании в новые конкурентные условия, поэтому экстраполированные значения цен и объемов РСВ необходимы организациям, регулирующим энергосистему, для обоснования своей финансовой стратегии на рынке и определения доли электроэнергии, вырабатываемой на собственных станциях (Крупский, 2010). Процесс установления равновесных цен и принципов загрузки электростанций представлен на рис. 3.1.

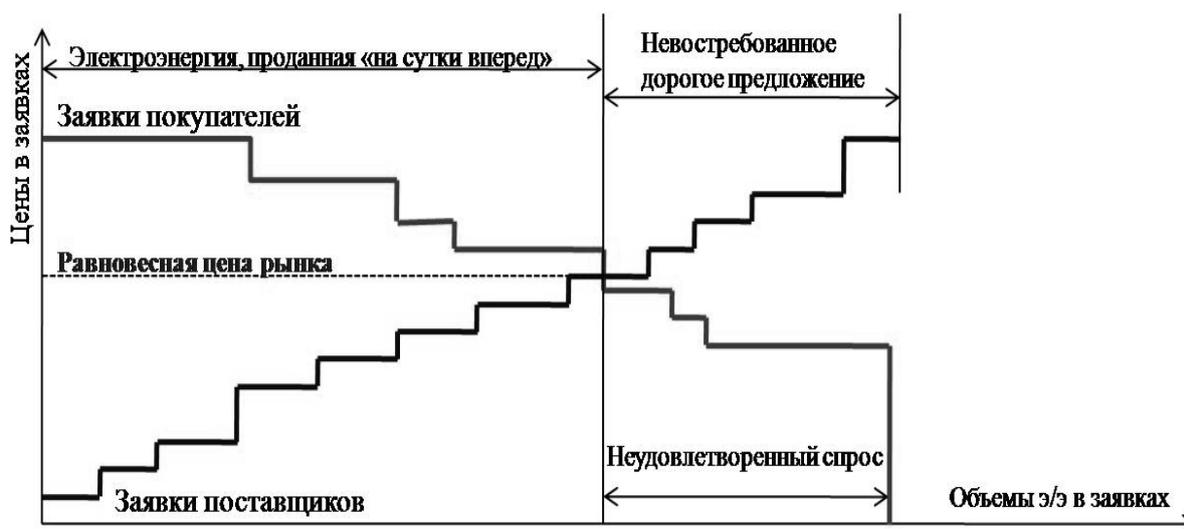


Рис. 3.1. Иллюстрация принципов загрузки электростанций и формирования цены РСВ

Знание цен и объемов РСВ помогает контрагентам заключить договоры по свободным объемам электроэнергии по обоснованной цене и получать прибыли даже при высокой волатильности цен. Среди основных целей прогнозирования (Будылин, Эльрих, 2009) можно сформулировать следующие:

1. Обеспечение эффективного управления режимом работы электростанций.
2. Усовершенствование процесса бизнес-планирования в энергетических компаниях.

3. Разработка стратегий поведения компаний на оптовом рынке: выбор варианта продажи свободных объемов электроэнергии – РСВ, заключение свободных договоров, заключение фьючерсных контрактов с целью хеджирования рисков по экономически обоснованной цене.

3.1. Общая методика прогнозирования цен и объемов продаж электроэнергии на рынке на сутки вперед

В качестве исходных данных было рассмотрено (Smirnova, Filatov, 2012) три временных ряда. Первый – это ряд равновесных суточных цен РСВ ценовой зоны Сибири за 4 года (2008 – 2011 г.г.). В силу длительного интервала времени важен учет изменения цен в стране, поэтому исходный ряд был индексирован. Второй исследуемый временной ряд – это ряд суточных объемов РСВ за тот же промежуток времени. Также бы рассмотрен временной ряд цен РСВ с часовым разрешением за 2010 г., длина которого составила 8758 значений (<http://www.atsenergo.ru>). Базовые характеристики временных рядов приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1.

Параметры временных рядов

Частота	Временной ряд	Длина ряда	Среднее	Станд. ошибка	Min	Max
Суточные	Цена РСВ СЦЗ (руб./МВт.ч)	1388	407,14	69,68	216,46	657,65
	Объемы продаж (тыс.МВт.ч)	1388	258,21	148,02	59,17	642,74
	Ночная температура (°С)	1388	-2,80	14,22	-40	23
	Дневная температура (°С)	1388	5,83	15,00	-31	40
	Длина светового дня (мин.)	1388	738	187	420	1009
	Цена на газ (руб./1000м ³)	1388	3653	1408	1831	8199
	Курс доллара (руб.)	1388	28,98	3,03	23,13	36,43
	Курс евро (руб.)	1388	40,43	3,01	34,08	46,84
	Нефть (руб./баррель)	1388	2020	421	914	3144
Почасовые	Цена РСВ СЦЗ (руб./МВт.ч)	8758	392,96	49,02	170,62	607,62

В качестве наиболее значимых факторов, влияющих на уровень цен помимо тренда (t), в модели будем учитывать дамми для дней недели ($z^{(1)}-z^{(6)}$) и праздников ($z^{(7)}$), работу Саяно-Шушенской ГЭС ($z^{(8)}$), дневную температуру ($x^{(1)}$) и длину светового дня ($x^{(2)}$) (<http://rp5.ru/152525/ru>), скорректированные цены на газ ($x^{(3)}$) и нефть ($x^{(4)}$) (<http://finam.ru>), курс евро ($x^{(5)}$) (<http://www.cbr.ru>). Ряд других регрессоров исключим из модели в связи с их слабым влиянием на результирующий показатель.

Саяно-Шушенская ГЭС, на которой в 2009 г. произошла авария, относится энергосистеме Сибири. Оценивая ряд, включавший период аварии и восстановления после, необходимо было учитывать сложившиеся условия функционирования во второй ценовой зоне. В связи с этим, периоды работы ГЭС были внесены в модель согласно следующим этапам:

- 30 декабря 2009 г. – запуск гидроагрегата №5;
- 24 февраля 2010 г. – запуск гидроагрегата №6;
- 01 декабря 2010 г. – запуск гидроагрегата №4;
- 22 декабря 2010 г. – запуск гидроагрегата №3;
- 01 декабря 2011 г. – запуск гидроагрегата №1.

Соответственно, переменная $z^{(8)}$ принимает значение 0 в период между аварией и 30 декабря 2009 г., 0,2 – до 24 февраля 2010 г., 0,4 – до 1 декабря 2010 г., 0,6 – до 22 декабря 2010 г., 0,8 – до 1 декабря 2011 г. и равняется единице в период полной загрузки турбин.

Поскольку уровень цен в России за 2008–2011 г.г. существенно изменился в сторону повышения, нужно скорректировать данные, разделив их на индекс цен. Динамику индексированных цен РСВ представим на рис.3.2.

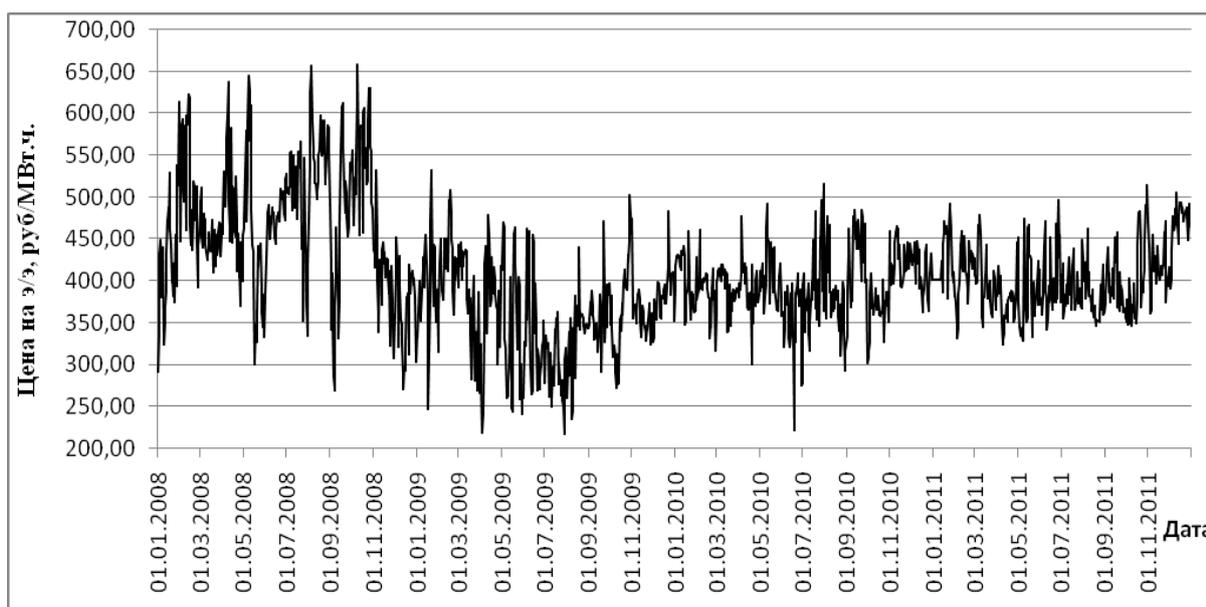


Рис. 3.2. Динамика индексированных суточных цен на электроэнергию (информация с сайта <http://www.astenergo.ru>)

Прежде, чем перейти к методике прогнозирования, выделим основные отличительные особенности ряда цен РСВ на электроэнергию (Крупский, 2010):

1. Возврат к среднему значению. Цены на электроэнергию возвращаются к предыдущему среднему значению после завершения события, приведшего к резкому отклонению.

2. Высокая волатильность, т.е. высокая степень рассеяния цены во времени. Например, в качестве простейшего показателя, измеряющего волатильность, можно рассматривать стандартное отклонение. На представленных данных оно равняется $\sigma=69,68$ руб.

3. Наличие циклических и сезонных колебаний. Для цен на электроэнергию характерны суточные, недельные и годовые циклы.

4. Наличие аутлаеров - существенных краткосрочных отклонений от среднего уровня цен.

Для прогнозирования узловых цен необходимо использование подхода, позволяющего производить анализ временных рядов. С этой целью была разработана методика прогнозирования цен на электроэнергию на оптовых энергетических рынках (Крупский, 2010). Последовательность действий расчета модели прогнозирования представлена на рис. 3.3.

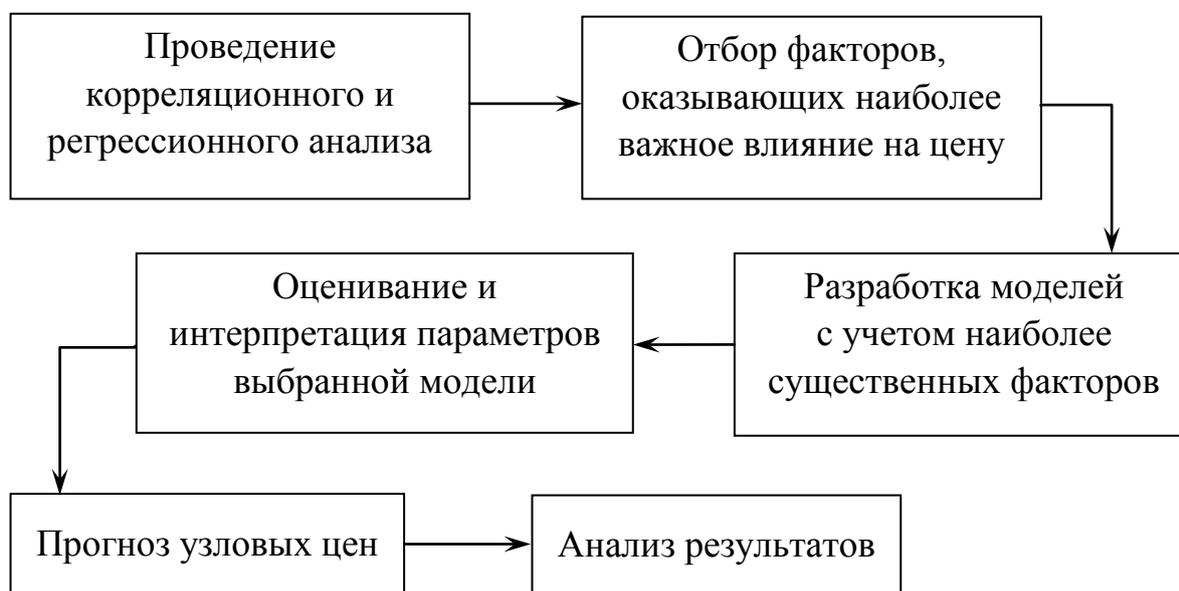


Рис. 3.3. Методика прогнозирования цен на электроэнергию

3.2. Регрессионные модели для прогнозирования суточных цен РСВ

Начнем построение регрессионной модели для среднесуточных цен РСВ с построения корреляционной матрицы регрессоров (табл.3.2). Важно (иначе возникают все проблемы, связанные с мультиколлинеарностью), чтобы регрессоры модели не были тесно связаны друг с другом.

Таблица 3.2.

Корреляционная матрица регрессоров

	цена	вре- мя	ноч. темп.	днев. темп.	свет. день	пн	вт	ср	чт	пт	сб	праз- дник	газ	дол- лар	евро
цена	1,00														
вре- мя	-0,30	1,00													
ноч. темп	-0,14	0,13	1,00												
днев. темп.	-0,07	0,07	0,92	1,00											
свет. день	-0,08	0,08	0,85	0,83	1,00										
пн	0,05	0,00	0,01	0,00	-0,01	1,00									
вт	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,16	1,00								
ср	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,16	-0,17	1,00							
чт	0,03	0,00	-0,02	-0,01	0,00	-0,16	-0,17	-0,17	1,00						
пт	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	-0,16	-0,17	-0,17	-0,17	1,00					
сб	-0,03	0,00	-0,01	0,01	0,00	-0,17	-0,17	-0,17	-0,16	-0,17	1,00				
праз- дник	-0,03	-0,10	-0,16	-0,16	-0,15	-0,02	-0,01	-0,02	0,00	0,01	0,02	1,00			
газ	0,52	-0,66	0,02	0,13	0,14	0,01	0,00	0,01	0,00	-0,01	0,00	0,05	1,00		
дол- лар	-0,49	0,44	-0,07	-0,17	-0,12	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	-0,04	-0,84	1,00	
евро	-0,51	0,36	-0,05	-0,11	-0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	-0,01	-0,02	-0,70	0,81	1,00

Заметим, что сильно коррелированы между собой ночная, дневная температура и длина светового дня, а также курс доллара, курс евро и цена на газ (эти ячейки выделены темным цветом). Других настолько же явно взаимосвязанных переменных не обнаружено, соответственно, остальные регрессоры можно целиком включить в регрессионную модель. Исследование показало, что курс евро более важен, чем курс доллара, а дневная температура сильнее влияет на изменение цены электроэнергии, чем ночная. Таким образом, регрессионная модель примет следующий вид:

$$\hat{y} = 608,55 + 0,005t + 25,06z^{(1)**} + 22,01z^{(2)**} + 18,72z^{(3)**} + \\ + 20,28z^{(4)**} + 20,00z^{(5)**} + 10,51z^{(6)*} - 30,92z^{(7)**} - 22,03z^{(8)**} - \\ - 0,38x^{(1)*} - 0,07x^{(2)**} + 0,009x^{(3)*} + 0,041x^{(4)**} - 6,72x^{(5)**}.$$

(34,51) (0,009) (5,38) (5,33) (5,33) (5,31) (5,34) (5,28) (7,62) (5,26) (0,19) (0,02) (0,003) (0,005) (0,66)

Здесь одной и двумя звездочками обозначены регрессоры, значимые соответственно при уровне значимости (вероятности допустить ошибку первого рода, т.е. отвергнуть истинную гипотезу о незначимости соответствующего регрессора) 5% и 0,1% соответственно.

Видимо, что очень сильно значимыми (при уровне значимости $\alpha=0,001$) являются следующие регрессоры:

1. Дамми-переменные для всех дней недели кроме субботы (z_{1-5}).
2. Дамми-переменная для праздников (z_7).
3. Переменная, принимающая значение от 0 до 1 (подробнее в предыдущем разделе), отвечающая за работу Саяно-Шушенской ГЭС (z_8).
4. Длина светового дня (x_2)
5. Цена газа (x_3).
6. Курс евро (x_5).

Чуть менее значимыми (при пятипроцентном уровне значимости) являются еще несколько переменных модели:

1. Дамми-переменная для субботы (z_6)
2. Дневная температура окружающего воздуха (x_1).
3. Цена нефти (x_4).

Тренд (t) не является значимым. Это означает, что в 2008–2011 г.г. на рынке на сутки вперед не сформировалось определенной тенденции динамики цен на электроэнергию. В то же время полностью исключать его из модели нецелесообразно.

Проанализируем полученную зависимость и проинтерпретируем влияние каждого из регрессоров:

1. Цена мегаватт-часа электроэнергии ежедневно увеличивается на 0,5 копейки. Очевидно, что это изменение крайне невелико и статистически обосновать его наличие мы также не в состоянии. В то же время на длительных промежутках времени оно может перестать быть совсем несущественным. Например, оно означает рост цены на 7 руб. за 4 рассмотренных года.

2. Все будние дни недели значимо отличаются от воскресенья. В понедельник цена электроэнергии оказывается выше на 25,06 руб., во вторник – на 22,01 руб., в среду – на 18,72 руб., в четверг – на 20,28 руб., а в пятницу – на 20 руб. ровно. И даже во второй выходной день, субботу, цена выше воскресной на 10 руб. 51 коп. Праздник при этом отрицательно значим даже относительно воскресенья. Равновесная цена РСВ в официальный праздничный день снижается еще на 30,92 рубля.

3. Авария на Саяно-Шушенской ГЭС увеличила равновесную цену электроэнергии на 22,03 руб. Последовательный запуск гидроагрегатов в

свою очередь снижал цену примерно на 4 руб.40 коп. каждый.

4. Увеличение дневной температуры воздуха на 1 градус влечет спад равновесной цены РСВ в среднем на 38 копеек, поскольку потепление на улице ведет к снижению спроса и постепенному отключению населения и предприятий от отопления.

5. Увеличение длины светового дня на минуту уменьшает равновесную цену РСВ в среднем 7 копеек. При увеличении длины светового дня, необходимость в потреблении электроэнергии для освещения городов снижается.

6. При увеличении цен на газ на 1 руб./1000м³ цена РСВ увеличивается в среднем на 0,009 руб. В данном случае работает закон предложения: при удорожании топлива издержки на производства товара увеличиваются, соответственно цена предложения увеличивается.

7. При увеличении цен на нефть на 1 руб./т. цена РСВ увеличивается в среднем на 4,1 коп. Здесь работает тот же самый закон предложения. Его можно объяснить следующим образом: при формировании индекса цен РСВ в пиковые часы ценообразующими заявками являются заявки тепловых станций, работающих на самом дорогом виде топлива (резервном топливе) – мазуте. В виду малой достаточной информации о мазуте и большой корреляции для данных видов сырья (согласно проведенному и представленному на сайте <http://www.np-sr.ru> исследованию коэффициент корреляции цены нефти и цены мазута равен 0,98) для построения прогноза вместо цены на мазут используются цены на нефть.

8. Увеличение курса евро на 1 руб. влечет за собой снижение цены на 6,72 рубля. Одним из возможных объяснений связи цены электроэнергии и курса евро является то, что основные закупки оборудования производятся в Германии и оплачиваются евро. Другое, и даже более вероятное, объяснение, которое, правда, не носит фундаментальный характер, связано с тем, что в конце 2008 – начале 2009 резкий рост курса евро (даже более существенный, чем рост курса доллара) совпал с резким снижением цен на энергоносители и, как следствие, с падением цен на электроэнергию.

Коэффициент детерминации такой модели равен 0,393. Это указывает на то, что объясняющие переменные позволяют прогнозировать 39% вариации цен РСВ, при этом 61% остается необъясненным и связывается с влиянием других факторов и случайной составляющей. Среднеквадратическая ошибка $\sigma = 54,44$ руб. Можно попытаться увеличить значение коэффициента детерминации с помощью учета случайной компоненты.

Перейдем к остаткам $\varepsilon(t)$, исключив из ряда $y(t)$ всю неслучайную составляющую. По графику частного коррелограмма (рис. 3.4) видно, что выборочные частные коэффициенты корреляции $r_{\text{част}}(\varepsilon(t); \varepsilon(t - \tau))$ статистически незначимо отличаются от нуля, начиная с $\tau = 2$.

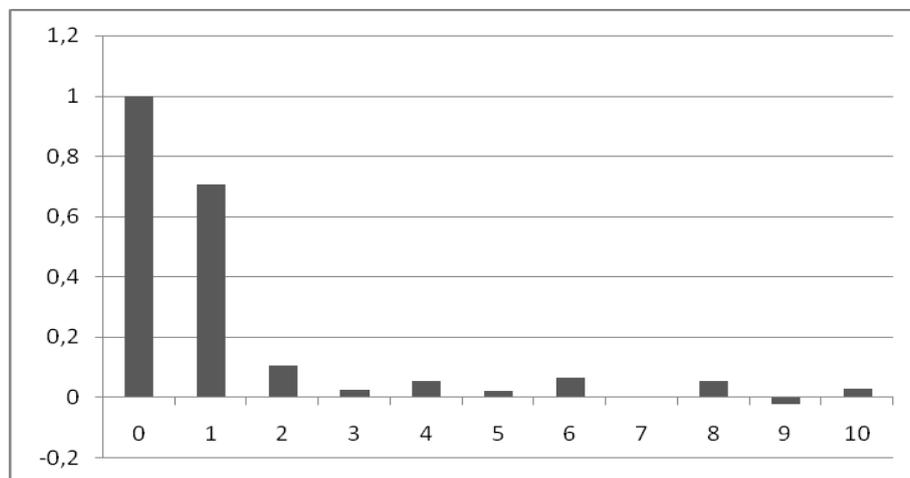


Рис. 3.4. Частный коррелограмм

Таким образом, можно сделать вывод, что моделью, адекватно описывающей поведение случайных остатков $\varepsilon(t)$ анализируемого временного ряда $y(t)$, оказалась модель авторегрессии первого порядка $AR(1)$:

$$\varepsilon(t) = 0,74\varepsilon(t - 1) + \delta(t)$$

Это уравнение характеризует тесноту связи между соседними значениями остатков $\varepsilon(t)$ временного ряда, $\delta(t)$ – «белый шум», совершенно случайная величина. Следует заметить, что стандартная ошибка прогноза при использовании модели авторегрессии уменьшилась с $\hat{\sigma} = 54,44$ до $\hat{\sigma} = 36,42$, а коэффициент детерминации увеличился до $R^2 = 0,725$, т.е. теперь почти 73% вариации результирующего признака объясняется изменением регрессоров и поведением случайной компоненты. На рис. 3.5 можно проследить как полученная модель описывает исходные данные.

Также в работе был осуществлен анализ устойчивости, показавший, что при добавлении в модель дополнительных незначимых регрессоров и смене выборки не происходит существенного изменения значений коэффициентов. В частности, при расширении и сжатии выборки в пределах одного месяца изменение всех коэффициентов модели не превысило 10% от исходных значений.

Также модель была использована для прогнозирования. Ретроспективные расчеты цен января 2012 г. дали среднеквадратическую ошибку прогноза, равную $\hat{\sigma} = 24,11$, что даже ниже тех значений, которые обеспечивает теоретическая модель.

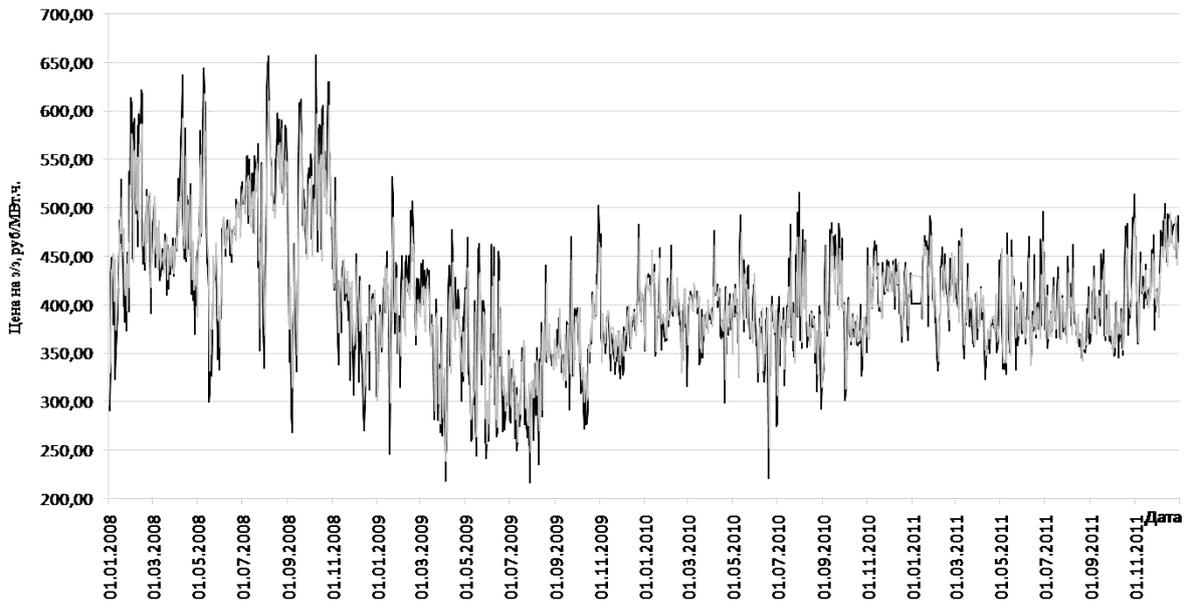


Рис. 3.5. Фактические и прогнозные значения цен на электроэнергию за 2008 – 2011 г.г.

3.3. Анализ распределения ошибок прогноза

Анализ распределения ошибок прогноза представляет самостоятельный интерес (Смирнова, Филатов, 2013). Проведем первичную обработку ряда ошибок (Максимов, 2001). От наблюдений размерностью $N = 1448$ осуществим переход к равным интервалам длиной

$$h = \frac{x_{\max} - x_{\min}}{1,72\sqrt[3]{N}} = 14,57.$$

Далее определим частоты n_i попадания элементов выборки в интервалы и средние точки z_i промежутков. Эмпирическое распределение остатков представлено на гистограмме 3.6.

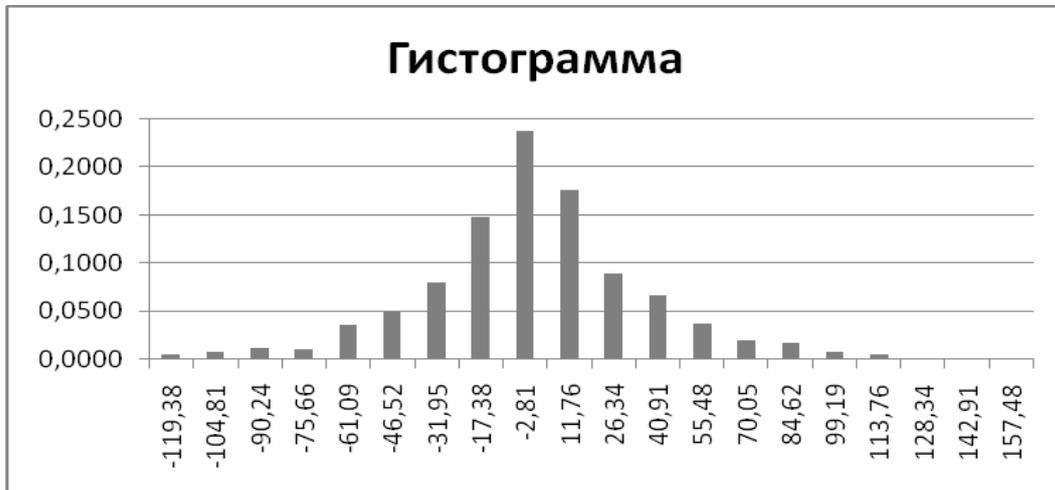


Рис. 3.6. Эмпирическое распределение остатков

Левые и правые границы интервалов a_{i-1} и a_i , средние значения z_i , количество точек n_i , попавших в каждый интервал, и относительные частоты n_i/N представим в табл. 3.3.

Таблица 3.3.

Группированный статистический ряд

№ интервала	a_{i-1}	a_i	n_i	n_i/N	z_i
1	-126,67	-112,09	7	0,0048	-119,38
2	-112,09	-97,52	10	0,0069	-104,81
3	-97,52	-82,95	16	0,0110	-90,24
4	-82,95	-68,38	15	0,0104	-75,66
5	-68,38	-53,81	52	0,0359	-61,09
6	-53,81	-39,24	70	0,0483	-46,52
7	-39,24	-24,66	115	0,0794	-31,95
8	-24,66	-10,09	214	0,1478	-17,38
9	-10,09	4,48	344	0,2376	-2,81
10	4,48	19,05	255	0,1761	11,76
11	19,05	33,62	129	0,0891	26,34
12	33,62	48,19	96	0,0663	40,91
13	48,19	62,76	53	0,0366	55,48
14	62,76	77,34	29	0,0200	70,05
15	77,34	91,91	24	0,0166	84,62
16	91,91	106,48	10	0,0069	99,19
17	106,48	121,05	6	0,0041	113,76
18	121,05	135,62	1	0,0007	128,34
19	135,62	150,19	1	0,0007	142,91
20	150,19	164,76	1	0,0007	157,48

Далее проведем проверку гипотезы о нормальном законе распределения отклонений прогнозных значений от фактических. Проверку осуществим по критерию согласия Пирсона. Введем статистику

$$\chi_{emp}^2 = N \sum \frac{(P_i^{emp} - P_i^{H_0})^2}{P_i^{H_0}},$$

где $P_i^{H_0} = F(x_i) - F(x_{i-1})$ – предполагаемая вероятность попадания в i -интервал, $P_i^{emp} = n_i/N$ – соответствующее эмпирическое значение, n_i - число элементов выборки из i -го интервала, N - полный объем выборки.

Гипотеза H_0 о том, что случайная величина X подчиняется нормальному закону распределения, функция плотности вероятности которого записывается формулой

$$f(x, \mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}$$

отвергается с очень большим запасом (эмпирическое значение критерия значительно превосходит критическую точку при любом разумном уровне значимости) из-за наличия толстых хвостов и острой середины.

Более адекватным (эмпирическое значение критерия уменьшается в три с лишним раза) выглядит логистический закон распределения. Формой он напоминает нормальное распределение, но, как и требуется, имеет более толстые хвосты. Функции распределения и плотности вероятности имеют следующий вид соответственно:

$$F(x; \mu, s) = \frac{1}{1 + e^{-(x-\mu)/s}},$$

$$f(x; \mu, s) = \frac{e^{-(x-\mu)/s}}{s(1 + e^{-(x-\mu)/s})^2},$$

где μ, s – параметры, вычисляемые по следующим формулам:

$$\mu = \bar{x}_{cp} = 0,15, \quad s = \sqrt{\frac{3D}{\pi^2}} = 20,08.$$

На рис.3.7 представлены эмпирическая функция плотности вероятности для распределения остатков, а также функции плотности вероятности для нормального и логистического закона.

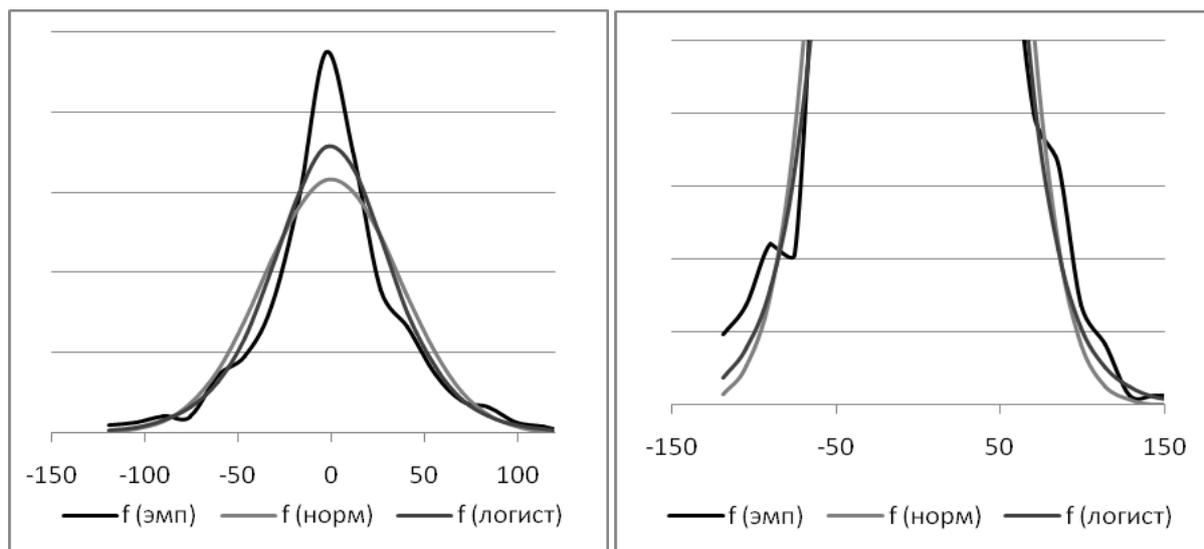


Рис. 3.7. Эмпирическая функция плотности вероятности, функции плотности вероятности для нормального и логистического закона (общий вид и распределение хвостов)

Сведем в табл. 3.4 те же данные в количественной форме. Для каждого из 20 интервалов укажем относительную частоту попадания в него по эмпирическим данным, теоретические вероятности для нормального и логистического распределения, а также отклонения эмпирического закона от обоих теоретических.

Таблица 3.4.

Сопоставление эмпирических данных
с нормальным и логистическим законом распределения

№ интервала	Эмпир.	Норм.	Логист.	Δнорм.	Δлогист.
1	0,005	0,001	0,002	0,004	0,003
2	0,007	0,003	0,004	0,004	0,003
3	0,011	0,008	0,008	0,003	0,003
4	0,010	0,019	0,016	-0,008	-0,006
5	0,036	0,039	0,032	-0,003	0,004
6	0,048	0,071	0,060	-0,022	-0,011
7	0,079	0,108	0,102	-0,029	-0,023
8	0,148	0,141	0,150	0,006	-0,002
9	0,238	0,158	0,179	0,080	0,059
10	0,176	0,151	0,166	0,025	0,010
11	0,089	0,123	0,122	-0,034	-0,033
12	0,066	0,086	0,075	-0,019	-0,009
13	0,037	0,051	0,041	-0,014	-0,005
14	0,020	0,026	0,021	-0,006	-0,001
15	0,017	0,011	0,011	0,005	0,006
16	0,007	0,004	0,005	0,003	0,002
17	0,004	0,001	0,003	0,003	0,002
18	0,001	0,000	0,001	0,000	-0,001
19	0,001	0,000	0,001	0,001	0,000
20	0,001	0,000	0,000	0,001	0,000

В то же время, даже логистическое распределение не полностью учитывает особенности реальных данных. Таблица ярко демонстрирует, что эмпирическое распределение имеет большую плотность вероятности, чем оба теоретических закона на хвостах и в середине (соответствующие строки табл. 3.4 выделены темным цветом) и меньшую в промежуточных участках. Это явно не случайно. И хотя логистический закон во всех точках оказывается ближе к эмпирическим данным, чем нормальный, для него те же недостатки сохраняются.

Объяснение здесь простое. Согласно эмпирическим данным, плотность вероятности убывает не по экспоненте, а в соответствии со степенным законом. В частности, это означает, что остатки в разных наблюдениях не являются независимыми. Кроме того, значительные отклонения случаются гораздо чаще, чем это предсказывает современная теория, и это необходимо учитывать участникам рынка.

Соответственно, если в некоторых условиях точечный прогноз для цены электроэнергии на рынке на сутки вперед оказался равен \hat{y} , интервальный прогноз при заданной доверительной вероятности γ будет вычисляться по формуле

$$y \in [y_{\min}; y_{\max}] = \left[\hat{y} + s \ln\left(\frac{1-\gamma}{1+\gamma}\right); \hat{y} + s \ln\left(\frac{1-\gamma}{1+\gamma}\right) \right].$$

Например, если точечный прогноз равен 450 руб., то в наших условиях при $s=20,08$ доверительные интервалы для разных значений доверительной вероятности будут равны соответственно

$$y \in [391; 509] \text{ при } \gamma=0,9,$$

$$y \in [376; 524] \text{ при } \gamma=0,95,$$

$$y \in [344; 556] \text{ при } \gamma=0,99.$$

Заметим, что эти интервалы гораздо шире, чем при традиционно используемом нормальном законе распределения – редкие события не настолько редки, как это кажется.

3.4. Регрессионные модели с распределенными лагами. Модель Койка

В экономике исследуемая результирующая величина часто изменяется не мгновенно, непосредственно после изменения значения влияющего фактора, а через некоторое время, которое называется временным лагом.

При этом наиболее распространенный тип воздействия – это воздействие, распределенное во времени. Так, например, продажи продукта зависят не только от сегодняшнего размера рекламного бюджета, но и от объема рекламных вложений в прошлом, позапрошлом и т.д. месяцах. Дивиденды, выплачиваемые акционерным обществом, зависят от нынешних прибылей, однако в некоторой степени и от прошлогодних, позапрошлогодних и т.д.

В нашей задаче на цену РСВ влияет цена газа, однако поскольку топливо не доставляется до электростанций мгновенно, логичнее рассматривать именно модель с распределенным на k периодов лагом, общий вид которой задается следующей формулой:

$$y_t = \alpha + \beta_0 x_t + \beta_1 x_{t-1} + \beta_2 x_{t-2} + \dots + \beta_k x_{t-k} + \varepsilon_t.$$

Здесь t – текущий период,

x_{t-i} , $i = 1, 2, 3, \dots$ - значение влияющего фактора в $t-i$ период,

β_i , $i = 1, 2, 3, \dots$ - коэффициенты влияния i -го временного лага,

ε_t - случайная составляющая,

β_0 - краткосрочный мультипликатор,

$\sum_i \beta_i = \beta$ - долгосрочный мультипликатор.

В общем случае число влияющих периодов k может быть неограниченным. Однако в этом случае нельзя использовать простейший алгоритм последовательной оценки параметров с помощью метода наименьших квадратов, предложенный Ф.Альтом и Дж.Тинбергеном. Впрочем, для этого алгоритма возникают и иные проблемы, в частности, мультиколлинеарность, поэтому он не рекомендуется для использования на практике.

Другой подход (Смирнова, Филатов, 2013), позволяющий более адекватно оценивать параметры, связан с определенным видом зависимости лаговых коэффициентов. Например, если мы считаем, что влияние лага на отклик y_t со временем экспоненциально убывает, то мы оказываемся в рамках предположения Койка.

Допустим, коэффициенты β_i для бесконечной модели с распределенным лагом

$$y_t = \alpha + \beta_0 x_t + \beta_1 x_{t-1} + \beta_2 x_{t-2} + \dots + \varepsilon_t$$

имеют одинаковый знак и представляют собой геометрическую прогрессию:

$\beta_k = \beta_0 \lambda^k$. Поскольку темп убывания λ удовлетворяет условию $0 < \lambda < 1$, модель становится конечной:

$$\sum_{k=0}^{\infty} \beta_k = \beta_0 \left(\frac{1}{1 - \lambda} \right).$$

Умножим исходную модель на λ и введем задержку на один период. Перепишем наряду с исходной моделью:

$$y_t = \alpha + \beta_0 x_t + \beta_0 \lambda x_{t-1} + \beta_0 \lambda^2 x_{t-2} + \dots + \varepsilon_t$$

$$\lambda y_{t-1} = \lambda \alpha + \beta_0 \lambda x_{t-1} + \beta_0 \lambda^2 x_{t-2} + \beta_0 \lambda^3 x_{t-3} + \dots + \lambda \varepsilon_{t-1}$$

Вычтем второе равенство из первого:

$$y_t - \lambda y_{t-1} = \alpha(1 - \lambda) + \beta_0 x_t + \varepsilon_t - \lambda \varepsilon_{t-1}$$

Итоговая модель выглядит следующим образом:

$$y_t = \alpha(1 - \lambda) + \beta_0 x_t + \lambda y_{t-1} + \delta_t, \quad \delta_t = \varepsilon_t - \lambda \varepsilon_{t-1}.$$

Отметим пару важных особенностей преобразования Койка:

1. Происходит замена бесконечного количества параметров на всего три: α , β_0 , λ , которые необходимо оценить
2. Исчезает проблема мультиколлинеарности.
3. Модель из дистрибутивно-лаговой превращается в авторегрессионную, так как остаётся независимая переменная y_{t-1} .

Построим в развитие базовой модификации регрессионной модели для цены рынка на сутки вперед лаговую модель, учитывающую запаздывание во влиянии цены газа на цену электроэнергии. Моделирование осуществляется в три этапа.

1. Выявление и элиминирование тренда и цикличности:

$$\hat{y}(t) = \underset{(5,52)}{421,37} - \underset{(0,006)}{0,026}t^{**} + \underset{(6,56)}{26,53}z^{(1)**} + \underset{(6,49)}{23,03}z^{(2)**} + \underset{(6,49)}{20,00}z^{(3)**} + \\ + \underset{(6,47)}{21,81}z^{(4)**} + \underset{(6,50)}{20,63}z^{(5)**} + \underset{(6,43)}{11,86}z^{(6)**} - \underset{(9,18)}{20,96}z^{(7)**} - \underset{(6,17)}{27,54}z^{(8)**} + l(t).$$

2. Применение преобразования Койка для цены газа:

$$l(t) = \underset{(0,015)}{0,823}l(t-1)^{**} + \underset{(0,0003)}{0,0004}x^{(3)} + m(t),$$

3. Учет влияния оставшихся внешних факторов:

$$m(t) = \underset{(0,112)}{-0,375}x^{(1)**} + \underset{(0,008)}{0,019}x^{(2)**} + \underset{(0,00001)}{0,00002}x^{(4)**} - \underset{(0,14)}{0,34}x^{(5)**}.$$

Коэффициент детерминации для итоговой модели принимает значение $R^2 = 0,716$, среднеквадратичная ошибка снижается до $\sigma = 37,04$, притом что в данной спецификации не использовались модели обработки остатков.

Значение $\lambda = 0,823$ означает, что изменение газовых цен передается цене электроэнергии достаточно быстро. Спустя неделю от первоначального воздействия остается чуть больше четверти, спустя месяц – всего 0,3%. В то же время игнорировать распределенный лаг не следует. Модель показывает очень высокую степень значимости коэффициента λ , ответственного за скорость затухания воздействия лаговой переменной.

3.5. Прогнозирование среднесуточных объемов рынка на сутки вперед

Важнейшим направлением в работе является построение суточного прогноза объемов продаж электроэнергии на РСВ (Смирнова, Филатов, 2013). В качестве факторов, влияющих на объем продаж электроэнергии, помимо вышеперечисленных, была включена цена РСВ. Динамика объемов продаж представлена на рис. 3.8.

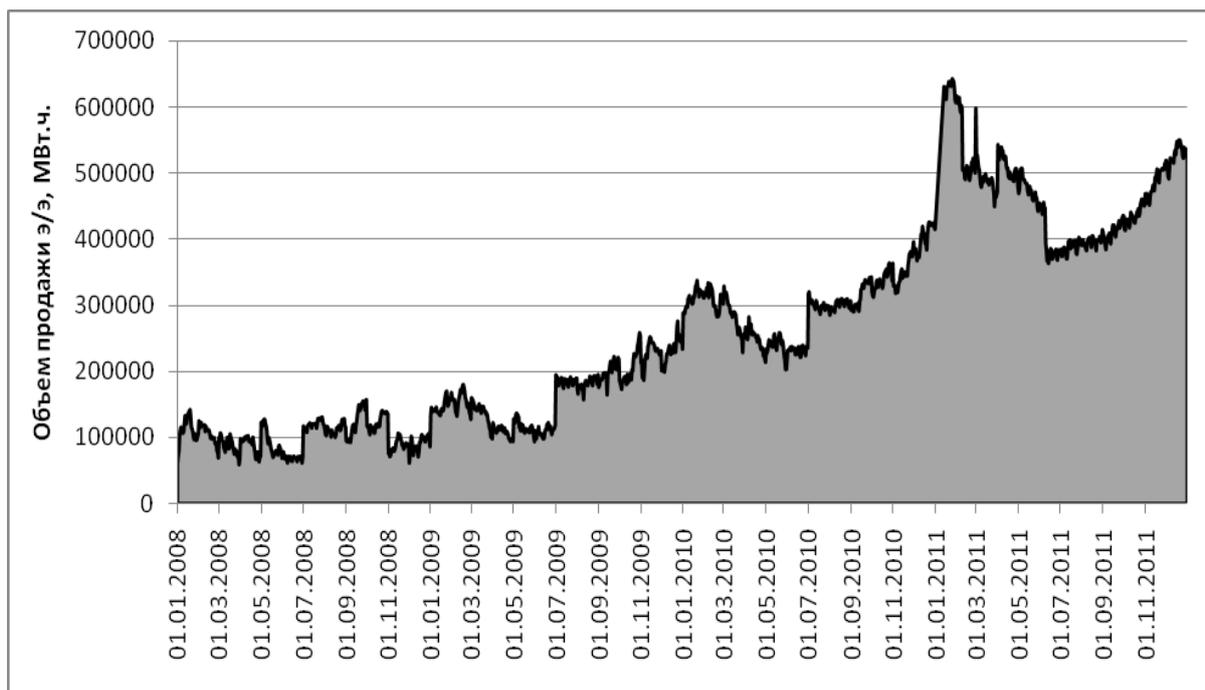


Рис. 3.8. Динамика объемов РСВ за 2008 – 2011 г.г.

Из графика видны резкие полугодовые повышения объемов, что может быть связано с окончанием действия срочных договоров и соответствующим переходом участников на рынок на сутки вперед. Данное явление было учтено вводом дамми-переменных для каждого участка резкого повышения. Модель множественной регрессии приняла вид:

$$\hat{y} = 420,05 - 0,04t^{**} + 4,19z^{(1)*} + 4,34z^{(2)*} + 4,25z^{(3)*} + 4,21z^{(4)*} + 5,09z^{(5)**} - 17,68z^{(7)**} - 30,40z^{(8)**} - 447,20g^{(1)**} - 409,86g^{(2)**} - 368,95g^{(3)**} - 262,45g^{(4)**} - 189,34g^{(5)**} - 113,93g^{(6)**} + 56,79g^{(7)**} - 0,85x^{(1)**} - 0,09x^{(2)**} + 0,010x^{(3)**} + 2,08x^{(5)**} + 0,11x^{(6)**},$$

Здесь $g^{(i)}$ – дамми-переменные для полугодовых участков и $x^{(6)}$ – цена РСВ.

Заметим, что цена оказывается положительно значимой, это означает, в частности, что на спотовом рынке электроэнергии доминируют генерирующие компании, а не потребители. Коэффициент детерминации такой модели равен 0,97. Впрочем, его высокое значение связано с серьезными изменениями объемов продаж за 4 года, связанными с переходом на РСВ компаний, прежде оперировавших на рынке срочных договоров.

Для долгосрочного прогноза значения средних за полугодие уровней продаж можно аппроксимировать логистической функцией. Для начала выделим полугодовые участки ступенчатого повышения объемов продаж на рынке на сутки вперед (рис. 3.9), описываемые только что оцененными

коэффициентами g_1, \dots, g_7 для дамми-переменных $g^{(1)}, \dots, g^{(7)}$.

Следует отметить, что логистическая функция работает только в положительной области, поэтому имеет смысл сдвинуть график в положительную область на произвольную константу $g_0 > |\min g_j|$.

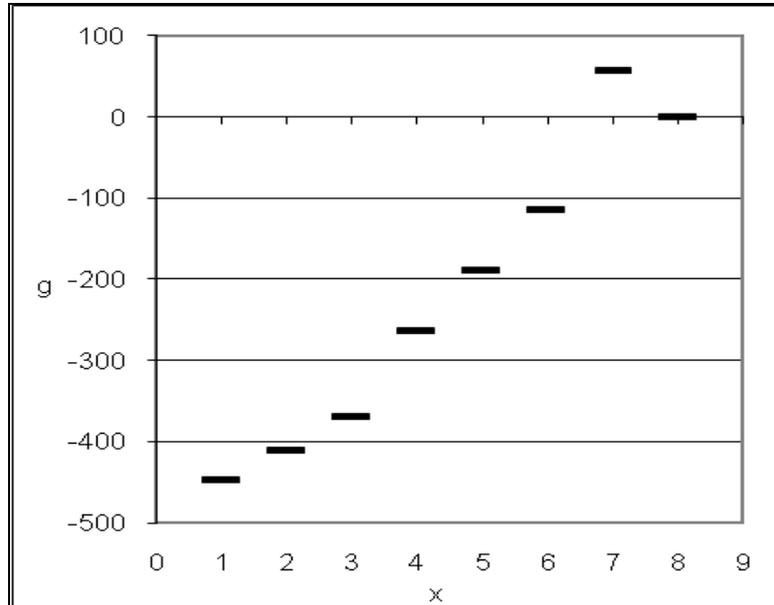


Рис. 3.9. Ступенчатое изменение объемов продаж на РСВ с полугодовым шагом

В зависимости от значения константы модель покажет различные результаты. Пусть $g_0=456,72$, причину данного выбора значения укажем позже. Тогда ступени полугодовых участков перейдут в положительную область (рис. 3.10).

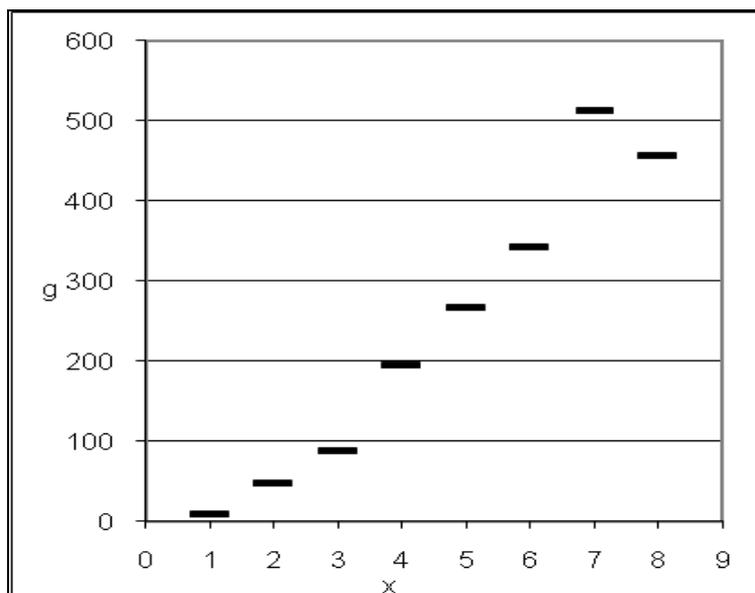


Рис. 3.10. Сдвиг в положительную область ступенчатого изменения объемов продаж на РСВ с полугодовым шагом

Формула логистической функции имеет вид $\hat{y} = 1/(\theta_0 + \theta_1 e^{-x})$. Для оценки параметров функции произведем замену переменных: $\tilde{x} = e^{-x}$, $\tilde{y} = 1/y$. Таким образом, с помощью метода наименьших квадратов остается оценить линейное уравнение: $\tilde{y} = \theta_0 + \theta_1 \tilde{x} + \varepsilon$. Исходные данные и промежуточные вычисления представлены в табл. 3.5.

Таблица 3.5.

Промежуточные вычисления для идентификации логистической функции

x	g	$y = g + g_0$	\tilde{y}	\tilde{x}	\hat{y}	\hat{g}	$\hat{\varepsilon}$
1	-447,20	9,52	0,1050	0,3679	10,05	-446,67	-0,53
2	-409,86	46,86	0,0213	0,1353	27,59	-429,12	19,26
3	-368,95	87,77	0,0114	0,0498	77,03	-379,67	10,72
4	-262,45	194,27	0,0051	0,0183	226,08	-230,66	-31,79
5	-189,34	267,38	0,0037	0,0067	784,53	326,88	-516,22
6	-113,93	342,79	0,0029	0,0025	8595,90	7998,30	-8112,23
7	56,79	513,51	0,0019	0,0009	-3228,01	-3706,71	3763,50
8	0,00	456,72	0,0022	0,0003	-2143,39	-2610,05	2600,05

В то же время полученная прогнозная модель

$$\hat{y} = 1/(-0,0006 + 0,2719e^{-x}).$$

не является хорошей. Основная причина этого – наличие гетероскедастичности (непостоянства разброса остатков). В данном случае остатки пропорциональны объясняющей переменной $|\hat{\varepsilon}| = \sigma x$, поэтому для борьбы с гетероскедастичностью необходимо осуществить следующие преобразования:

$$\tilde{\tilde{y}} = \tilde{y}/\tilde{x}, \quad \tilde{\tilde{x}}^{(0)} = 1/\tilde{x}, \quad \tilde{\tilde{x}}^{(1)} = \tilde{x}/\tilde{x} = 1.$$

Промежуточные вычисления представим в табл. 3.6.

Таблица 3.6.

Промежуточные вычисления для идентификации логистической функции.

Учет гетероскедастичности

x	g	$\tilde{\tilde{y}}$	$\tilde{\tilde{x}}^{(0)}$	$\tilde{\tilde{x}}^{(1)}$	\hat{y}	\hat{g}	$\hat{\varepsilon}$
1	-447,20	0,2855	2,72	1	14,22	-442,50	-4,70
2	-409,86	0,1577	7,39	1	36,78	-419,94	10,08
3	-368,95	0,2288	20,09	1	88,29	-368,43	-0,52
4	-262,45	0,2810	54,60	1	182,18	-274,55	12,09
5	-189,34	0,5551	148,41	1	299,23	-157,51	-31,85
6	-113,93	1,1769	403,43	1	391,84	-64,89	-49,05
7	56,79	2,1356	1096,63	1	442,19	-14,53	71,32
8	0,00	6,5269	2980,96	1	464,13	7,41	-7,41

Тогда, с учетом гетероскедастичности получим итоговую логистическую функцию для новых переменных:

$$\hat{y} = 1 / (0,0021 + 0,1856e^{-x}).$$

Осуществив обратный переход от новых переменных к исходным, мы получим необходимый прогноз для y , также представленный в табл. 3.7.

В связи с тем, что модель является нелинейной по результирующему показателю, в общем случае математическое ожидание остатков не равняется нулю. Однако, варьируя значение константы сдвига g_0 , можно добиться нулевых средних ошибок прогноза. Это происходит как раз при выбранном выше значении $g_0=456,72$. В тоже время, значение константы существенно влияет на результаты.

При подстановке в качестве объясняющей переменной бесконечности можно получить долгосрочный прогноз $\hat{g}_\infty = 21,21$. С учетом нулевого значения g для второй половины 2011 г. это означает, что к 2011 г. долгосрочный уровень продаж электроэнергии на РСВ практически достиг максимума и стабилизировался. Все остальные изменения будут связаны с влиянием внешних факторов.

3.6. Почасовое прогнозирование цен РСВ

Последний этап работы заключается в построении моделей для почасового прогнозирования цен РСВ. Для решения данной задачи можно использовать два варианта моделей:

1. Регрессионные модели рассмотренного выше типа с добавлением дамми-переменных для каждого часа суток.
2. Нерепрессионные модели, связанные, в частности, с экстраполяцией по методу максимума подобия.

Применим линейную модель множественной регрессии с почасовыми данными для построения краткосрочного уточненного прогноза. Предварительная обработка данных заключается в устранении аутлаеров и сглаживании пиковых цен, которая проводилась с помощью скользящего среднего по 3 и 5 точкам. Также необходимо ввести дамми-переменные для часов, чтобы выявить внутрисуточную циклическую составляющую.

Общий вид модели представлен формулой:

$$\hat{Y}_i = c + \alpha t + \sum_{i=1}^5 \theta_i x_i + \sum_{i=1}^{23} d_i z_i + \sum_{i=1}^7 \tilde{d}_i \tilde{z}_i,$$

где c – константа, t – тренд, x – внешние факторы, z – дамми-переменные для часов, \tilde{z} – дамми-переменные для дней недели и праздников.

Численное значение каждого коэффициента, а также соответствующий уровень значимости (0,01 или 0,05), при котором каждая переменная является значимой, представлены в табл. 3.7. Учет почасовых данных позволяет значительно улучшить качество прогноза. В частности, стандартная ошибка прогноза уменьшается до $\sigma = 8,91$ для модели $MA(3)$ и $\sigma = 6,52$ для $MA(5)$.

Таблица 3.7

Значения коэффициентов и уровни значимости

Обознач.	Название	MA (3)		MA (5)	
		Коэффициент	Значимость	Коэффициент	Значимость
c	const	229,38	0,01	233,08	0,01
t	тренд	0,01	0,01	0,01	0,01
x_1	днев.темпер.	-1,17	0,01	-1,16	0,01
x_2	свет. день	0,07	0,01	0,07	0,01
x_3	цена газа	0,46	0,01	0,46	0,01
x_4	динамика \$	-6,39	0,01	-6,40	0,01
x_5	динамика €	4,10	0,01	4,06	0,01
z_1	1 час	-0,24	0,05	1,31	0,05
z_2	2	3,22	0,05	6,83	0,01
z_3	3	13,60	0,01	15,56	0,01
z_4	4	28,18	0,01	26,26	0,01
z_5	5	41,64	0,01	37,11	0,01
z_{6-18}	6-18	54,74	0,01	52,79	0,01
z_{19}	19	44,54	0,01	39,43	0,01
z_{20}	20	29,10	0,01	29,23	0,01
z_{21}	21	14,72	0,01	17,49	0,01
z_{22}	22	6,16	0,01	8,15	0,01
z_{23}	23	2,10	0,05	2,49	0,05
\tilde{z}_1	понедельник	18,21	0,01	17,93	0,01
$\tilde{z}_2 - \tilde{z}_3$	вторник-среда	14,61	0,01	14,39	0,01
\tilde{z}_4	четверг	13,52	0,01	13,36	0,01
\tilde{z}_5	пятница	15,44	0,01	15,29	0,01
\tilde{z}_6	суббота	10,36	0,01	9,97	0,01
\tilde{z}_7	праздник	5,69	0,01	5,72	0,01

Альтернативным вариантом прогнозирования почасовых цен РСВ является модель экстраполяции по методу максимума подобия (Чучуева, 2009). Она основана на том, что если общее влияние всего множества факторов в какой-то период времени привело к определенному профилю процесса, то рано или поздно процесс снова будет иметь профиль, подобный исходному (рис. 3.11). В качестве меры подобия был выбран парный коэффициент корреляции.

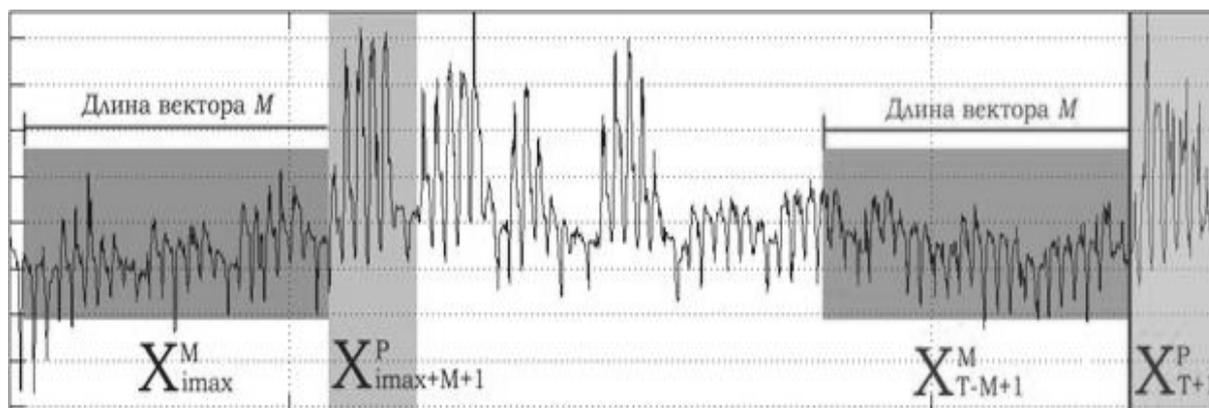


Рис. 3.11. Положения векторов X_{imax}^M , $X_{imax+M+1}^P$, X_{T-M+1}^M и X_{T+1}^P на оси времени

Приведем обоснование выбора данной модели. На сегодняшний день неадаптированность большинства регрессионных методов прогнозирования для решения задачи прогноза цен РСВ, вероятно, обуславливается тем, что многие из них учитывают при прогнозировании лишь последние значения временного ряда, непосредственно предшествующие прогнозируемому периоду. Опирайтесь в прогнозировании цен на электроэнергию лишь на предшествующие ближайшие периоды невозможно.

Поэтому предложен альтернативный метод, который основан на предположении того, что существует множество факторов, оказывающих влияние на значения процесса, однако определить степень влияния каждого фактора невозможно по причине объема, конфиденциальности, трудностей в измерении информации.

Иными словами, если общее влияние всего множества факторов в какой-то период времени привело к тому, что процесс имел определенный профиль, то существует или когда-то случится такой период времени, когда суперпозиция влияния всего множества факторов приведет к тому, что процесс будет иметь профиль подобный исходному.

Пусть есть исходная последовательность $X(t) = [x_1, x_2, \dots, x_T]$ длины T . Для этой последовательности необходимо решить задачу экстраполяции в точках $X_{T+1}^P = [x_{T+1}, x_{T+2}, \dots, x_{T+P}]$ на основании максимума

подобия. Заметим, что верхним индексом определяется длина вектора, а нижним его начало на оси времени. В качестве меры подобия двух векторов внутри одной последовательности используется коэффициент линейной корреляции:

$$L_{N,M,i} = \text{corr}(X_N^M; X_i^M), \quad \forall N, i \in [1, T-1], \\ \forall M \in [1, T-1]: M + N < T \cup M + i < T.$$

Тогда функция подобия

$$\text{Likeness}(X_N^M) = L(i) = |\text{corr}(X_N^M, X_i^M)|, \quad \forall i \in [1, T-1]$$

возвращает вектор значений модулей коэффициентов линейной корреляции со всеми векторами длины M , лежащими левее X_N на оси времени.

Вектор $X_{i_{\max}}^M$, доставляющий максимум функции подобия

$$L(i_{\max}) = \max(L(i)),$$

назовем максимумом подобия для исходного вектора X_N^M .

Далее введем предположение о том, что если X_N^M и $X_{i_{\max}}^M$ имеют высокое подобие, то есть модуль линейного коэффициента корреляции близок к единице, то вектора X_N^{M+1} и $X_{i_{\max}}^{M+1}$ будут также иметь высокое подобие. Данное рассуждение назовем предположением о подобии. На основании предположения о подобии решается задача экстраполяции вектора $X(t) = [x_1, x_2, \dots, x_T]$ в точках $X_{T+1}^P = [x_{T+1}, x_{T+2}, \dots, x_{T+P}]$.

Таким образом, экстраполированные значения исходной последовательности определяются согласно:

$$X_{T+1}^P = A \times X_{i_{\max}+M+1}^P,$$

где A – матрица линейных коэффициентов.

Считаем, что для векторов X_{T-M+1}^M и $X_{i_{\max}}^M$ верно следующее:

$$X_{T-M+1}^M = A \cdot X_{i_{\max}}^M + \varepsilon^M$$

где вектор ε^M – вектор ошибок аппроксимации.

Аппроксимация

$$X_{T-M+1}^M = A \cdot X_{i_{\max}}^M$$

позволяет определить матрицу A , найденную с помощью метода наименьших квадратов:

$$A = ((X_{i_{\max}}^M)^T \cdot X_{i_{\max}}^M)^{-1} \cdot (X_{i_{\max}}^M)^T \cdot X_{T-M+1}^M.$$

Оценивание параметров проходило по следующей методике (рис.3.12). Временной ряд был разделен на два непересекающихся отрезка: исследовательский и контрольный. Предварительная обработка данных включала устранение аутлаеров и сглаживание пиковых цен с помощью скользящего среднего по 3 и 5 точкам.

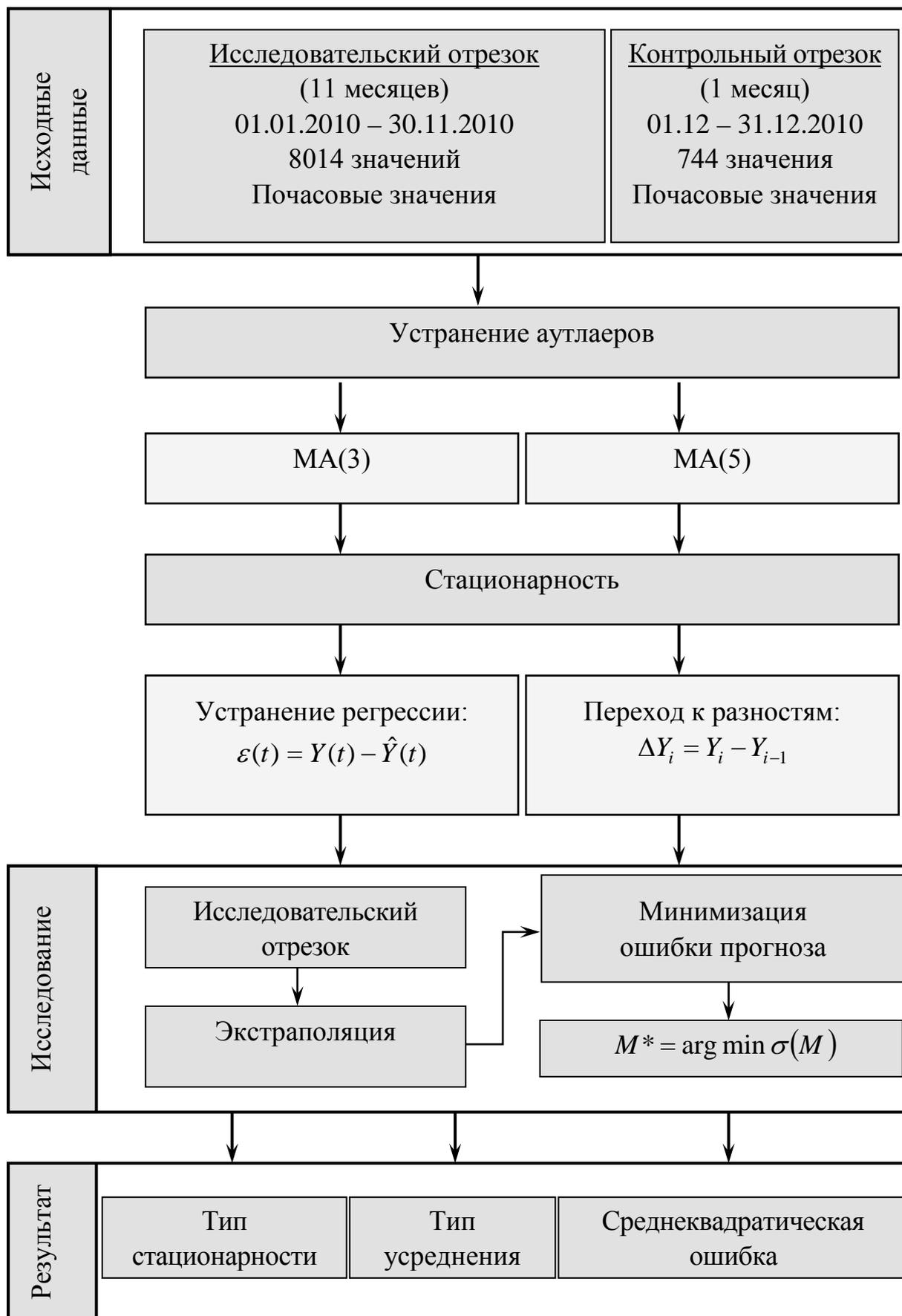


Рис.3.12. Методика экстраполяции по методу максимума подобия

Затем каждый из рядов (изначально нестационарных) приводился к стационарности первого порядка двумя алгоритмами: переходом к ряду ошибок путем вычитания уравнения регрессии (устранение влияния тренда и внешних факторов), и переходом к первым разностям. Далее проводилась экстраполяция исследовательского отрезка при различных значениях параметрах M , базовый отрезок выступал в качестве исторических данных. Затем на основании полученного прогнозного ряда осуществляется переход к исходному ряду, в результате чего получен прогнозный ряд почасовых цен РСВ.

$$\hat{Y} = \hat{Y}_{стан} + \hat{\varepsilon}, \quad \sigma = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^T (y_i - \bar{y})^2}$$

На основе выборочных данных удалось выявить оптимальную длину вектора M^* (168 часов, что в точности соответствует одной неделе), а также оптимальный способ устранения аутлаеров и сглаживания пиковых цен (скользящее среднее по 5 точкам). Это позволило уменьшить среднеквадратическую ошибку прогноза цены электроэнергии до $\hat{\sigma} = 1,68$.

Результаты экстраполяции в зависимости от типа усреднения и способа устранения нестационарности представлены на рис. 3.13. Также на каждом графике отмечено оптимальное значение M^* и соответствующая ему среднеквадратическая ошибка σ^* :

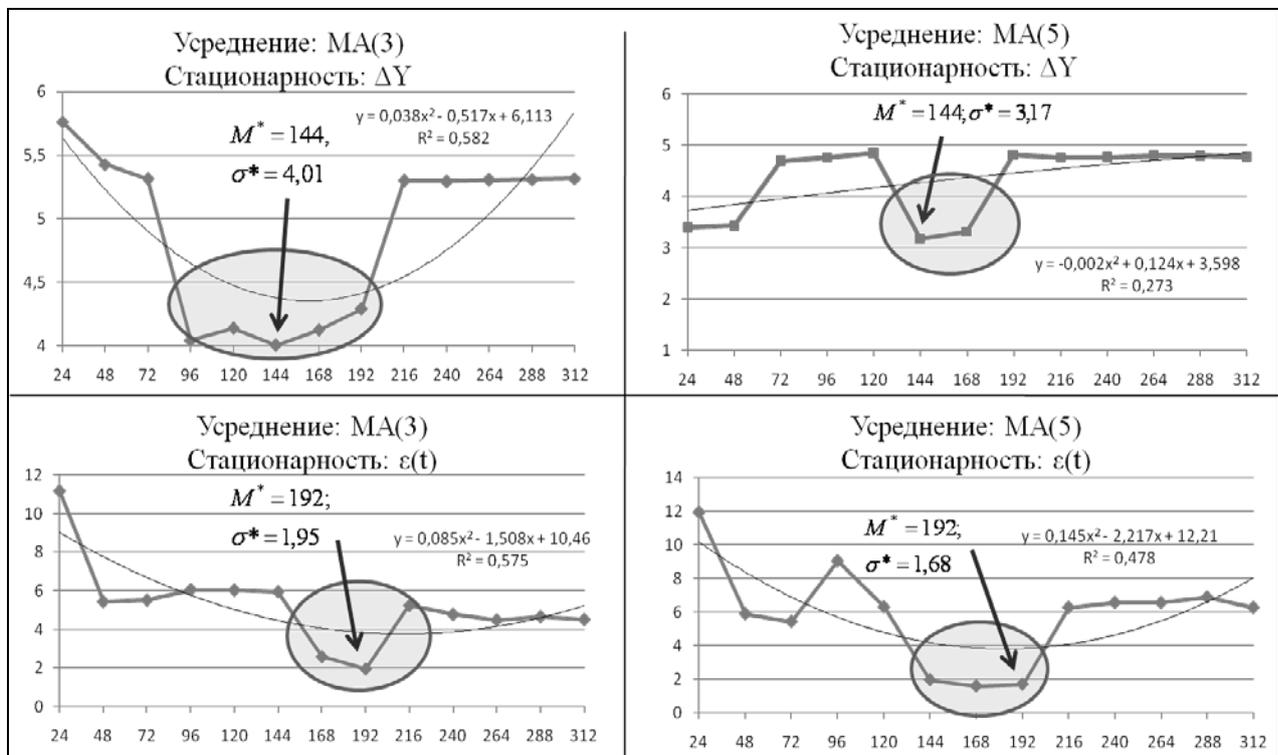


Рис. 3.13. Зависимость точности экстраполяции от типа усреднения и стационарности

Результатом проведенного исследования является методика построения средне- и долгосрочного посуточного прогноза основных характеристик спотового рынка электроэнергии, а также краткосрочного прогноза цен на этом же рынке по почасовой статистике.

Модели используют регрессионную основу. В рамках исследования выявлены наиболее значимые факторы, количественно оценены характер и степень их влияния на результирующий показатель. При этом к стандартной модели множественной линейной регрессии добавляется учет распределенного во времени влияния регрессоров (в перспективе к цене газа можно попытаться добавить и ряд других объясняющих переменных, учитываемых с лагом), и анализ внутрисуточных колебаний цен, в том числе, с помощью метода максимума подобия.

Представленная методика прогнозирования может быть использована как покупателями и продавцами энергии, так и регулятором электроэнергетического рынка для оптимизации текущей работы и управления рынком, а также долгосрочного прогнозирования динамики происходящих изменений, например, на основе сценарного подхода с помощью подстановки спрогнозированных интервальных значений факторов в уравнение регрессии.

В частности, имея интервальный прогноз цен РСВ (а для этого, кроме точечной оценки, нужно знать и реальное распределение случайных остатков) контрагенты могут выбирать наилучшую, с точки зрения максимизации ожидаемой прибыли или иных критериев, стратегию при заключении свободных договоров.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Аболмасов А., Колодин Д.** (2002): Конкурентный рынок или создание монополий: структурные проблемы российского оптового рынка электроэнергии. ERRC final report.

2. **Белоусова Н.И., Васильева Е.М., Лившиц В.Н.** (2012) Модели идентификации естественных монополий и государственное управление ими (возможности расширения теории) // Экономика и математические методы. – Т.48(3). – С.64–78.

3. **Беляев Л.С.** (2009): Проблемы электроэнергетического рынка. Новосибирск: Наука. – 295 с.

4. **Будылин М., Эльрих Ю.** (2009) Проект «Прогнозирование цены рынка на сутки вперед и разработка стратегии работы ОАО «Красноярская ГЭС» на оптовом рынке электроэнергии и мощности». – Конкурс «Моя карьера – 2009». – Красноярск.

5. **Васильев М.Ю., Филатов А.Ю.** (2011) Модели стратегического взаимодействия сетевых и генерирующих компаний на рынке передачи электроэнергии // Журнал новой экономической ассоциации. – Т.10(2). – С.54–73.

6. **Вишнякова А.С.** (2010) Зарубежный опыт реформирования электроэнергетики // Вопросы государственного и муниципального управления. – №2. – С.92–100.

7. **Давидсон М.Р., Догадушкина Ю.В., Крейнс Е.М., Новикова Н.М., Удальцов Ю.А., Ширяева Л.В.** (2004): Математическая модель конкурентного оптового рынка электроэнергии в России. // Известия Академии Наук. Теория и системы управления. – №3. – С.72–83.

8. **Королькова Е.И.** (2000) Естественная монополия: регулирование и конкуренция // Экономический журнал ВШЭ. – №2. – С.235–273.

9. **Крупский А.В.** (2010) Методика прогнозирования узловых цен на энергорынках // Электроэнергетика глазами молодёжи: научные труды всероссийской научно-технической конференции: сборник статей. – Екатеринбург: УрФУ. – Т.1.

10. **Кудрявый В.** (2011) Ценообразование в энергетике // Эксперт. – 19 апреля.

11. **Кузнецов Ю.В.** (2001) Запрет вертикальной интеграции увеличивает риски инвестиций в электроэнергетику. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.polit.ru/documents/420573.html>.

12. **Кузнецов Ю.В., Лебедев Г.В., Львин Б.М.** (1999) Концепция развития энергетики в Российской Федерации. – М.: МГТУ.

13. **Львов Д.С., Чернавский С.Я.** (2000) О реформировании электроэнергетики России // Экономическая наука современной России. – №2. – С.53–60.

14. **Максимов Ю.Д.** Вероятностные разделы математики. Учебник для бакалавров технических направлений. – СПб.: Иван Федоров. – 592 с.

15. **Махова В.А., Преображенская Л.Б., Колесникова Н.М.** (2002) Современная энергетическая политика Франции // ТЭК. – №3. – с.107–110.

16. **Подковальников С.В., Хамисов О.В.** (2011): Несовершенные электроэнергетические рынки. Моделирование и исследование развития генерирующих мощностей. // Известия Российской академии наук. Энергетика. – №2. – С.57–76.

17. **Смирнова Е.О., Филатов А.Ю.** (2013) Прогнозирование основных характеристик рынка электроэнергии на сутки вперед эконометрическими методами // Материалы XIV Международной научной конференции НИУ ВШЭ по проблемам развития экономики и общества, Москва: НИУ ВШЭ.

18. **Стофт С.** (2006): Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии. – Пер. с англ. – М.: Мир. – 623 с.

19. **Чучуева И.А.** (2009) Сезонно-регрессионная модель прогнозирования в решении задачи прогнозирования цен РСВ. // Информационно-аналитический журнал «Энергорынок». – №4.

20. Постановление Правительства РФ №41 «О критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети», 26.01.2006.

21. Федеральный закон Российской Федерации №35 «Об электроэнергетике», 26.03.2003.

22. Федеральный закон Российской Федерации №36 «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием федерального закона «Об электроэнергетике», 26.03.2003.

23. НП «Совет рынка». – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.np-sr.ru>.

24. **Baldick R., Grant R., Kahn E.** (2004) Theory and Application of Linear Supply Function Equilibrium in Electricity Markets // Journal of Regulatory Economics. V.25(2). – P.143–167.

25. **Baldick R., Hogan W.W.** (2002) Capacity Constrained Supply Function Equilibrium Models of Electricity Markets: Stability, Non-

decreasing Constraints, and Function Space Iterations. – Power Working paper, PWP-089.

26. **Barkovich B., Hawk D.** (1996) Charting a New Course in California // *IEEE Spectrum*, July. – P. 26–31.

27. **Baumol W., Panzar J., Willig R.** (1982) *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*. – New York: Harcourt Brace. – 510 p.

28. **Bompard E., Lu W., Napoli R., Jiang X.** (2010) A Supply Function Model for Representing the Strategic Bidding of the Producers in Constrained Electricity Markets // *Electrical Power and Energy Systems*. – V.32. – P.678–687.

29. **Bower J., Bunn D.** (2001) Experimental Analysis of the Efficiency of Uniform-Price Versus Discriminatory Auctions in the England and Wales Electricity market // *Journal of Economic Dynamics and Control*. Elsevier. – V.25. – P.561–592.

30. **Bulavsky V.A., Kalashnikov V.V.** (1995) Equilibrium in Generalized Cournot and Stackelberg models // *Economics and Mathematical Methods (Ekonomika i Matematicheskie Metody)*. – V.31. – P.164-176.

31. **Bulavsky V.A., Kalashnikov V.V., Kalashnikova N.I., F. J.Castillo Pérez** (2011) Mixed Oligopoly with Consistent Conjectures // *The European Journal of Operational Research*. – V/210(3). – P.729–735.

32. **Christensen R., Green W.** (1976) Economies of Scale in U.S. Electric Power Generation // *The Journal of Political Economy*. – V.84(4) – P.655–676.

33. **Day C.J., Hobbs B.F., Pang J.** (2002) Oligopolistic Competition in Power Networks: a Conjectured Supply Function Approach. // *IEEE Transactions on Power Systems*. – V.17(3). – P.597–607.

34. **DiLorenzo T.** (1996) The Myth of Natural Monopoly // *The Review of Austrian Economics*. – V.9(26). – P.43–58.

35. **Farsi M., Fetz A., Filippini M.** (2008) Economies of Scale and Scope in Multi-Utilities // *The Energy Journal*. – V.29(4). – P. 123–144.

36. **Filatov A., Smirnova E.** (2012) *The Electricity Price and Quantity Forecasting at the Day-Ahead Market // Scientific Enquiry in the Contemporary World: Theoretical Basics and Innovative Approach*. – Titusville, FL, USA: L&L Publishing. – P.47–50.

37. **Gordon R.** (1982) *Reforming the Regulation of Electric Utilities*. – Lexington: Lexington Books. – 311 p.

38. **Green R. J., Newbery D. M.** (1991) Competition in the British Electricity Spot Market // *The Journal of Political Economics*. – V.100(5). – P.245–254.

39. **Hay D., Morris D.** (1996) *Industrial Economics and Organization*. – Oxford: Oxford University Press. – 686 p.

40. **Hobbs B., Metzler C., Pang J.** (2000) Strategic Gaming Analysis for Electric Power Systems: An MPEC Approach // IEEE transactions on power systems. – V.15(2). – P. 638–645.
41. **Hu X., Rulph D.** (2007) Using EPECs to Model Bilevel Games in Restructured Electricity Markets with Locational Prices // Operations research. – V.55(5). – P.809–827.
42. **Jamasb T., Pollit M.** (2001) Benchmarking and Regulation: International Electricity Experience. // Utilities Policy. – V.9(3). – P.107–130.
43. **Joskow P.** (2007) Regulation of Natural Monopoly // Chapter 16, Handbook of Law and Economics, M. Polinsky and S. Shavell, editors. – Elsevier. – P.1227–1348.
44. **Joskow P.** (2008) Incentive Regulation and its Application to Electricity Networks // Review of Network Economics. – V.7(4). – P.547–560.
45. **Joskow P.** (2010) Market Imperfections versus Regulatory Imperfections // CESifo DICE Report. – V.8(3). – P. 3–7.
46. **Klemperer P., Meyer M.** (1998) Supply Function Equilibria in Oligopoly under uncertainty // Econometrica. – V.57(6). – P.1243–1277.
47. **Krishna V.** (2009) Auction Theory. – Academic Press. 2002. – 336 p.
48. **Laffont J., Tirole J.** (1993) The Theory of Incentives and Procurement. – Cambridge: MIT Press. – 705 p.
49. **Lamoureaux M.** (2001a) Evolution of electric utility restructuring in the UK // IEEE Power Engineering Review, June. – P. 3–5.
50. **Lamoureaux M.** (2001b) Evaluation of electric utility restructuring in the UK // IEEE Power Engineering Review, June. – P. 6–9.
51. **Lamoureaux M., Palamarchuk S.I., Voropai N.I.** (2003) Current Developments in Russian Power Industry Restructuring // Proc. Liberalization and Modernization of Power Systems: Congestion Management Problems. – The International Workshop. – P.117–128.
52. **Liu Youfei, Ni Y.X., Wu F.F., Cai Bin** (2007). Existence and Uniqueness of Consistent Conjectural Variation Equilibrium in Electricity Markets // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – V.29. – P.455–461.
53. **Martin S.** (2000) The Theory of Contestable Markets // Bulletin of Economic Research. – V.37(1). – P.65–68.
54. **Mas-Colell A., Whinston M., Green J.** (1995): Microeconomic Theory. – New York: Oxford University Press. – 981 p.
55. **Nerlove M.** (1963) Returns to Scale in Electricity Supply. // In Measurement in Economics - Studies in Mathematical Economics in Memory of Yehuda Grunfeld, edited by Carl F.Christ. – Stanford.: Stanford University Press. – P.167–200.

56. **Owen B., Braeutigam R.** (1978) *The Regulation Game: Strategic Use of the Administrative Process.* – Cambridge: Ballinger Publishing Company. – 271 p.
57. **Rudnick H.** (1996) *Pioneering electricity reform in South America* // *IEEE Spectrum*, August. – P.38–44.
58. **Sappington D., Pfeifenberger J., Hanser P., Basheda G.** (2001). *The State of Performance-Based Regulation in the US Electric Utility Industry.* // *Electricity Journal.* – V.14. – P.71–79.
59. **Spence M.** (1977) *Capacity, Investment and Oligopolistic Pricing* // *Bell Journal of Economics.* – V.8. – P.534–544.
60. **Stigler G.** (1971) *The Theory of Economic Regulation* // *Bell Journal of Economics and Management Science.* – V.2. – P.3–21.
61. **Surrey J.** (1996) *The British Electricity Experiment.* – London: Earthscan Publications Ltd. – 329 p.
62. **Vasin A.A., Vasina P.A.** (2005) *Homogeneous Good Markets and Auctions* // Working Paper 2005/047. – Moscow: New Economic School.
63. **Vasin A.A., Vasina P.A.** (2005) *Models of Supply Functions Competition with Application to the Network Auctions.* – Moscow: EERC. – 45 p.
64. **Vassiliev M.Yu.** (2005) *Vertical Integration in Electricity Markets* // Proc. 2005 IEEE Russia Power Tech International Conference. – P.1–4.
65. **Vogelsang I.** (2002) *Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets: A 20-Year Perspective* // *Journal of Regulatory Economics.* – V.22(1). – P.5–27.
66. **Voropai N.I., Palamarchuk S.I., Podkovalnikov S.V.** (2002) *Present State and Liberalization Process of Russian Electricity Industry* // Proc. Power System Management and Control Conf. – P.31–34.
67. **Wang J., Zender J.** (2002) *Auctioning Divisible Goods* // *Economic Theory.* – V.19. – P.673–705.
68. **Wooa C., Lloyd D., Tishler A.** (2003) *Electricity Market Reform Failures: UK, Norway, Alberta and California* // *Energy Policy.* – V.31. – P.1103–1115

МОНОГРАФИЯ

Наталья Ильинична Айзенберг

e-mail: ayzenberg.nata@gmail.com

skype: ayzenberg.natalya

Александр Юрьевич Филатов

e-mail: alexander.filatov@gmail.com

skype: alexander.filatov_

<http://vk.com/alexander.filatov>

Другие авторские разработки в области математической экономики

выложены на сайтах:

http://polnolunie.baikal.ru/me/mat_ec.htm

<http://matec.isu.ru>

<http://vk.com/baikalreadings>

Подготовила к печати Г.А. Никифорова

Макет: Н.И.Айзенберг, А.Ю.Филатов

Темплан 2013. Поз.131.

Подписано в печать 04.12.2013. Формат 60×84 1/16.

Бумага писчая белая. Печать трафаретная. Уч.-изд.л. 6,7. Тираж 100 экз.

Издательство Иркутского государственного университета

664003, Иркутск, бул. Гагарина, 36