

Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН

МОДЕЛИ РЫНКОВ НЕСОВЕРШЕННОЙ КОНКУРЕНЦИИ: ПРИЛОЖЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Ответственные редакторы

доктор технических наук, профессор *В.И. Зоркальцев*
кандидат экономических наук, доцент *Н.И. Айзенберг*

УДК 330.45 + 621.311

Модели рынков несовершенной конкуренции: приложения в энергетике / под редакцией Зоркальцева В.И., Айзенберг Н.И. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2015. – с. 286.

ISBN 978-5-93908-124-5

Монография посвящена обзору теоретических концепций организации и функционирования монопольных и олигопольных рынков. Обсуждаются проблемы осуществляемых преобразований в организации электроэнергетики России. Исследования выполнены при финансовой поддержке РФФИ (проект 13-06-00152а)

Для научных работников, студентов и аспирантов, специализирующихся в математической экономике и энергетике.

Рецензенты

Чл. корр. РАН, доктор технических наук Воропай Н.И.

Чл. корр. РАН, доктор экономических наук Суслов Н.И.

кандидат технических наук Марченко О.В.

ISBN 978-5-93908-124-5

Утверждено к печати Ученым советом
Института систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН

© Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

Оглавление	3
Введение	4
Часть I. Электроэнергетическая отрасль России.....	8
1.1. Особенности развития электроэнергетики в России.....	8
1.2. Итоги реформирования электроэнергетической отрасли за последние 20 лет: проблемы, пути решения	19
1.3. Проблема развития генерирующих мощностей	36
1.4 Развитие электрических сетей и рынков электроэнергии	60
1.5 Составляющие цен на электроэнергию	72
Часть II. Регулирование цен и тарифов в энергетике, как естественной монополии	96
2.1. Теоретические основы регулирования естественных монополий: современный взгляд.....	96
2.2. Модели стратегического взаимодействия сетевых и генерирующих компаний на рынке передачи электроэнергии.....	126
2.3. Ценовая диверсификация как средство повышения инвестиционной привлекательности проекта газификации южных районов Иркутской области	153
Часть III. Стратегическое взаимодействие на энергетическом рынке. Случай олигополии.....	175
3.1. Модели олигополии: современное состояние	175
3.2. Модели олигополии применительно к спотовому рынку электроэнергетики	228
3.3. Неустойчивость олигополических рынков на примере электроэнергетических (теоретические исследования двухузловой задачи формирования стратегии производителем в зависимости от рыночных сигналов).....	258
Библиография	270

ВВЕДЕНИЕ

Монография посвящена обзору теоретических концепций организации и функционирования монопольных и олигопольных рынков. В качестве объекта приложения здесь рассматривается в основном электроэнергетика. Хотя многие аспекты исследований рынков несовершенной конкуренции, представленные в данной книге, могут быть полезны для других систем энергетики. Авторы надеются, что представленный здесь теоретических материал может быть полезен для выбора наиболее эффективных путей организации энергетики России, вступившей уже более 20 лет на путь рыночных преобразований без каких-либо серьёзных теоретических проработок.

Традиционно электроэнергетика – отрасль, имеющая яркие монопольные черты. Этому способствуют такие свойства электроэнергетики как значительные начальные финансовые вложения при построении и введении в эксплуатацию генерирующих мощностей и линий передач, наличие положительного эффекта от масштаба, высокая доля постоянных затрат, а также специфические черты: невозможность хранения продукции, неравномерность спроса во времени и пространстве, высокая значимость данной продукции для общества и др.

Производство электроэнергии связано с четырьмя взаимосвязанными стадиями: генерация, транспорт, распределение и поставка конечным потребителям. Такой вид монополии является вертикально интегрируемой. Именно это накладывает определенные ограничения на преобразования в электроэнергетике. Объединение генерирования и транспортировки дает в целом экономию от масштаба производства, что и определяет отрасль как естественно монопольную.

Долгое время в электроэнергетической отрасли считалось, что наилучшей формой ее организации является регулируемая монополия. Но в последние десятилетия несколько изменились подходы к этому вопросу. На сегодняшний момент рассматривают все четыре стадии отдельно, из них только

транспортировка рассматривается, как естественная монополия, требующая обязательного государственного регулирования. При этом считается, что генерирование и поставка могут осуществляются в условиях конкуренции. Важнейшим моментом функционирования электроэнергетической отрасли является постоянная и детальная координация во всей вертикальной цепочке.

Множество проблем, возникших в электроэнергетической отрасли России в конце 80-х начале 90-х годов прошлого столетия, дали импульс преобразованиям с переходом от вертикально-интегрированных регулируемых компаний к конкурентному рынку. Необходимость и эффективность таких преобразований спорна. В нашей монографии рассматривается опыт развития электроэнергетики в России, проблемы, способы преодоления несовершенства функционирования. Мы посчитали возможным представить разные точки зрения на необходимые действия для ликвидации проблем в организации отрасли. Это обсуждается в первом разделе нашей монографии. Сосуществование разных точек зрения отражает объективно существующую неоднозначность в определении наилучшего пути организации энергетики среди экспертов, а также недостаточную на данный момент научную проработанность многих вопросов в выборе форм организации энергетики.

Во втором и третьем разделе представлены некоторые теоретические аспекты функционирования моделей несовершенных рынков, применимых для электроэнергетики, а также и для других систем энергетики.

Первый раздел - обзор особенностей, проблем и перспектив развития электроэнергетической отрасли в России. Параграф 1.1 написан Зоркальцевым В.И., 1.2 - Паламарчуком С.И., 1.3 - Подковальниковым С.В., 1.4 - Труфановым В.В., 1.5 - Васильевым М.Ю., 1.6 - Беляевым Л.С.. Второй раздел обсуждает проблемы естественно-монопольных сегментов энергетических рынков: параграф 2.1 написан Айзенбергом Н.И., 2.2 - Филатовым А.Ю. и Васильевым М.Ю., 2.3 - Зоркальцевым В.И. и Антоновым В.Г.. Последний раз-

дел посвящен рыночным моделям олигополии: параграф 3.1 написан Филатовым А.Ю., 3.2 - Айзенберг Н.И., 3.3. - Зоркальцевым В.И. и Мокрым И.В..

Использованные сокращения.

РАВ - механизм гарантированного дохода на капитал,

АТС - администратор торговой сети,

ВЛ - воздушные линии электропередачи,

ГенКо - генерирующая компания,

ГП - гарантирующий поставщик,

ДПМ - договор на предоставление мощности,

ДРМ - долгосрочный рынок мощности,

ЕНЭС - единая национальная электрическая сеть,

ЕЭС - единая электроэнергетическая система,

ЗСП - зона свободного перетока,

ИПЦ - индекс потребительских цен,

ИЦЭ - индекс цен на электроэнергию.

КЛ - кабельные линии электропередачи,

КОМ - конкурентный отбор мощности,

МГИ - механизм гарантирования инвестиций,

МРСК - межрегиональная сетевая компания,

МЭС - магистральные электрические сети,

ОГК - оптовая генерирующая компания,

ОРЭ - оптовый рынок электроэнергии,

ОЭС - объединенная электроэнергетическая система,

ПТРМ - перспективный технологический резерв мощности,

РСК - региональная сетевая компания,

РСТ - региональная служба по тарифам,

РЭС - районная электроэнергетическая система,

СДЭМ - свободный договор на электроэнергию и мощность,

СО - системный оператор,

ТГК - территориальная генерирующая компания,

ФАС - федеральная антимонопольная служба,

ФОРЭМ - федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности,

ФСК - федеральная сетевая компания

ФСТ - федеральная служба по тарифам,

ФЭУК - федеральная электроэнергетическая управляющая компания,

ЦФР - центр финансовых расчетов,

ЧРЭ - чистый рынок электроэнергии,

ЧАСТЬ I. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ОТРАСЛЬ РОССИИ

1.1. Особенности развития электроэнергетики в России

Трудом нескольких поколений в СССР была создана мощная электроэнергетика, имевшая по многим параметрам наилучшие показатели в мире. При этом она базировалась исключительно на отечественной технике и технологии. Она не уступала по экономичности и надежности и другим показателям (например, по удельным расходам топлива) энергосистемам развитых стран.

Особо следует отметить высокие темпы развития электроэнергетики. Если в 1913 г. в царской России (которая включала кроме территории бывшего СССР еще и Польшу, Финляндию) мощность всех имевшихся электростанций была равна примерно 180 мВт, то к концу 80-х годов прошлого столетия мощности электростанций только в Российской Федерации достигали более 200ГВт, а в СССР в целом более 300ГВт. Конечно, такой рост в тысячи раз отражал и промышленную отсталость царской России [1].

Справедливо будет отметить, что при царском правительстве хорошо осознавалась необходимость активного развития электроэнергетики. С 1895 г. капиталовложения российских предпринимателей в электроэнергетическую промышленность достигли более 20% от общего объема инвестиций. Также был существенен приток в эту отрасль иностранного капитала. В 1886 г. было создано «Общество электрического освещения», внесшее большой вклад в развитие электроэнергетики России. В частности, работа члена этого общества профессора К. Кленингсборга стала основой плана ГОЭРЛО. Многие достижения советской власти в первые десятилетия связаны с завершением дореволюционных начинаний. Например, Днепрогес начали строить еще в 1912 году и изначально планировали завершить в 1920 г. Фактически был введен в строй в 1932 г. [1].

Вместе с тем, роль плана ГОЭРЛО очень велика в развитии российской экономики, в том числе в развитии электроэнергетики. Это был первый в мире опыт системного подхода к развитию экономики. Он был первым долгосрочным планом развития всего народного хозяйства. По праву его можно считать прообразом всех последующих планов развития экономики и энергетики в мире, которые стали разрабатываться в XX в. во многих странах.

В последующих государственных планах и программах развития экономики России по-прежнему сохранялась ведущая роль электроэнергетики как базы для развития всего народного хозяйства. В итоге к 1990-м годам была создана Единая электроэнергетическая система (ЕЭЭС), осуществлявшая электроснабжение (с учетом изолированно работавшей Дальневосточной энергосистемы) более 95% населения и предприятий СССР. ЕЭЭС представляла собой единый технологический комплекс, обеспечивающий надежность электроснабжения потребителей почти всей обширной территории СССР. Созданием ЕЭЭС СССР достигнута высшая степень интеграции электроэнергетики, не имевшая аналогов в мире. Это позволило реализовать колоссальное преимущество параллельной работы региональных электроэнергетических систем в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления и планового развития энергосистем.

Инфраструктурная роль электроэнергетики

Электронергетика, как известно, является важнейшей инфраструктурной отраслью народного хозяйства. От эффективности и надежности ее функционирования в решающей мере зависит устойчивость функционирования всех сфер экономики (сейчас нет производств, которые бы в той или иной форме не использовали электроэнергию), жизнедеятельность населения (даже непродолжительное отключение населенных пунктов или районов отдельных городов может приводить к катастрофическим последствиям). Особенно велика инфраструктурная роль электроэнергетики для России.

Россия расположена в особо суровых по сравнению с любой другой страной климатических условиях. Это является веской причиной формирования в ней особого социального и экономического устройства в прошлом, настоящем и будущем. О большой роли климатического фактора в экономике России хорошо написано в книге А.П. Паршева «Почему Россия не Америка» [2].

Суровый климат обуславливает особую роль для экономики России топливно-энергетического комплекса как системы, обеспечивающей нужды страны в топливе и энергии, а также необходимость особых технологий в топливо и энергообеспечении. Например, только в России используется столь масштабно централизованное теплоснабжение в городах и поселках. Причем системы теплоснабжения, как и другие коммуникации городов, закапываются в глубокие траншеи отнюдь не от любви россиян, как заметил Паршев, к перекапыванию земли.

Климатический фактор в значительной мере определяет высокую энергоемкость валового национального продукта России. Поэтому в ближайшие годы и даже десятилетия нельзя рассчитывать на кардинальное снижение энергоемкости и доведения ее до уровня передовых в этом отношении стран. Эффективность экономики России в целом очень сильно будет зависеть от внутренних цен на энергоресурсы, которые в решающей степени определяются эффективностью функционирования и развития отраслей топливно-энергетического комплекса, в том числе электроэнергетики.

Колоссальную роль для России имеет фактор надежности энергоснабжения, особенно в зимний период. Электроэнергетика обеспечивает не только электроснабжение, но и теплоснабжение предприятий и населения. У нас широко распространена комбинированная выработка на электростанциях электро- и теплоэнергии. При этом электростанции играют центральную роль в обеспечении надежности топливоснабжения, поскольку в них размещаются

основные сезонные и страховые запасы котельно-печного топлива (угля, топочного мазута) [3].

Велика роль электроэнергетики в возможностях проявления системных аварий, поскольку отказы в электроснабжении могут приводить к отказам в работах котельных, насосных станций. Системные аварии, распространяющиеся в виде цепной реакции на несколько систем энергоснабжения, могут приводить не только к экономическим, но и к большим социальным потерям, включая человеческие жизни.

Инфраструктурное значение электроэнергетики в климатических условиях России делает крайне опасными непродуманные эксперименты в реорганизации управления. В частности, переход на рыночные отношения энергетики с потребителями может означать снижение надежности электроснабжения, что бывает даже выгодным для электроснабжающих предприятий: возникновение дефицитных ситуаций с электроэнергией – хороший повод к взвинчиванию цен.

Инфраструктурная роль электроэнергетики означает также необходимость ее опережающего развития. Любое производство может размещаться в том либо ином регионе, если в нем есть необходимые электрические мощности. Идея опережающего развития электроэнергетики как локомотива последующего развития всей промышленности и сельского хозяйства хорошо понималась российскими экономистами 20-х годов прошлого столетия. Эта идея была реализована при разработке плана ГОЭРЛО, во всех пятилетних планах и долгосрочных программах развития экономики СССР.

Высокая капиталоемкость, большая длительность сроков сооружения электрических мощностей

Мощности по производству электроэнергии являются сложными техническими объектами, требующими больших капиталовложений. Время от принятия решений о строительстве новых электростанций до ввода их в ра-

боту может занимать более 10 лет даже при самом интенсивном выполнении строительных работ. Учитывая необходимость проведения изыскательских работ, проектных и предпроектных исследований, весь период от возникновения идеи о сооружении той либо иной новой электрической мощности до ее реализации может составить 15–20 лет.

Рынок близорук. Фирмы в условиях свободной рыночной экономики нацелены на текущую рыночную конъюнктуру и крайне скептически относятся к инвестициям, которые могут дать эффект только через 10-15 лет (а то и не дадут в силу больших рисков с прогнозом будущей конъюнктуры). К тому же немногие инвесторы способны физически (том числе через использование кредитов, акционерного капитала, корпоративных облигаций) инвестировать большие суммы денег с потенциально возможной отдачей только через много лет. В этом, наряду с «близорукостью», проявляется еще одна негативная черта рыночной экономики – «слабость рынка», особенно на этапе становления в стране рыночной экономики.

Необходимость решения ряда системных задач по организации электро-снабжения

Электроэнергия – это не просто один из производимых и потребляемых в стране товаров. Это результат работы единого технологического комплекса, включающего производство, транспорт и распределение электроэнергии, а также выполняющего ряд других функций. Одна из них – обеспечение надежности электроснабжения, в том числе за счет создания и содержания резервов. Другая функция, также требующая специальных затрат и системного подхода, – поддержание должного уровня качества электроэнергии, в частности нормативной частоты и нормативного напряжения, фильтрация гармоник высших частот и т.д.

К системным задачам электроэнергетики относится также обеспечение покрытия графика тепловой нагрузки при теплоснабжении населения и про-

мышленных предприятий от электростанций, накопление и содержание необходимых не только для электроэнергетических нужд страховых и сезонных запасов котельно-печного топлива.

Технологическое единство электроэнергетической системы России

Электроэнергетика, находящаяся в зоне централизованного электроснабжения в оперативном плане управляется как единый технологический комплекс. Это обусловлено:

- 1) неразрывностью во времени процессов производства, транспорта и потребления электроэнергии;
- 2) необходимостью выполнения общесистемных задач всеми элементами системы (располагаемыми электростанциями, линиями электропередачи, подстанциями, различными техническими устройствами, в том числе противоаварийной автоматикой);
- 3) наличием значительных регулярных (сезонных, недельных, внутрисуточных) и случайных колебаний электрической нагрузки. Из чего вытекает особая важность оптимального решения задач регулирования режимов работы энергосистемы;
- 4) большой ролью фактора неопределенности при управлении функционированием и выбором вариантов развития энергосистем;
- 5) необходимостью учета водных режимов при планировании и управлении работой гидроэлектростанций;
- 6) необходимостью координации графиков ремонтов оборудования.

Положительный эффект от масштабов производства

Переменные затраты – зависящие от объемов производства и передачи электроэнергии – занимают даже при полной загрузке производственных мощностей небольшую часть. У электростанций, работающих на котельно-печном топливе, эти издержки, связанные в основном с расходом топлива,

достигают 50%. У остальных типов электростанций (ГЭС, АЭС) и при транспорте электроэнергии удельный вес переменных затрат при полной загрузке мощностей еще меньше. Это означает, что частичная загрузка мощности является крайне невыгодной: с увеличением объемов производства и транспорта электроэнергии средние издержки снижаются.

Повышение экономической эффективности электроэнергетики длительное время было связано с ростом единичных мощностей и концентрацией производства. Это вместе с положительным эффектом от масштаба производства по единичным мощностям означает существование в электроэнергетике России условий для отнесения ее к сфере естественной монополии.

Значительный положительный эффект от масштабов производства имеет место в рамках электроэнергетических объединений разных уровней за счет оптимизации режимов работы генерирующих мощностей, оптимизации резервов, графиков ремонтов, поставок и запасов топлива, накопления и сбывания воды в водохранилищах ГЭС и т.д.

Система управления энергетикой в СССР

До 90-х годов прошлого века в России действовала трехуровневая система управления электроэнергетикой. Верхний уровень представляло Министерство энергетики и электрофикации СССР, в рамках которого было сосредоточено все управление отраслью. В аппарате управления этим министерством, в научно – исследовательских и проектных институтах при нем работали высококвалифицированные кадры, прошедшие подготовку в специализированных высших учебных заведениях и в процессе последующего карьерного роста в рамках энергетической отрасли. Естественно, что деятельность Минэнерго СССР в значительной мере управлялась и координировалась «вышестоящими» плановыми и хозяйственными органами – ЦК КПСС (коммунистическая партия СССР была не только политическим, но и «высшим» хозяйственным органом), Советом Министров СССР, Госнабом и Госпланом СССР (при формировании и согласовании годовых и пятилетних планов,

долгосрочных планов – схем развития и размещения производительных сил, программ научно – технического прогресса).

Второй уровень управления был представлен двумя типами органов регионального управления с несовпадающими ариалами деятельности. Оперативно – диспетчерские управления осуществляли непрерывный контроль и управление функционированием крупных региональных электроэнергетических систем (например, ЭЭС Сибири). Эти органы управления сохранились и по настоящее время. В своей деятельности они непосредственно подчинялись Центральному диспетчерскому управлению (ЦДУ), которое, прежде всего, занималось регулированием межсистемных перетоков.

Хозяйственные вопросы, в том числе материально – техническое снабжение, организация строительства, ремонтов, реконструкций объектов Минэнерго осуществлялась через территориальные Главки. Им подчинялись специализированные, в том числе ремонтные и строительные организации энергетики.

Основным элементом третьего уровня управления энергетикой районные энергетические управления (РЭУ). Они являлись основными, базовыми организациями электроэнергетики СССР, имевшими статус предприятия. Территориально они охватывали системы производства, транспорта и распределения электроэнергии отдельных областей, краев и республик. В рамках РЭУ осуществлялась как вся основная хозяйственная деятельность, так и оперативное диспетчерское управление электроснабжением отдельных субъектов. Оперативное управление осуществлялось через диспетчерские пункты РЭУ подчинявшихся ОДУ и ЦДУ. Районные энергетические управления были нередко очень крупными предприятиями, включавшими как структурные подразделения отдельные в т.ч. крупные электростанции, крупные подразделения по обслуживанию электрических и тепловых сетей, другие организации.

Во времена СССР Обкомы КПСС (и находящиеся у них фактически в подчинении Облисполкомы) были главными органами территориального управления в решении социально – экономических проблем. Они естественным образом дополняли существовавшую отраслевую схему управления экономикой. Все руководители предприятий были членами КПСС и поэтому в обязательном порядке подчинялись решениям обкомов партии. Территориальное совпадение границ РЭУ с границами областей, краев и республик позволяло «через партбилет» решать региональные проблемы электро и теплообеспечения предприятий и населения

Два пути организации электроэнергетики в рыночных условиях

Снижение темпов экономического роста, увеличение дисбаланса в экономике в 70-х и 80-х годах прошлого столетия сказывались также и на электроэнергетике, в том числе через рост удельного веса физически и морально устаревшего оборудования, отставания нашей электроэнергетики в научно-техническом прогрессе. Огромный удар по развитию электроэнергетики нанес распад СССР. Это привело к созданию национальных электроэнергетических систем, что порой очень неестественно расчленило энергетические связи. Инфляция, разрушение финансовой системы в начале 1990-х годов, произошедший «паралич власти» привели к тенденциям полной разбалансированности энергосистемы и между отдельными регионами России. Какое-то время энергетику России и других стран бывшего СССР спасала традиция поведения энергетиков на постсоветском пространстве, обусловленная тем, что они сформировались в одной «школе».

В 1992 году стало активно проводиться преобразование экономики России к рыночным условиям хозяйствования, которое базировалось на проведении приватизации государственных предприятий. Изначально в принятую программу приватизации электроэнергетика, как и железнодорожный транспорт, не входили. По задумке авторов программы (депутатов Верховно-

го Совета России) базовые инфраструктурные отрасли экономики, если и могли приватизироваться, то только в последующем.

Вместе с тем уже в начале 1992 г. вышли указы Президента России по акционированию и реформированию электроэнергетики. С тех пор вплоть до настоящего времени происходят постоянные корректировки преобразований в электроэнергетике. Причем, начиная с реформы 1992 года по настоящее время, авторы корректировок системы организации электроэнергетики России не утруждают себя публичным объяснением причин осуществляемых изменений, сколько-нибудь объективным доказательством их эффективности.

В начале 1990-х годов, вероятно, было два пути организации электроэнергетики, по крайней мере на ближайшую перспективу.

1. Сохранение организационно объективно существующей технологической целостности ЕЭС. В этом случае нет необходимости в приватизации и акционировании. Управление функционированием и развитием могло осуществляться по правилам, близким к существовавшим в советское время, которые, кстати говоря, близки к правилам государственного управления естественными монополиями в странах с развитой рыночной экономикой.

Уместно отметить, что такую форму организации удалось сохранить для российских железных дорог, которые во многом близки к электроэнергетике. Железные дороги составляют единый технологический комплекс, имеют большую территорию охвата, высокую капиталоемкость и инерционность развития, огромную значимость для всего народного хозяйства как отрасли инфраструктуры. Сопоставляя с электроэнергетикой, можно констатировать, что с 1992 г. к началу 2000-х годов железные дороги России получили значительное развитие и поднялись на качественно новый уровень, хотя и оставались все это время в полной государственной собственности.

Конечно, государственное управление электроэнергетикой вовсе не означает управление на базе административного произвола. Оно может соче-

таться с элементами рыночных отношений, в том числе с конкуренцией отдельных региональных подсистем между собой со свободным доступом к сети. Свободный доступ к сети, как известно, означает законодательно закрепленную возможность любому независимому производителю электроэнергии, например частным предприятиям, поставлять ее в электрическую сеть с получением оплаты по тарифу не ниже принятого в данной энергосистеме и даже выше с учетом того, что такой производитель позволяет экономить на инвестициях в строительство новых мощностей.

Совершенно очевидно, что в России в силу её природно-климатических и исторических особенностей придется возвращаться к активному государственному регулированию функционирования и развития электроэнергетики. Созданные и использованные в 90-х годах органы государственного управления электроэнергетики (в том числе Федеральная и региональная энергетические комиссии, антимонопольный комитет) работали плохо, в том числе из-за отсутствия теоретической, концептуальной базы их деятельности. В разделе 2 данной монографии подробно обсуждаются проблемы и теоретические концепции регулирования естественных монополий с акцентом на проблемы управления электроэнергетикой.

2. Переход на конкурентные отношения между специально выделяемыми из ЕЭЭС отдельными производителями и поставщиками электроэнергии. Здесь возможны разные варианты, но мы не будем их в данном разделе обсуждать и сравнивать. Отметим только, что в существующих условиях в электроэнергетике России "рыночное саморегулирование" с неизбежностью ведет к рынку несовершенной конкуренции, где отдельные поставщики могут сильно влиять на ситуацию. Причем используемые олигополистами и олигопсонистами подходы к выбору "наилучшей" с их точки зрения стратегии поведения непредсказуемы, что ведет к неустойчивому функционированию электроэнергетических рынков. Механизмом обеспечения устойчивости

становится сговор в той либо иной форме, что опять также означает создание монополии только в "неестественной" форме

Теория и практика регулирования естественных монополий является хорошо развитыми приложениями экономической науки. Известны проблемы, возникающие при разных способах регулирования, их достоинства и недостатки. В мире накоплен большой положительный опыт обеспечения достаточно эффективного развития и функционирования электроэнергетики в рамках государственного управления.

Теория рынков несовершенной конкуренции пока находится в зачаточном состоянии. Также имеется большое количество сильно идеализированных моделей функционирования олигопольных рынков. Сам факт существования большого количества сильно различающихся моделей олигопольных рынков означает отсутствие точного понимания поведения реальных олигопольных рынков. В какой-то мере сложное состояние дел в теории олигопольных и олигопсонных рынков характеризует материал, представленный в третьей части данной книги.

1.2. Итоги реформирования электроэнергетической отрасли за последние 20 лет: проблемы, пути решения

К началу 2012 г. завершен очередной этап реформирования отечественной электроэнергетики. Выполнены структурные преобразования региональных энергокомпаний, расформировано РАО «ЕЭС России», завершен переходный период в формировании рынков электроэнергии и мощности, созданы независимые компании, образующие инфраструктуру оптового и розничных рынков.

В 2011 г. электроэнергетика работала в новых условиях, когда более 500 независимых хозяйствующих субъектов руководствуются собственной технической и экономической политикой, когда либерализованы цена на оп-

товом рынке, введены новые принципы регулирования тарифов и формирования инвестиционных программ в сетевом секторе.

Итоги работы электроэнергетики в последние годы дают пищу для обсуждения и анализа успехов и проблем отрасли. Многочисленные публикации в профессиональных журналах и собрания профессиональной и научной общественности посвящены такому анализу.

Проблемы отечественной электроэнергетики и пути их решения

В опубликованных в 2011 г. критических статьях основное внимание уделено накопившимся проблемам электроэнергетики и их влиянию на другие отрасли экономики. Высказываются резкие заключения, такие как: «Реформа электроэнергетики не привела к достижению ожидаемых результатов ни по одному из основных параметров» [4] или «Проведенная реструктуризация и приватизация в электроэнергетике не получили своего завершения в виде гармонично сочетающихся экономических интересов субъектов электроэнергетического рынка» [5]. Высказаны предложения полностью демонтировать созданную систему рыночных отношений и принять за основу логику реформирования «с чистого листа» [6].

Есть менее радикальные предложения, полагающие, что «не стоит отказываться от базовых положений принятой концепции, но необходимо сделать модель рынка более гибкой в деталях» [7].

Хочется разобраться, все ли так плохо в отрасли и как можно справиться с накопившимися проблемами.

Положительные итоги работы отрасли в последние годы

Как отмечалось 19.12.2011 на заседании правительственной комиссии по развитию электроэнергетики, в последние годы **обеспечен опережающий ввод новых генерирующих мощностей**. Так, в 2011 г. введено более 6 ГВт или 2,72% от суммарной установленной мощности. В 2014 г. в ЕЭС России

введен рекордный объем новых генерирующих мощностей 7,3 ГВт. За 3 последних года средний ежегодный рост генерации составил 2,6%. Это самый высокий показатель отечественной энергетики с 1985 года. В результате установленная мощность электростанций российской энергосистемы в 2014 г. достигла 232,45 ГВт. На Урале и юге России введены в строй энергоблоки на Яйвинской и Среднеуральской ГРЭС, Сургутской ГРЭС-2, Невинномысской ГРЭС. Запущен новый энергоблок на Калининской АЭС мощностью 1 ГВт [8]. Учитывая то, что за 2009-2011 гг. электропотребление росло менее чем на 2% в год, рост генерации обеспечивал устранение региональных дефицитов мощности и давал возможность заменять устаревшее оборудование.

Другим положительным итогом последних лет является **освоение нового**, обладающего более совершенными техническими характеристиками, **генерирующего оборудования**. Наметились признаки возрождения энергомашиностроительного комплекса. Так, освоен выпуск серии газотурбинных установок: ГТЭ-160 (СИМЕНС, ЛМЗ), ГТЭ-110 (завод в г. Николаев, НПО «Сатурн»), ГТЭ-65 («Силовые машины»). Разработана серия малых газовых турбин (до 40 МВт) для котельных. Успешно реализуется программа развития атомной энергетики.

Постоянно совершенствуются правила работы рынков. Постановлениями Правительства от 04.11.2011, № 877 и от 29.12.2011, №1178 внесены существенные изменения в практику работы сбытовых организаций и систему назначения тарифов на электроэнергию и мощность. Утверждены новые Правила работы розничных рынков электроэнергии.

Вместе с тем, в электроэнергетике накопились многочисленные проблемы, отрицательно сказывающиеся на эффективности других отраслей, затрудняющие работу рынков электроэнергии и мощности, сдерживающие обновление генерирующего оборудования и развитие электрических сетей. К таким проблемам относятся следующие очевидные дисбалансы в отрасли.

Несовершенство системы привлечения инвестиций

Недостаточный приток инвестиций и, как следствие, медленное обновление основных фондов объясняется следующими отрицательными факторами.

Плохой координацией инвестиционных программ (федеральных, региональных, отраслевых). Это приводит к дублированию функций в системах электроснабжения и неэффективному использованию вновь сооружаемых объектов. В [9] предлагается проводить общественные слушания для обсуждения инвестиционных программ. Организация таких слушаний приведет к увеличению сроков формирования и утверждения программ. Однако качество программ и заинтересованность общественности в их выполнении повысятся.

Процедуры отбора поставщиков оборудования и подрядчиков не прозрачны. Несмотря на то, что распределительные сети фактически принадлежат государству, и ценообразование в них не носит рыночного характера, ОАО «Холдинг МРСК» формально является коммерческой организацией и не обязано проводить торги на размещение заказов [9]. Это создает условия для злоупотреблений при реализации инвестиционных программ, о которых говорилось в [8].

По результатам проверки закупочной деятельности сетевых компаний цены на оборудование, ремонт и на строительство новых объектов часто оказываются выше рыночных [10]. Резервом для оптимизации закупочной деятельности является консолидация однотипных лотов при обеспечении нескольких программ. Такая координация с объединением заявок позволит получать весомые оптовые скидки от производителей оборудования и материалов [9].

Нет правовых норм привлечения средств потребителей (софинансирования) с закреплением за ними прав собственности. Это относится как к сектору генерации, так и к развитию электрических сетей. Построенные за день-

ги потребителей электрические сети или вложенные в расширение электростанций средства не увеличивают капитализацию компаний-потребителей. За три года (2007-2009) электросетевые организации отказали в технологическом присоединении к сетям новым промышленным потребителям с общей заявленной мощностью 6 млн. кВт по причине «отсутствия технической возможности» [12]. Такие отказы могли бы быть значительно снижены при заинтересованном привлечении средств потребителей.

В системе гарантированной доходности капитала (RAB) низка норма доходности инвестиций (12%). Это недостаточный стимул для инвесторов в долгосрочной перспективе. С учетом выплаты 2-х процентного налога на прибыль, банковские кредиты оказываются убыточными для сетевых компаний. В [4] предлагается норму доходности заемного капитала довести до ставки рефинансирования плюс три процентных пункта. Это облегчит привлечение инвестиций, но одновременно повысит и без того высокий тариф на передачу электроэнергии

Несовершенство долгосрочного рынка мощности не позволяет выявлять потенциально дефицитные регионы, которые остро нуждаются в развитии генерации. Это ведет к недостатку инвестиций, устареванию основных фондов, снижению эффективности производства, увеличению издержек, усилению перекосов и дисбалансов [11].

Сохранение перекрестного субсидирования видов деятельности и групп потребителей

Эффективные рыночные отношения не могут быть построены при существовании перекрестного субсидирования, которое обеспечивает дополнительную тарифную нагрузку на промышленных потребителей, малый и средний бизнес. По данным ФСТ России объем перекрестного субсидирования превышает 160 млрд. руб. в год [12].

Формами перекрестного субсидирования являются:

- Субсидирование населения и приравненных к нему потребителей через регулируемые договоры. Доля регулируемых договоров в 2011 г. составила примерно 20% от общих поставок электроэнергии. Объемы перекрестного субсидирования сильно разнятся по субъектам РФ. Одномоментная отмена субсидирования населения приведет к увеличению тарифов для граждан в 1,5-2 раза, в то время как по остальным потребителям цены снизятся на 9-12% [6].
- Неравномерное распределение регулируемых договоров между поставщиками. Это ведет к неравной социальной нагрузке на генерирующие компании (ГенКо) и неравномерному распределению перекрестного субсидирования между ними.
- Введение «особых условий работы оптового рынка на территории Северного Кавказа и Ставрополья». В конце 2009 г. Правительство РФ своим постановлением установило покупку электроэнергии сбытовыми организациями этого региона по регулируемым договорам. Уровень регулируемых тарифов много ниже свободных оптовых цен в других регионах. Введение особых условий создает перекрестное субсидирование между отдельными территориями.
- Отсутствие дифференциации в распределении сбытовой надбавки между потребителями. Гарантирующие поставщики (ГП) распределяют сбытовую надбавку пропорционально заявленному потреблению. Поскольку сбыт электроэнергии разным потребителям требует разных затрат со стороны ГП, существующая система назначения тарифов приводит к перекрестному субсидированию между группами потребителей.
- Отсутствие методики разделения затрат между выработкой электрической и тепловой энергии. Эта застарелая проблема часто дает плохо обос-

нованной распределение доходов между производством электрической и тепловой энергии в ТГК.

- Ненаказуемость неплатежей оптовых и розничных потребителей. Задолженность сбытовых организаций перед поставщиками на оптовом рынке в 2009-2011 гг. оставалась стабильной и лежала в пределах 21-34 млрд. руб. Задолженность конечных потребителей перед сбытовиками на розничном рынке растет: в 2009 г. она составляла 90 млрд. руб., а в 2011 г. выросла до 152 млрд. руб.[13]. Задолженность копится за счет долгов управляющих компаний ЖКХ, за счет умышленного банкротства предприятий с целью неоплаты долговых обязательств [13].

Низкое качество государственного регулирования

Сложность изложения нормативно-правовых документов (основных положений, регламентов, методических указаний) приводящая к сложности восприятия сути документов, разным толкованиям одних и тех же положений, судебным искам;

Отсутствие регулирования цен на топливо в рамках аффилированных структур. В отечественной электроэнергетике происходит процесс консолидации активов. Образующиеся в ходе слияний и поглощений компании одновременно владеют генерацией, сбытом, топливо-добывающими и топливо-снабжающими предприятиями [14]. Поставщики топлива действуют в интересах «своей» генерации, нанося ущерб другим генерирующим компаниям (ГенКо). Вертикальное объединение генерации и поставок топлива ведет к искажениям цен на топливо, что отражается на ценах на электроэнергию на розничном рынке.

Низкая дисциплина платежей, выполнения инвестиционных программ, сроков подключения потребителей к сетям, соблюдения технических требований. Отсутствие должного контроля со стороны государственных структур

(ФАС, ФСТ, МинЭнерго, региональных правительств) снижает ритмичность и эффективность работы отрасли.

Высокая доля недекларируемой прибыли за счет «непрозрачных» схем компенсации затрат, вывоза капитала, коррупционных выплат. Преодолеть противоправные отношения в отрасли возможно за счет дальнейшего открытия информации в энергокомпаниях и расширения общественного контроля над их деятельностью.

Несовершенство оптового и розничных рынков

Концентрация собственности в генерации, сбыте, топливоснабжении ухудшает конкурентный климат. Закон «Об электроэнергетике» и антимонопольное законодательство ограничивают концентрацию генерирующих мощностей в ценовых зонах оптового рынка. Но монополизм поставщиков может проявляться не в ценовых зонах, а в зонах свободного перетока мощности. В настоящее время в 27 из 29 зонах свободного перетока превышен 20%-ный предел доминирования в генерации [15]. Согласно антимонопольному законодательству такие зоны должны регулироваться, но эти требования не выполняются. Действующий оптовый рынок электроэнергии и мощности представляет собой скоординированную олигополию.

Не существуют механизмы «вытеснения» с рынка неэкономичных электростанций. Для убыточных поставщиков ФСТ устанавливает «индивидуальные» цены. Для решения этой проблемы в [6] предлагается поручить Системному оператору (СО) формировать план выбытия генерирующих мощностей в отношении станций с самым дорогим производством и организовывать конкурсы на замещение мощности на принципах Голландского аукциона. Верхней ценой в аукционе может являться инвестиционная заявка на сооружение электрических сетей для покрытия образующегося дефицита мощности в рассматриваемом регионе.

Отсутствует механизм подачи ценовых заявок для поставщиков, работающих в «вынужденном» режиме (ТЭЦ, АЭС). Такие поставщики загружаются вне зависимости от их переменных затрат. Складывающаяся на рынке равновесная цена может быть ниже себестоимости производства таких поставщиков. Очевидна необходимость разработки механизмов подачи ценовых заявок ТЭЦ в теплофикационном режиме, что приведет к повышению конкуренции на оптовом рынке между тепловыми станциями.

Отсутствие конкуренции в сбыте. Гарантирующие поставщики являются монополистами на закрепленной территории, как следствие - сбытовые надбавки растут. ГП фактически не стали активными игроками на оптовом рынке в заключении выгодных долгосрочных двусторонних договоров на поставку электроэнергии.

Проблемой в работе розничных рынков остается непрозрачность трансляции стоимости электроэнергии и мощности с оптового рынка на конечных потребителей. Плохо проработана методика оплаты мощности потребителями, использующими одноставочные тарифы на розничном рынке. В итоге потребители могут недоплачивать или переплачивать за фактический объем использованной мощности [16].

Сложность и дороговизна вывода потребителей на ОРЭ. Затраты денег и времени на получение всех необходимых разрешений при присоединении к торговой системе создают реальные барьеры для входа на оптовый рынок. Это относится и к потребителям, желающим строить собственную генерацию.

Несовершенство рынка мощности

Слаба методика формирования ценовых заявок и назначения предельных цен на мощность. Методика не позволяет предприятиям до направления ценовых заявок на согласование в антимонопольный орган точно определить, насколько они экономически оправданы. Отсутствует методика расчета пре-

дельных уровней цен на мощность. Сейчас высока вероятность того, что многие электростанции не смогут компенсировать экономически обоснованные затраты и получить нормальную прибыль [11].

Рынок мощности неконкурентен. Действуют механизмы гарантированного возмещения постоянных затрат ГенКо за счет потребителей. Потребителям фактически «навязывают» договоры на предоставление мощности (ДПМ). Заключать свободные договоры на предоставление мощности или строить свою генерацию потребители практически не могут [16].

Высоки цены на централизованные поставки мощности. Своим постановлением от 13.04.2010, №238 Правительство РФ установило новые, более высокие тарифы на вводимые генерирующие мощности. В итоге по планируемым ДПМ цены в 2 раза выше цен, создаваемой собственной генерации [12]. По ДПМ переплата за киловатт мощности оценивается в 1000 долларов США по сравнению с удельной стоимостью сооружения собственной генерации. Создание собственных генерирующих мощностей обходится в 2 раза дешевле, чем сооружение и реконструкция электростанций генерирующими компаниями [12].

Принятая конструкция ДПМ не предусматривает участие промышленных предприятий в софинансировании строительства генерирующих мощностей с получением прав собственности на создаваемые объекты.

Отсутствуют стимулы развития малой генерации. Высокая эффективность и небольшие сроки строительства ПГУ-ТЭЦ мощностью 10-450 МВт может решить проблему повышения надежности электроснабжения и снижения стоимости электроэнергии. Однако требование для всех источников с мощностью 25 МВт и выше поставлять электроэнергию только на оптовый рынок ликвидирует заинтересованность промышленных предприятий в создании таких мощностей. Это требование обязывает промышленные предприятия покупать свою же электроэнергию, «прогнав» ее через оптовый ры-

нок. При этом потребители вынуждены оплачивать фиктивный транспорт этой электроэнергии по сетям и услуги операторов оптового рынка.

Для стимулирования развития малой генерации необходимо разрешить потребителям подавать на оптовый рынок ценовые заявки с отрицательным объемом потребления, представляющие выдачу излишков своей генерации в сеть [17].

Высокий уровень цен для потребителей

В 2001-2011гг. цены на электроэнергию для конечных потребителей росли, заметно опережая инфляцию. За это время цены выросли: в среднем на 329%, для промышленности на 288%, для сельских потребителей на 554%. Индекс потребительских цен за это время поднялся на 222% [6]. За пять последних лет с 2007 по 2011 цены на электроэнергию выросли в среднем в 2,1 раза.

При этом за 2008-2010 годы рост прибыли от продаж у сбытовых организаций составил 279%, а дивидендные выплаты выросли на 312% [8].

В 2011 средний тариф для населения составил 2,5 руб./кВтч (9 центов США). Для промышленности цены в 1,5 раза выше, чем в США[6]. Рост тарифов в последнее десятилетие подавляет общую экономическую активность в стране, создает проблемы для крупной промышленности, малого и среднего бизнеса. Причинами высоких цен являются:

- Большая доля выработки экономичных станций выводится из общего оборота через прямые договоры. Концентрация генерирующих и сбытовых активов в рамках аффилированных структур дает возможность заключать прямые двусторонние договоры на поставку электроэнергии и мощности по заниженным «договорным» ценам. Такие договоры эквивалентны изъятию экономичной выработки электростанций с оптового рынка. Договоры между аффилированными компаниями снижают конку-

ренцию на оптовом рынке и лишают других потребителей возможности получать экономичную электроэнергию.

Для преодоления этого явления в [17] предлагается вводить антимонопольные ограничения на слияние и поглощение энергокомпаний. Автор [6] предлагает ограничивать ГЭС и АЭС в свободе заключения прямых двусторонних договоров. Определенную часть энергии ГЭС и АЭС предлагается использовать для снабжения населения и приравненных к нему потребителей через регулируемые договоры.

- Опережающий рост цен на услуги естественных монополий. В 2006-2009 тарифы за услуги по передаче электроэнергии выросли почти в 2 раза. Рост выручки холдинга МРСК 92% [9]. Во многих регионах Сибири тариф за услуги по передаче в 2-3 раз превышает цену покупаемой на оптовом рынке электроэнергии [18].
- Слабый контроль за формированием инвестиционных программ сетевых организаций. Рост тарифов за передачу электроэнергии объясняется недофинансированием развития и модернизации электрических сетей в предыдущие годы. Сдерживание роста тарифов возможно за счет более тщательного формирования инвестиционных программ и улучшения контроля за их выполнением, стимулирования снижения операционных расходов.

Есть надежда, что к улучшению качества инвестиционных программ и снижению тарифов на передачу приведет внедрение механизма учета степени загруженности сетевого оборудования. Если ЛЭП или подстанция загружены не полностью, то в тариф должна включаться часть ее стоимости.

- Высокие тарифы для присоединения потребителей к сетям. Методические указания по определению платы за технологическое присоединение к электрическим сетям требуют пересмотра. Необходим индивидуальный подход к назначению тарифов за присоединение потребителей на основе

сметы затрат на проведение необходимых работ. Необходимо установить нормативные сроки выполнения работ по присоединению и вводить штрафы за их превышение.

Помощь в снижении тарифов может оказать сокращение числа мелких сетевых организаций и более строгая регламентация отношений сетевых организаций между собой.

- Рост затрат на электроснабжение из-за перекладывания ответственности за надежность на плечи потребителей. Стараясь сократить штрафы за ущербы от перерывов в поставках электроэнергии, энергосбытовые организации переводят большинство потребителей на вторую и третью категории надежности электроснабжения. Для потребителей этих категорий допускаются относительно длительные перерывы в поставках электроэнергии. Для потребителей первой категории и особой важности в последнее время появилось требование сооружать собственные резервные источники энергии. Такое положение лишает потребителей возможности требовать компенсации понесенных экономических ущербов [12].

Однако, основная электрическая сеть и сети внешнего электроснабжения промышленных предприятий, городов, крупных населенных пунктов всегда строились, исходя из требований электроснабжения потребителей по первой категории с необходимым резервированием оборудования. Тарифы на услуги по передаче учитывают затраты, заложенные в сооружение таких сетей. Требование дополнительного резервирования необоснованно и оборачивается для потребителей существенным удорожанием электроснабжения.

Пути решения проблем

В развернувшейся дискуссии по улучшению состояния отечественной электроэнергетики предлагаются разнообразные пути преодоления проблем. Эти пути условно можно расклассифицировать на три группы.

1. «Мягкий» подход предполагает:

- снижение инвестиционных составляющих в тарифах за услуги по передаче электроэнергии за счет координации инвестиционных программ и контроля за ходом их реализации;
- решить законодательно вопрос о передаче прав собственности соинвесторам;
- ужесточить требования к платежной дисциплине на розничных рынках;
- повысить прозрачность информации в сбытовом секторе. Расширить общественный контроль за деятельностью гарантирующих поставщиков;
- ликвидировать коррупционные схемы движения средств в сетевом и сбытовом секторах;
- ввести индивидуальное тарифообразование за технологическое присоединение к сетям. Устранить противоречия во взаимодействии сетевых организаций при присоединении новых потребителей;
- совершенствовать правила работы рынка мощности за счет детализации методики формирования ценовых заявок и назначения предельных уровней цен на мощность. Практиковать заключение свободных двусторонних договоров на предоставление мощности.

Реализация «мягкого» подхода предполагает устранение очевидных недостатков и наведение элементарного порядка во взаимоотношениях между субъектами отрасли.

2. «Жесткий» подход поддерживает необходимость выполнения мероприятий, предлагаемых в рамках «мягкого» подхода. В дополнение к этим мероприятиям считается необходимым:

- субсидировать тарифы в зонах «с особыми условиями работы оптового рынка» на территории Северного Кавказа и Ставрополя из государственного бюджета;

- запретить заключение прямых договоров на поставки электроэнергии и топлива между аффилированными структурами;
- ввести внутренние цены на газ для отечественной энергетики;
- регулировать прибыль ГЭС и АЭС. Энергию ГЭС и АЭС в первую очередь использовать для регулируемых договоров;
- разрешить совмещение сетевого и сбытового бизнеса в рамках одной компании. Это упростит повышение надежности электроснабжения потребителей, позволит более адекватно рассматривать потери в электрических сетях;
- ликвидировать ценовые зоны ОРЭ. Рынок строить по ЗСП;
- ввести авансовые платежи за электроэнергию, включая население.

Реализация перечисленных мероприятий требует существенного изменения существующего законодательства в области антимонопольного регулирования и электроэнергетики, распределения топливных ресурсов.

3. «Радикальный» подход предлагает воссоздание регулируемого рынка электроэнергии и мощности. Для этого, по мнению авторов [6, 19-21], необходимо:

- вернуться к крупным вертикально интегрированным региональным энергокомпаниям [19]. Деление компаний по видам деятельности нарушает централизованный принцип энергопроизводства [20];
- воссоздать единую управляющую компанию на базе ОАО «ФСК», ОАО «СО УЭС» и НП «Совета рынка». В отличие от РАО «ЕЭС России» такая компания не должна владеть генерирующими активами;
- устанавливать пятилетние и годовые задания по: удельным расходам топлива, удельным потерям электроэнергии, показателям надежности и резервам мощности. Ответственность за работу энергокомпаний и отрасли в регионе и стране персонифицировать;

- вернуться к регулированию цен в генерации. Цены поставляемой электроэнергии и мощности должны соответствовать издержкам производства с получением необходимой прибыли энергокомпаниями;
- отказаться от маржинальных цен на оптовом рынке и перейти к средним ценам по Зонам свободного перетока мощности в рамках модели рынка с Единым закупщиком;
- ввести нормативы затрат для формирования инвестиционных программ;
- создать Государственный фонд развития отрасли с его пополнением за счет инвестиционной составляющей в тарифах потребителей и вливаний из Государственного бюджета.

Электроэнергетика вступила в постреформенный период с ускоренным вводом новых генерирующих мощностей, с оживлением энергомашиностроительного комплекса, с постоянным пересмотром правил работы оптового и розничного рынков. Вместе с тем, перед отраслью стоят многочисленные нерешенные проблемы, отрицательно сказывающиеся как на показателях работы самой отрасли, так и на эффективности экономики страны в целом. Развернувшаяся в последние годы дискуссия об итогах реформирования электроэнергетики с одной стороны анализирует причины и суть существующих негативных проявлений, с другой стороны формулирует возможные пути их преодоления.

Мнения авторов многочисленных публикаций сходятся к выводу о том, что завершившаяся реформа не решила всех ставившихся задач. Перед отраслью и государственными регулирующими органами стоят серьезные проблемы в сфере повышения инвестиционной привлекательности, внедрения более прогрессивных технологий, повышения экономической эффективности и надежности энергоснабжения, совершенствования структуры субъектов

электроэнергетики и методов управления энергокомпаниями и отраслью в целом.

Если видение и характеристика проблем во многом совпадают у широкого круга специалистов, то представления о путях их преодоления сильно различаются.

Принципиальное разногласие лежит в ответе на вопрос: «Возможен ли конкурентный рынок в электроэнергетике»? Авторы, положительно отвечающие на этот вопрос, считают, что неудачи перехода на конкурентные отношения связаны со слабой готовностью макроэкономической (внешней) среды, отсутствием условий для внедрения конкурентного рынка в самой отрасли, идеализацией «рыночного» поведения хозяйствующих субъектов и игнорированием технологической специфики отрасли. По мнению сторонников конкурентных отношений «не стоит отказываться от базовых положений принятой концепции, но необходимо сделать модель конкурентного рынка более гибкой в деталях».

Противники свободной конкуренции считают, что процесс производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии представляет собой единый централизованный технологический комплекс. Дробление энергокомпаний по видам деятельности ведет к разрыву этого комплекса. Для эффективной работы комплекса необходимо воссоздание вертикально-интегрированных энергокомпаний и возвращение к полностью регулируемому рынку электроэнергии и мощности. Цены на электроэнергию и мощность поставщиков должны устанавливаться регулирующим органом из расчета компенсации обоснованных затрат и получения необходимой прибыли. На регулируемом рынке следует отказаться от маржинального принципа ценообразования. Тарифы для покупателей должны быть средневзвешенными по зонам свободного перетока мощности. Финансирование развития электроэнергетики должно осуществляться из государственного фонда, формируемого за счет инвестиционной составляющей в тарифах [20].

Выбор разумного сочетания двух подходов требует продолжения аналитической работы. Предлагаемые пути преодоления проблем должны соответствовать складывающимся условиям в стране, направлениям и темпам развития рыночных отношений в национальной экономике.

1.3. Проблема развития генерирующих мощностей

Теоретическое обоснование либерализации электроэнергетики было выполнено в исследованиях Р.Бона, М. Караманиса и Ф. Швеппе по спотовым рынкам электроэнергии [22, 23]. В указанных работах доказывалось, что на полностью либерализованных электроэнергетических рынках (ЭЭР) должны формироваться ценовые сигналы, обеспечивающие их эффективную работу. В частности, в [23] рассматривались теоретические основы оптимального инвестирования в условиях спотовых рынков на электроэнергию. При этом на рынке идет торговля только одним товаром – электроэнергией. Такие рынки в англоязычной литературе получили название «energyonlymarkets» – «чистые рынки электроэнергии» (ЧРЭ).

Указанными авторами установлено, что формирование равновесных цен на спотовом рынке электроэнергии на основе предельных затрат в отсутствие ограничений на производственные мощности позволяет участникам рынка (продавцам и покупателям энергии) эффективно функционировать. Если на рынке возникает ограничение на генерирующие мощности, то равновесная цена возрастает, превышая предельные затраты. Такое превышение называется инвестиционной премией. При достижении инвестиционной премией величины, достаточной для окупаемости вложений, на рынок приходят инвесторы, которые вводят новые мощности, позволяющие увеличить предложение на рынке, в результате чего цена на электроэнергию снижается. Процесс развития генерирующих мощностей в условиях спотового рынка электроэнергии в категориях микроэкономики был проанализирован в [24].

В начальный период либерализации указанные теоретические положения были широко распространены, и считалось общепризнанным, что сектор генерации электроэнергии должен быть полностью оставлен на откуп рыночным силам и не подвержен каким-либо регулирующим воздействиям, в том числе в сфере развития и инвестирования [25]. Однако после энергетического кризиса в Калифорнии, многие специалисты стали осознавать, что для устойчивого развития электроэнергетики в условиях рынка необходимо создание специальных механизмов, стимулирующих своевременное и сбалансированное (как по общему объему, так и по территориальному размещению и типам электростанций) развитие генерирующих мощностей [26-30].

Необходимость использования таких механизмов обусловлена тем, что в силу ряда особенностей электроэнергетики, таких, как слабая эластичность спроса на электроэнергию, краткосрочность ценовых сигналов для инвесторов, запоздавшая реакция рынка на возникновение ограниченности производственных мощностей, значительный временной лаг между принятием решения о строительстве новой электростанции и вводом ее в эксплуатацию и др., ЧРЭ не позволяют обеспечить устойчивое развитие генерирующих мощностей [24,31-33]. Энергетический кризис в Калифорнии, который, хотя и не является «чистым» примером, поскольку там сказались дополнительно такие факторы, как погодные и гидрологические условия (высокая температура, приведшая к росту летнего максимума нагрузки, и низкая приточность воды к ГЭС в соседних штатах, что снизило возможности получения энергии), манипуляции продавцов на рынке и др., тем не менее, подтверждает это [32].

К настоящему времени в разных странах сформировались различные механизмы развития генерирующих мощностей. Так, на северо-востоке США в энергообъединениях PJM, New England, NewYork функционируют рынки мощности, а в таких странах, как Испания, Ирландия, Перу, Иран, Южная Корея используется плата за мощность. Она применялась ранее и в Великобритании. В Скандинавии, Канаде, Австралии, Великобритании, Новой Зе-

ландии, хотя и действует ЧРЭ, регуляторам дано право проведения тендеров на поставку электроэнергии или заключения договоров на строительство новых источников для покрытия ожидаемого дефицита генерирующих мощностей. В Бразилии, Чили и Колумбии получили распространение аукционы долгосрочных контрактов электроэнергии. В то же время в ряде стран и штатов США сохранились вертикально-интегрированные электроэнергетические компании, где осуществляется традиционное планирование развития генерирующих мощностей и электрических сетей.

В России, которая проделала аналогичный зарубежным странам путь в осмыслении роли регулирования и использования специальных механизмов развития и инвестирования генерирующих мощностей, были сформированы подобные механизмы, включенные в систему управления развитием электроэнергетики страны.

Система управления развитием электроэнергетики России

Задача создания системы управления развитием электроэнергетики поставлена в Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации (РФ) на период до 2020 г., утвержденной в 2008 г. [34]. К этому времени отдельные элементы данной системы уже существовали. В частности, регулярно разрабатывались Энергетическая стратегия России, Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики и другие директивные документы, намечающие перспективы развития отрасли. Была создана в первоначальном варианте нормативная база механизма гарантирования инвестиций (МГИ), однако он не применялся. Следует отметить, что целевое видение системы управления развитием электроэнергетической отрасли, а также пути ее создания в Концепции не определены. В результате формирование этой системы проходит в определенной степени стихийно, что приводит к возникновению проблем при ее функционировании.

В системе управления развитием в известной мере сохраняются принципы системного подхода [35], что обусловлено необходимостью учета физико-технической целостности электроэнергетических систем (ЭЭС). Прежде всего, имеется в виду иерархическое построение системы управления (рис. 1.3.1) [36]. На верхнем уровне иерархии этой системы разрабатываются государственные федеральные и региональные программы, стратегии и схемы развития электроэнергетики и ее подотраслей, нацеленные на максимизацию социально-экономической эффективности отрасли в рамках топливно-энергетического комплекса (ТЭК), экономики страны и ее регионов. На нижнем уровне системы управления создаются инвестиционные программы и проекты энергокомпаний, отражающие частные интересы многочисленных субъектов хозяйствования, таких как генерирующие, сетевые, сбытовые компании.

Для согласования указанных документов на верхнем и нижнем уровнях и, соответственно, согласования общеотраслевых и общегосударственных интересов с интересами энергокомпаний и обеспечения необходимого ввода мощностей внедряются механизмы развития, призванные разрешать возникающие противоречия в процессе развития электроэнергетической отрасли. В частности, к ним относятся договоры на предоставление мощности (ДПМ) [37], механизм гарантирования инвестиций [38] и долгосрочный рынок мощности (ДРМ) [39].

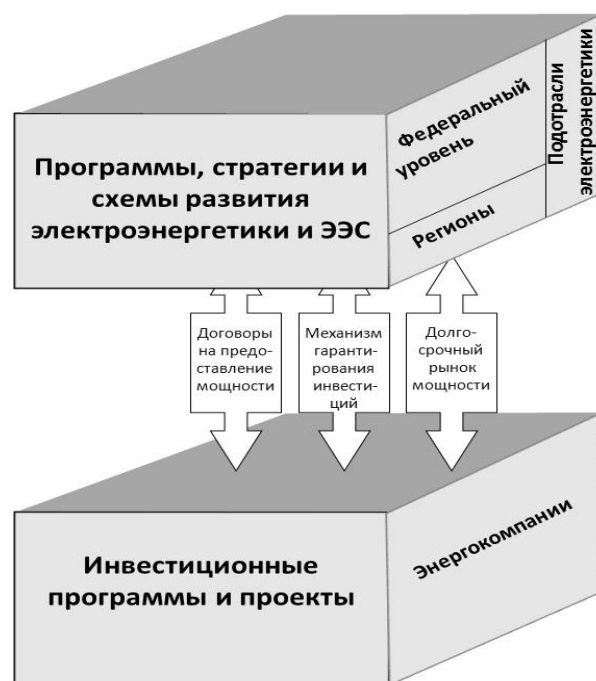


Рис. 1.3.1. Система управления развитием электроэнергетики России

Следует отметить, что для комплексного рассмотрения системы управления развитием электроэнергетики, помимо указанных элементов, также необходим анализ отраслевых и межотраслевых органов управления и регулирования (Минэнерго, Минэкономразвития, Федеральной службы по тарифам (ФСТ) и др.), их полномочий в части развития электроэнергетики, информационных взаимосвязей, решаемых ими задач, обосновываемых и принимаемых решений. Выполнение такого комплексного анализа является достаточно сложной задачей. Поэтому пока проведен первоочередной анализ системы управления развитием электроэнергетики с рассмотрением ее элементов, представленных на рис.1.3.1. При этом указанные выше управляющие и регулирующие органы и их роль в развитии электроэнергетики также частично рассматриваются.

Система государственных документов, определяющих развитие электроэнергетики

В рамках системы управления развитием электроэнергетики России предусматривается разработка ряда документов, регламентированных Постановлением Правительства № 823 [40]. К ним относятся:

- 1) генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на 15 лет с корректировкой каждые три года;
- 2) ежегодно уточняемая схема и программа развития Единой энергосистемы (ЕЭС) РФ на семилетнюю перспективу;
- 3) схемы и программы развития электроэнергетики субъектов РФ на пятилетний период с ежегодной корректировкой и утверждением.

Данные схемы и программы базируются на Энергетической стратегии РФ, определяющей основные направления развития ТЭК и формирующих его отраслей для страны и ее регионов. Помимо указанных документов, перспективы электроэнергетики определяют долгосрочные целевые программы развития ядерной энергетики, гидроэнергетики, электростанций, использующих возобновляемые энергоресурсы, сценарные условия развития электроэнергетики РФ, территориальные энергетические стратегии и программы, инвестиционные программы и проекты энергокомпаний и другие.

Указанные документы в целом образуют территориально-технологическую иерархическую систему, которая охватывает, с одной стороны, подотрасли, формирующие электроэнергетику (атомная, гидравлическая и тепловая энергетика, электросетевое хозяйство), с другой, – ЭЭС на разных территориальных уровнях иерархии (Единая энергосистема – ЕЭС России, объединенные энергосистемы – ОЭС, районные энергосистемы – РЭС), (см. рис.1.3.1). Кроме того, данная иерархическая система в неявном виде учитывает временную координату, поскольку разные документы разрабатываются для разных временных горизонтов планирования: от нескольких лет до нескольких десятков лет.

Внедряемые в настоящее время в России механизмы развития призваны, по мнению их разработчиков, согласовать действия отдельных энергокомпаний с требованиями системной эффективности. Эти механизмы рассматриваются ниже.

Договоры на предоставление мощности

Механизм ДПМ рассматривается как временный, призванный обеспечить развитие электростанций до запуска ДРМ, а также в начальный период его работы. Он был предложен Минэкономразвития и РАО «ЕЭС России» с целью гарантирования реализации инвестиционной программы РАО до 2012 г. после прекращения его существования [37]. Образованные на базе генерирующих активов РАО «ЕЭС России» оптовые и территориальные генерирующие компании (ОГК и ТГК) и их новые собственники (инвесторы) обязывались обеспечить вводы генерирующих мощностей на конкретных энергетических объектах согласно указанной программы.

Для этого РАО «ЕЭС России» заключало акционерные соглашения с инвесторами, а также договор с генерирующими компаниями (ГК) о предоставлении мощности. Необходимость дополнительного заключения ДПМ была вызвана тем, что существующее российское законодательство не позволяет использовать акционерное соглашение как инструмент гарантий со стороны инвестора в части выполнения им своих инвестиционных обязательств [37]. Указанные выше гарантии давало только заключение ДПМ. Предложенная договорная конструкция, как предполагалось разработчиками, позволяла обеспечить выполнение инвестиционной программы. При этом, если инвестор срывает сроки ввода новых мощностей, то к нему применяются штрафные санкции.

В ДПМ также предусматривался и ряд смягчающих условий [37]. Среди них: а) возможность сдвига ввода мощностей на срок до одного года при возникновении не зависящих от компании обстоятельств; б) гарантии гене-

рирующим компаниям, что построенная ими в рамках механизма ДПМ мощность будет покупаться Центром финансовых расчетов (ЦФР), который является дочерней структурой Администратора торговой системы (АТС); в) возможность замены инвестором одного объекта другим; г) в случае снижения темпов либерализации электроэнергетических рынков ГК имеют право отказаться от своих обязательств по выполнению инвестиционной программы. Кроме того, введены ограничение предельного размера штрафов и некоторые другие, благоприятствующие ГК условия.

В рамках механизма ДПМ в качестве источника инвестирования вводов новых мощностей (наряду с заемными и собственными средствами) предусматривается использование доходов от дополнительной эмиссии акций ГК. Однако в условиях финансово-экономического кризиса указанные источники инвестиций фактически отсутствуют. Поэтому многие ГК пересмотрели свои инвестпрограммы в сторону сокращения [41]. В 2009-2010 гг. Правительство РФ неоднократно высказывало претензии к ГК по исполнению инвестпрограмм. Кроме того, обнаружилось юридическое несовершенство механизма ДПМ. В результате этот механизм был модернизирован и оговорены новые сроки ввода генерирующих мощностей и штрафные санкции. Предусмотрены повышенные выплаты за мощность, которые в течение 15 лет должны компенсировать инвесторам большую часть их вложений.

Новые ДПМ имеют две части. Во-первых, - это агентские договоры, заключаемые ГК с ЦФР, который проводит взаимные расчеты по обязательствам участников оптового рынка. Во-вторых, они включают договоры ЦФР с покупателями на поставку мощности. Сторонами агентского договора также являются АТС, который организует работу оптового энергорынка, Совет рынка и Системный оператор (СО) ЕЭС.

9 ноября 2010 г. завершился процесс подписания агентских договоров ГК [42]. В этих договорах предусмотрена жесткая система отчетности ГК на

всех этапах строительства. В случае ее нарушения вводятся штрафные санкции.

Новая юридическая конструкция ДПМ предписывает использование по назначению целевых средств, полученных от допэмиссий. Для безусловного выполнения ГК своих обязанностей в рамках Правил оптового рынка и ДПМ предусмотрены способы возврата полученных средств за счет жесткой системы ответственности.

В соответствии с ДПМ, ГК взяли на себя обязательства по строительству новых генерирующих мощностей в общем объеме около 25 ГВт и вводу их в эксплуатацию в течение 5-7 лет. Всего в рамках договорной компании по ДПМ заключено более 30 тысяч договоров, в которых совокупный объем денежных средств оценочно составил около 3 триллионов рублей [43].

Механизм гарантирования инвестиций

Механизм гарантирования инвестиций был введен в действие Постановлением Правительства РФ № 738 от 7 декабря 2005 г. [44]. Согласно этому Постановлению МГИ обеспечивает привлечение инвестиций и строительство новых электростанций и дополнительных энергоблоков на существующих станциях, необходимых для формирования перспективного технологического резерва мощностей (ПТРМ) для производства электроэнергии в ЕЭС России и изолированных территориальных ЭЭС. Согласно Постановлению, действие МГИ первоначально было рассчитано на период до 2010 г., а объем сооружаемых с его использованием мощностей составлял 5 ГВт. Специфика МГИ [45] состоит в том, что инвестор вкладывает свои деньги под гарантию, предоставляемую ему Системным оператором в виде обязательства по оплате услуги по формированию ПТРМ. Предполагается, что МГИ привлечет инвесторов и обеспечит возврат им вложенных средств на тех территориях, где сложившиеся условия инвестирования не могут обеспечить возврат и достаточную доходность вложенного капитала.

Инвестиционные проекты для строительства в рамках МГИ отбираются в результате открытого конкурса, к участию в котором допускаются любые субъекты предпринимательской деятельности [45]. При этом проекты, подаваемые на конкурс, должны удовлетворять ряду требований. Они относятся к величине коэффициента полезного действия генерирующих объектов, экологическим характеристикам их работы, диапазонам и скорости изменения мощности для участия в регулировании частоты электрического тока в ЭЭС, использованию новейших технологий. До начала конкурса Минэнерго и ряд других уполномоченных органов определяют величину необходимой установленной генерирующей мощности каждого инвестиционного проекта, их территориальное расположение, сроки строительства и ввода в эксплуатацию.

Из представленных на конкурс инвестиционных проектов, удовлетворяющих указанному выше требованиям, отбирается проект с наименьшей стоимостью.

Реализация и оплата отобранного инвестиционного проекта осуществляется на основании договора, заключаемого исполнителем соответствующего проекта с организатором конкурса и СО (в технологически изолированных ЭЭС – с соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления). Проект реализуется за счет собственных средств инвестора, либо заемных. Возврат инвестированных средств производится за счет платы за услуги по формированию ПТЭРМ, взимаемой с потребителей. Возврат средств происходит в период, с начала ввода в эксплуатацию объекта (либо после ввода на полную мощность) и до окончания срока договора.

Оплата услуг по формированию ПТЭРМ осуществляется с учетом фактического выполнения исполнителем инвестиционного проекта обязательств по поддержанию построенных генерирующих объектов в состоянии готовности в течение периода времени, определенного условиями договора. В случае неисполнения указанных обязательств, причитающаяся исполнителю инве-

стиционного проекта плата за услуги уменьшается пропорционально разнице между периодом, определенным условиями договора, и фактическим периодом готовности генерирующего объекта.

В опубликованном в июле 2009 г. Постановлении Правительства № 626 МГИ был скорректирован [46]. Отменены ограничения на работу МГИ как по срокам его действия, так и по объемам вводимых мощностей, установленные Постановлением 2005 г. Тем самым МГИ превратился в полноценный постоянно действующий механизм, который может компенсировать «провалы» электроэнергетического рынка. При этом сохраняется вспомогательная роль МГИ, как дополняющего ДРМ.

Согласно скорректированным в 2009 г. правилам, на конкурсы могут представляются проекты генерации мощностью не более 660 МВт (в том числе, если объект состоит из двух или более блоков). В случае, если речь идет о строительстве дополнительного блока на уже действующей площадке, его мощность не может быть больше 500 МВт. При этом на конкурс не могут быть выставлены проекты ОГК и ТГК, обязательства по реализации которых закреплены в ДПМ.

Таким образом, законодательно-нормативная база для эффективного функционирования МГИ разработана, и он может быть задействован для реализации электроэнергетических проектов, имеющих важное социально-экономическое значение. Первым из таких проектов может стать строительство до 2015 г. электростанции мощностью 600-660 МВт в Тарко-Сале Ямало-Ненецкого автономного округа [47].

Долгосрочный рынок мощности

Постановление Правительства РФ № 238, утверждающее ценовые параметры ДРМ на переходный период [48], в совокупности с Постановлением Правительства РФ № 89 «О некоторых вопросах организации долгосрочного

отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности)» [39] определяют правила функционирования ДРМ.

По мнению разработчиков ДРМ выступает основным механизмом развития и его введение позволит решить ряд задач, важных для развития как электроэнергетики, так и экономики страны в целом. К основным из них относятся: I) обеспечение долгосрочной надежности (предупреждение дефицита в энергосистеме); II) минимизация совокупной стоимости электроэнергии и мощности для потребителей; III) создание наиболее эффективной структуры генерации; IV) формирование региональных ценовых сигналов для развития генерации, потребления и сетей; V) повышение инвестиционной привлекательности отрасли через обеспечение долгосрочных гарантий поставщикам; VI) стимулирование инвестиций в создание и модернизацию основных фондов.

ДРМ вводится на территориях, объединенных в ценовые зоны оптового рынка: первая зона – Европейская часть России и Урал, вторая зона – Сибирь. Ценовые зоны разбиваются на зоны свободного перетока (ЗСП) – территории, на которых отсутствуют существенные ограничения на передачу мощности. Для целей торговли мощностью также устанавливаются планируемые ограничения поставок мощности между ЗСП.

Предварительно СО проводит аттестацию генерирующего оборудования, в результате которой для этого оборудования устанавливается предельный объем поставки мощности на оптовый рынок. Аттестация выполняется по параметрам, предусмотренным условиями договора, по которому поставщик осуществляет продажу мощности. При не соответствии одного или нескольких параметров предельный объем поставки мощности такого генерирующего оборудования устанавливается равным нулю (оборудование признается неаттестованным).

В основе ДРМ лежат конкурентные отборы мощности (КОМ), ежегодно проводимые на четыре года вперед [49]. Первоначально намечалось, что с

2011 г. долгосрочные КОМ будут проводиться ежегодно до 1 декабря текущего года. При этом период поставки мощности по итогам отборов начинается с 1 января года, наступающего через 4 года после проведения такого КОМ.

Спрос на мощность для проведения долгосрочного КОМ определяется в соответствии с приказом Министерства энергетики РФ №431 «Об утверждении Положения о порядке определения величины спроса на мощность долгосрочного КОМ» [50]. При этом СО учитывает ожидаемую нагрузку потребителей, необходимый резерв (плановый коэффициент резервирования мощности), недоиспользование мощности и ее экспорт.

Поставщики для участия в КОМ подают ценовые заявки на продажу мощности, формируя функцию предложения. В цене мощности закладывается возврат инвестиций в новый объект в течение 15 лет. Объем мощности, который требуется отобрать на год поставки по результатам КОМ, определяется как разница годового объема спроса на мощность и объема мощности, который должен поставляться на оптовый рынок в соответствующем году по ДПМ, МГИ и договорам купли-продажи мощности новых атомных и гидравлических электростанций (АЭС и ГЭС).

Мощность новых АЭС и ГЭС продается по договорам, аналогичным ДПМ, со следующими особенностями:

- цену на мощность для АЭС и ГЭС устанавливает ФСТ России, при этом должны быть учтены выручка от продажи электроэнергии и объем средств, полученных в рамках целевых инвестиционных средств или инвестиционной составляющей тарифа;
- срок действия договоров, по которым продается мощность новых АЭС и ГЭС, – 20 лет при расчетном сроке окупаемости – 30 лет.

Если объем мощности, отобранный по итогам долгосрочного КОМ в какой-либо ЗСП, не обеспечивает перспективный спрос на мощность, то проводится дополнительный отбор инвестиционных проектов строительства но-

вых или модернизации действующих генерирующих объектов разного типа. Цена мощности таких объектов не может превышать цены мощности генерирующих объектов, расположенных в той же ЗСП, продаваемой по ДПМ [39]. Также предусматривается процедура корректировочного конкурентного отбора с целью уточнения объема мощности, подлежащей покупке на оптовом рынке в последующие годы до начала каждого периода поставки мощности по результатам долгосрочных КОМ [39].

После проведения отбора при выявлении Федеральной антимонопольной службой России (ФАС) случаев манипулирования ценами возможна отмена результатов конкурентного отбора по решению Наблюдательного совета НП «Совет рынка» и проведения повторного отбора.

По итогам проведения КОМ на оптовый рынок будет поставляться мощность, отобранная на КОМ, определяться цены продажи мощности для каждой ЗСП (как равновесные цены, в которых балансируется спрос и предложение на ДРМ) и заключаются договоры купли-продажи мощности, в которых устанавливаются обязательства сторон по поставке и оплате мощности. Также на оптовый рынок поставляется мощность «вынужденных генераторов» (объектов, не прошедших КОМ, но необходимых по технологическим причинам) и, что уже отмечалось, мощность, в отношении которой заключены ДПМ или договоры купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС, а также вводимая на условиях МГИ.

Конкурентный отбор мощности, например, на 2011 г. проводился в конце 2010 г. В нем приняли участие 388 электростанций в составе 974 генерирующих единиц. В результате по ценовым параметрам было отобрано 288 электростанций общей мощностью 161908 МВт [51, 52].

Проблемы механизмов и системы управления развитием

Основная проблема системы управления развитием электроэнергетики состоит в том, что существует противоречие между государственными феде-

ральными и региональными стратегиями, программами и схемами, с одной стороны, и инвестиционными программами и проектами энергокомпаний, с другой [53]. Первые нацелены на формирование оптимальных планов развития электроэнергетики и ЭЭС в территориальном и отраслевом разрезах, вторые составляются с целью максимизации эффективности отдельных энергокомпаний. Следует отметить, что государственные документы по развитию электроэнергетической отрасли могут выступать в качестве руководящих для энергокомпаний с государственной собственностью, таких как Федеральная сетевая компания, Росатом, РусГидро и некоторые другие. Для частных ГК эти документы, вообще говоря, таковыми не являются, либо являются, но только в той части, которая не противоречит их основному критерию - максимизации прибыли. Планируемая в настоящее время приватизация ряда ГК с государственным участием, в т.ч. РусГидро, ИнтерРАО [54], усиливает указанное выше противоречие и увеличивает разрыв между иерархическими уровнями в системе управления развитием электроэнергетики.

В настоящее время верхний и нижний уровни системы управления развитием электроэнергетики России (см. рис.1.3.1) связаны договорами на предоставлении мощности, в которых энергокомпании обязываются вводить определенные генерирующие объекты в установленные сроки. Таким образом, преемственность государственных программ временно обеспечивается путем их учета в инвестиционных проектах энергокомпаний за счет наложения на последних обязательств по вводу объектов, эффективных с общесистемных позиций. Однако, по мере выполнения этих договоров указанная выше связь разных уровней системы управления развитием исчезнет и опять возникнет разрыв между этими уровнями.

В результате, при многочисленности участников процесса управления и, соответственно, разрабатываемых документов, в отсутствие необходимой взаимосвязи между ними устойчивое развитие и функционирование электро-

энергетики России, а также обеспечение ее энергетической безопасности в новых экономических условиях не гарантируются.

Следует, напомнить, что рассматриваемые механизмы нацелены на стимулирование развития генерирующих мощностей. Электрические сети, как отмечалось, пока в основном находятся в государственной собственности, и их развитие регламентируется соответствующими директивными документами, рассмотренными выше. Однако в настоящее время выдвигаются предложения о продаже электросетевых компаний частным собственникам [55]. В случае реализации таких планов проблема согласования государственных стратегий и программ с интересами частных компаний неизбежно встанет и в электросетевом комплексе.

Среди проблем следует также выделить неэффективное управление и регулирование развития со стороны министерств, ведомств, госкомпаний (Минэнерго, Минэкономразвития, ФСТ, ФАС, Ростехнадзор, Росатом, Федеральная и межрегиональные сетевые компании и др.). Так, требует большей координации развитие генерирующих мощностей и электросетевого комплекса [56]. Причиной возникновения этой проблемы послужили вертикальная и горизонтальная дезинтеграция электроэнергетики, с одной стороны, приватизация производственных мощностей и, соответственно, возникновение множества субъектов хозяйствования и управления в отрасли, с другой.

Кроме того, имеет место несовершенство тарифной политики в РФ и отсутствие эффективной системы контроля за целевым использованием инвестиционной составляющей тарифов, что во многом определяет повышенную стоимость (от 20% до 70%) инвестиционных проектов в электроэнергетике [56].

К насущной проблеме также следует отнести крайне недостаточное инновационное развитие электроэнергетики. Система управления и, в частности, механизмы развития генерирующих мощностей фактически не стимулируют модернизацию и внедрение инновационных технологий в отрасли. С

каждым годом возрастает доля энергооборудования генерирующих и электросетевых компаний, эксплуатируемого за пределами нормативного срока службы, что в целом снижает безопасность и надежность как при производстве, так и при передаче и распределении электроэнергии (мощности) [57].

Необходимо отметить также и следующие проблемные моменты ДРМ. В частности, четырехлетняя перспектива проведения КОМ представляется недостаточной для капиталоемких тепловых электростанций, имеющих длительные сроки обоснования, согласования, проектирования и строительства. До проведения долгосрочного КОМ инвестор должен спроектировать, согласовать и начать строительство объекта, не будучи уверенным в том, что этот объект будет отобран по результатам КОМ. Это увеличивает риски и соответственно ограничивает приход инвесторов на ДРМ.

Выбранные по результатам КОМ объекты, исходя из минимума затрат на мощность (постоянных затрат, включая инвестиционные и эксплуатационные), не обязательно окажутся эффективными с точки зрения совокупных затрат, включающих также и переменные издержки. Кроме того, не очевидно, что в результате проведения КОМ будет обеспечено формирование оптимальной структуры генерирующих мощностей ЭЭС с точки зрения сбалансированности по зонам графиков нагрузки.

В ЗСП отмечается высокая рыночная концентрация, когда на ЭЭР присутствуют несколько крупных энергокомпаний, способных манипулировать ценами [58]. Хотя в ДРМ предпринимаются меры по недопущению манипулирования ценами отдельными ГК, неясно насколько эти меры окажутся действенными. Как показывает зарубежный опыт, рынкам мощности неизбежно присуще проявление рыночной власти [31].

В условиях финансово-экономического кризиса, когда собственные средства ограничены, заемные – дороги, а на длительную перспективу фактически недоступны, гарантий того, что инвесторы придут на ДРМ, нет. В связи с этим, высока вероятность того, что в указанных условиях при прове-

дении долгосрочного КОМ, новых поставщиков будет недостаточно для того, чтобы полностью покрыть спрос даже с учетом дополнительного и корректировочного отборов [59].

Следует отметить, что в условиях нестабильности финансовых рынков и банковского сектора МГИ и ДПМ также будут не в состоянии обеспечивать гарантированное развитие генерирующих мощностей [59].

Совершенствование механизмов и системы управления развитием

Вопросы совершенствования системы управления развитием, а также функционированием электроэнергетики России в условиях ее реформирования и в постреформенный период поднимались, в частности, в [60]. Отмечалось, что в новой рыночной электроэнергетике при ее раздробленности на множество энергокомпаний отсутствуют субъекты, несущие ответственность за обеспечение надежного и экономичного электроснабжения потребителей и развитие энергосистем, функции которых ранее исполняли РАО «ЕЭС России» и региональные АО-энерго. Вместе с тем в настоящее время в структуре ЭЭР появились некоторые элементы, призванные обеспечить адекватность генерирующих мощностей текущим и перспективным потребностям в электроэнергии, включая ДПМ, МГИ и рынок мощности, в том числе долгосрочный.

В целом сформированная система управления развитием электроэнергетики, как представляется, пока полностью не обеспечивает необходимого согласования общественных интересов, заложенных в государственных программах и стратегиях, с частными интересами энергокомпаний, учитываемыми ими при формировании своих инвестиционных программ и разработке инвестиционных проектов.

В связи со сказанным требуется корректировка системы управления и механизмов развития, прежде всего, ДРМ, рассматриваемого на перспективу, как основной. Уже сейчас выдвигаются предложения по совершенствованию

ДРМ. В частности, предлагается изменить роль и функции главного элемента ДРМ – конкурентного отбора мощности. Разработчики нововведений считают, что за КОМом нужно оставить только функции планирования и формирования обязательств поставщиков, что позволит заранее выявить угрозы дефицита мощности и принять меры по его предотвращению. При этом предполагается, что цены будут определяться в рамках свободных договоров на продажу электроэнергии и мощности (СДЭМ), которые должны стать основным способом торговли на ЭЭР [61].

Представляется целесообразным существенно расширить перспективу, на которую проводится КОМ и заключаются договоры, в том числе СДЭМ. Возможно, здесь окажется полезным южно-американский (бразильский, чилийский, колумбийский) опыт, когда двусторонние договора охватывают период до 15-30 лет, что позволяет снизить риски инвесторов, обеспечивая возврат вложенных средств [62]. Кроме того, в указанных странах существует система гарантий покрытия спроса в долгосрочной перспективе. Так, энерго сбытовые компании должны заключить долгосрочные контракты на всю свою потребность в новой мощности. Эти контракты (со стороны поставщиков) должны быть защищены гарантиями достаточности в форме сертификатов гарантированной выработки электроэнергии. Таким образом, гарантируется как потребление, так и поставка электроэнергии на рассматриваемую перспективу. При этом неопределенность будущего спроса учитывается проведением подстроечных аукционов.

Система управления развитием электроэнергетики должна обеспечивать ускоренную модернизацию отрасли на основе масштабного внедрения инноваций. В связи с этим необходимо, обеспечить ее увязку (как в прямом, так и в обратном направлении) с национальной инновационной системой России.

Требуется также совершенствование регулирования (в частности ценового, инвестиционного, налогового), как представляется, с расширением его роли, и улучшение организационной структуры ЭЭР в целом.

Анализ проблем механизмов и системы управления развитием электроэнергетики определяют направления исследований, которые необходимо провести, чтобы обосновать пути решения этих проблем, а также направления совершенствования указанных механизмов и системы управления. Должны быть исследованы:

А) развитие (и функционирование) ЭЭР, созданных в России, учитывая их пространственную распределенность и многопродуктовость, формирующиеся на них горизонтально- и вертикально-интегрированные структуры, а также олигополистический тип конкуренции. Пространственная распределенность предполагает учет территориального распределения генерирующих мощностей и электрической нагрузки, сконцентрированных в узлах, а также связывающих эти узлы электрические сети. Учет многопродуктовости предполагает рассмотрение торговли электроэнергией и мощностью, как основными товарами российского ЭЭР. Горизонтальная интеграция – это объединение активов ГК, которое происходит в настоящее время на российском ЭЭР. Вертикальная интеграция – это слияние ГК с топливными компаниями, с одной стороны, а с другой – со сбытовыми и, возможно, с распределительными компаниями. Оба указанных процесса обусловлены эффектом масштаба и, безусловно, выгодны участникам такой интеграции. Однако, возникающие в результате интегрированные компании становятся доминирующими и, соответственно, получают больше возможностей демонстрировать свое стратегическое поведение (как в краткосрочном разрезе, так и в долгосрочной перспективе) на российском ЭЭР, снижая его эффективность. Указанные интегрированные структуры весьма сложны, претерпевают постоянные изме-

нения и делают организационную структуру ЭЭР еще более сложной, а ее поведение малопредсказуемым;

Б) механизмы развития генерирующих мощностей, включая ДПМ, МГИ и ДРМ, сформировавшиеся к настоящему времени в России, а также, используемые в других странах, как, например, постоянная и переменная плата за мощность и др.;

В) воздействия регулятора на электроэнергетические рынки для повышения их эффективности развития и функционирования. Под регулятором понимается СО, АТС, Минэнерго и Правительство, создающие нормативно-законодательную базу для функционирования и развития ЭЭР. Среди таких мер можно назвать введение верхнего ограничения цены на электроэнергию и мощность, регулирование количества присутствующих на ЭЭР компаний и их максимальной рыночной доли, регламентация требуемых объемов вводов новых мощностей и другие;

Г) «активные» потребители электроэнергии на рынке. В настоящее время потребители в своей массе являются «пассивными» участниками ЭЭР. Однако в ходе реализации инновационной концепции «умных энергосистем» и создания соответствующей измерительной, программно-информационной, коммуникационной и управляющей инфраструктуры, они смогут своевременно реагировать на рыночные цены, улучшая свойства ЭЭР, в частности снижая его олигополизм. Это будет иметь позитивные последствия (в части снижения цен и увеличения поставок электроэнергии), как в краткосрочном плане, так и в долгосрочном отношении при развитии и инвестировании электроэнергетики;

Д) учет распределенной генерации (РГ), получающей все большее развитие. Фактически, для потребителей она является способом повысить эластичность своего спроса на электроэнергию, получаемую от централизованной ЭЭС. Кроме того, в долгосрочном плане РГ позволяет снизить требуемые

вводы централизованных источников электроэнергии и объемы поставок от них на ЭЭР.

Е) разные формы организации ЭЭР. В частности, прежде всего, необходимо исследование сформировавшегося в России двухпродуктового рынка, с краткосрочной и долгосрочной торговлей электроэнергией и мощностью, что отмечалось выше. Кроме того, целесообразно изучение основных форм организации ЭЭР, включая как оптовый, так и розничный уровни торговли, сложившихся к настоящему времени в разных странах мира, учитывая, в том числе вопросы развития и инвестирования.

Для выполнения указанных выше исследований необходима разработка и использование системы равновесных математических моделей электроэнергетического рынка, учитывающие развитие (и функционирование) генерирующих мощностей и электрических сетей, олигополистический характер ЭЭР, торговлю электроэнергией и мощностью, разные формы организации рынка, формирование интегрированных структур, активную роль потребителей, воздействия регулятора, распределенную генерацию.

Модели, подробно учитывающие аспекты функционирования и развития и технические особенности ЭЭС, а также основные черты российского ЭЭР, базирующиеся на подходе Курно и концепции равновесия Нэша, уже разрабатываются в ИСЭМ СО РАН. Это одноузловая и многоузловая однопродуктовые (когда торговля идет одним товаром – электроэнергией) модели [63,64]. Они использовались для исследования вопросов развития электроэнергетики Центрального энергорайона и Европейской секции ЕЭС России в целом и показали свою работоспособность. Имеется возможность их дальнейшего развития для учета перечисленных выше факторов.

Действующая система управления развитием электроэнергетики является иерархической, имеющей территориальный, технологический и временной уровни, в рамках которых взаимосвязаны соподчиненные элементы этой

системы, включающие документы государственного уровня и уровня отдельных собственников, а также механизмы развития.

Входящие в систему управления развитием механизмы ДПМ, МГИ и ДРМ взаимно дополняют друг друга как по времени действия, так и по объемам требуемых вводов генерирующих мощностей. Предполагается, что в условиях нормально функционирующих кредитно-финансовой и банковской систем (в отсутствие финансово-экономического кризиса) данная система механизмов в основном способна обеспечить требуемые по балансу вводы генерирующих мощностей. Вместе с тем, сомнительно, что система сможет обеспечить сбалансированную по зонам графика нагрузки и экономически эффективную с общесистемных позиций структуру генерирующих мощностей. Дополнительно свою негативную роль в этом может сыграть объективно присущее ЭЭР несовершенство, что приводит к формированию олигополий, манипулирующих ценами и объемами производства, снижая эффективность этих рынков. Зарубежный опыт подтверждает это.

В условиях финансово-экономического кризиса ДПМ, МГИ и ДРМ не в состоянии обеспечить устойчивое финансирование строительства и необходимые вводы генерирующих объектов. При этом нужно отметить, что потребности в электроэнергии в кризисный период снижаются, однако в период посткризисного восстановления экономики могут иметь место повышенные темпы электропотребления, что требует новых вводов генерирующих мощностей.

Механизм ДПМ является временным, и по мере выполнения договоров о предоставлении мощности связь между верхним и нижним иерархическими уровнями системы управления развитием электроэнергетики исчезнет и снова возникнет разрыв между государственными федеральными и региональными стратегиями, программами и схемами, с одной стороны, и инвестиционными программами и проектами энергокомпаний, с другой. В результате система управления развитием будет не в состоянии согласовать коммерче-

ские интересы собственников генерирующих компаний с долгосрочными общественными интересами, планами и приоритетами, сформулированными в государственных программах, стратегиях и схемах развития электроэнергетики.

Требуется совершенствование системы управления развитием с тем, чтобы она гарантированно обеспечивала устойчивое, инновационное и эффективное развитие электроэнергетики. В частности, необходима более глубокая детализация этой системы с выделением государственных органов власти, регулирования и контроля, отраслевых министерств и ведомств, рыночных участников, в ведении которых находятся вопросы развития отрасли. Должны быть проанализированы решения по развитию, принимаемые указанными субъектами на разных иерархических уровнях системы управления, и предложены меры по повышению эффективности, улучшению координации и инновационной направленности этих решений.

Для этого необходимо проведение углубленных исследований организационных структур и механизмов развития отрасли и ЭЭР с использованием математического моделирования. В частности, требуются исследования: 1) развития (и функционирования) ЭЭР, созданных в России, учитывая их пространственную распределенность и многопродуктовость, формирующиеся на них горизонтально- и вертикально-интегрированные структуры, а также олигополистический тип конкуренции и распределенную генерацию; 2) механизмов развития генерирующих мощностей, причем не только тех, которые сложились к настоящему времени в России, но и используемых в других странах мира; 3) воздействий регулятора на ЭЭР для повышения эффективности развития и функционирования последних 4) более активной роли потребителей электроэнергии на рынке, которые в ходе реализации инновационной концепции «умных энергосистем» смогут своевременно реагировать на рыночные цены, улучшая свойства ЭЭР; 5) разных форм организации ЭЭР.

1.4 Развитие электрических сетей и рынков электроэнергии

Существующее состояние

Электрические сети в электроэнергетике России в настоящее время имеют следующую, достаточно сложную, организационную структуру[65,66].

Федеральная сетевая компания Единой энергосистемы страны (ФСК ЕЭС) объединяет электрические сети, как правило, напряжением 220 кВ и выше, имеет 8 филиалов магистральных электрических сетей (МЭС), включая 33 предприятия МЭС, 2 дочерних акционерных компаний МЭС.

Холдинг межрегиональных сетевых компаний (МРСК) объединяет распределительные электрические сети напряжением, как правило, 0,3-110 кВ и состоит из 11 крупных распределительных МРСК, несколько мелких РСК, нескольких сбытовых компаний и др.

Есть и другие сетевые компании, не входящие в ФСК ЕЭС или МРСК, осуществляющие распределение электрической энергии на территории отдельных регионов России (Башкирская и Татарская республики, субъекты Российской Федерации на Дальнем Востоке, Иркутская и Новосибирская области, район Норильского энергетического узла). В составе этих сетевых компаний эксплуатируются линии электропередач напряжением 0,3-500 кВ.

Суммарная протяженность воздушных (ВЛ) и кабельных линий (КЛ) электропередач России всех классов напряжений на начало 2010 года составляет в пересчете на одну цепь 2590 тыс. км (см. табл. 1.4.1). Их них системообразующих линий напряжением 220 кВ и выше – 156 тыс. км.

Техническое состояние электросетевого хозяйства России достаточно сложное и характеризуется следующими показателями.

Таблица 1.4.1. Протяженность линий электропередач России на
01.01.2010 (по цепям)

Класс напряжения	Протяженность, тыс. км
ВЛ 220кВ и выше	156,1
ВЛ 35—154 кВ	502,0
ВЛ 0,38—20кВ	1776,9
КЛ 35кВ и выше	2,9
КЛ 0,38—20кВ	152,3
Всего	2590,2

В сравнении с аналогичными по масштабам европейскими энергосистемами в России, в силу в первую очередь больших территориальных размеров регионов потребляющих электроэнергию, электрическая сеть относительно менее развита (менее густая сеть на единицу площади покрываемой территории). Это объективно обуславливает в среднем большие потери электроэнергии при ее передаче.

Электрические сети России в сравнении с сетями европейских энергосистем имеют в среднем меньшую загрузку линий. В тоже время, по уровню аварийности и возрастному составу электрические сети в России близки к аналогичным показателям сетей европейских энергосистем [67].

Отличается электросетевое хозяйство Россия от европейских аналогов в последние годы существенно большей долей инвестиций в сети относительно капитала электросетевых компаний.

При невысокой загрузке линий электропередачи в среднем по всем линиям, межсистемные линии, наоборот, имеют высокую загрузку, и, как правило, в реверсивном режиме. Загружены до предела и некоторые сечения Единой энергетической системы (в режимах максимальной нагрузки потребителей). В режимах минимальной нагрузки потребителей, из-за дефицитов реактивной мощности, имеет место проблема повышенного напряжения на ряде межсистемных линий [65, 66].

На ряде территорий России имеются узкие места в электрической сети с недостаточной надежностью электроснабжения потребителей (энергосистемы Кубани, Тюменской области, системы Приморья и Сахалина, республики Хакасия, и ряда других регионов) из-за роста электрических нагрузок и недостаточности пропускной способности сети.

Электроснабжение отдельных регионов России (Калининградская и Омская области) зависит от других государств.

В последние годы отмечается значительный рост аварий на электрических сетях России. В значительной степени это определяется высоким износом основного электротехнического оборудования электросетевого хозяйства.

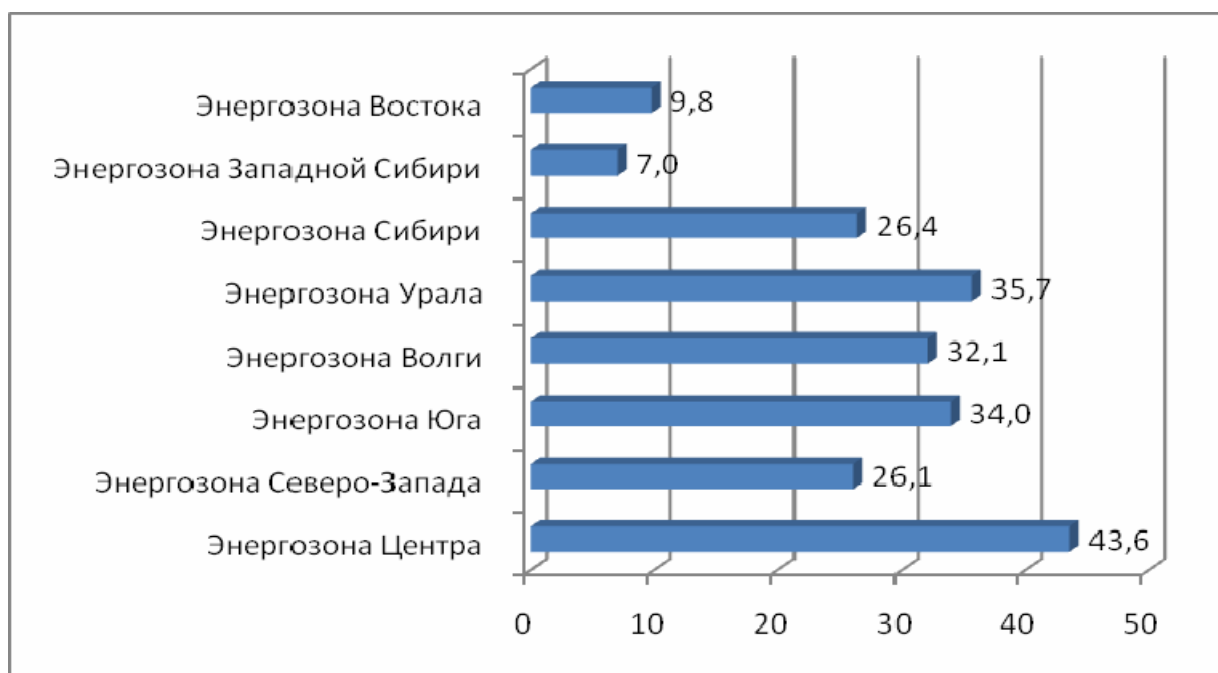


Рис.1.4.1. Структура протяженности (по трассе) ВЛ ЕНЭС, в эксплуатации более 40 лет, %

На рис. 1.4.1 приведена протяженность воздушных линий электропередачи Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) со сроком службы 40 лет и более (в процентах от суммарной протяженности линий) для различных регионов России. В среднем по ЕНЭС доля такого изношенного оборудования составляет 29,3%, в зоне ОЭС Центра она достигает 43,6%.

Средний износ электрических сетей России составляет 50-60%, из них 2-3% находятся в непригодном состоянии.

Проблемы электросетевых компаний

Наряду с проблемами технологического плана, вытекающими из приведенной выше характеристики текущего состояния электросетевого хозяйства страны, имеются и следующие организационные и экономические проблемы, требующие своего разрешения [68, 69].

Прежде всего, следует отметить, что практически все электросетевые компании страны, как естественные монополии, находятся в собственности государства, владеющего, как минимум, контрольным пакетом акций. Все они входят в сферу государственного регулирования тарифов, то есть находятся вне системы конкурентных электроэнергетических рынков.

Эффективность государственного управления сетевым хозяйством весьма низка, что определяет завышенные текущие расходы и инвестиционные затраты (по оценке МРСК капиталовложения можно было бы снизить на 35%).

Обычной практикой являются «откаты», использование подконтрольных организаций с аффилированными лицами. Об этом, в частности, свидетельствуют отчеты Счетной Палаты по проверке деятельности естественных монополий в энергетике, отставка некоторых руководителей МРСК после оглашения длинного списка аффилированных лиц в ходе совещания энергетиков России в конце 2011 года с участием Путина В.В. [71, 72, 73].

В настоящее время, как управляющая компании (электросетевые), так и контролирующие компании (организации регулирующие тарифы, антимонопольные службы) являются государственными. Это приводит к сращиванию их интересов. Результатом такого сращивания является широкое распространение недобросовестного лоббизма, использования административного ре-

сурса в интересах частных лиц и бюрократии, либо политических интересов правящих партий. Принимаемые экономически неэффективные решения оплачиваются, естественно, потребителями электроэнергии.

Ухудшает инвестиционный климат в электросетевом хозяйстве страны и частый пересмотр нормативно-правовой базы функционирования и развития этой сферы экономики (постановлений Правительства, нормативных количественных норм, определяющих уровни регулируемых тарифов на передачу электроэнергии и инвестиционных затрат в электросетевое хозяйство и др.).

В России сегодня установлена сверхвысокая плата за присоединение потребителей к электрической сети, сам процесс присоединения сильно усложнен и затруднен из-за административных барьеров со стороны сетевой компании (диктат сетевой компании). В результате, удельная плата за присоединение потребителей к электрической сети сопоставима (а то и выше) со стоимостью генерирующих мощностей, взимается неоднократно: с потребителей электроэнергии, с генерирующих компаний, при этом собственно развитие сетей финансируется, кроме этой платы, еще и через тариф на передачу электроэнергии. С вступлением в силу новых «Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям» (зарегистрировано 28 ноября 2012 года) эта планка существенно снижена.

В последние годы завершается переход компаний ФСК и МРСК на методику RAB-регулирования тарифа (с гарантированной доходностью капитала). Этот метод широко и успешно используется в европейских странах, что позволило им снизить тарифы на передачу электроэнергии по электрическим сетям. В России после перехода на RAB-регулирование сетевые тарифы, наоборот, выросли. Основная причина такого роста - значительное бесконтрольное увеличение инвестиций в сети, стремление сетевых компаний как можно скорее наверстать отставание в инвестициях, накопившееся за по-

следние 10-20 лет, при отсутствии контроля за необходимостью предполагаемого сетевого строительства. Результатом такой политики является сооружение ряда избыточных электросетевых объектов, практически незагруженных подстанций и электрических линий.

Требуется сравнительный анализ методик формирования расчетных капитальных затрат в инвестиционные проекты развития генерирующих мощностей и электрических сетей. Действующие методические положения определяют существенный дисбаланс во вложениях в генерацию и сети, удельные затраты в сети относительно затрат в генерацию существенно увеличиваются в сравнении со сложившимися ранее пропорциями и практикой строительства объектов, в том числе, за рубежом. Это приводит к расчетной неэффективности развития электросетевого хозяйства в целом.

Важной нерешенной проблемой, мешающей эффективной организации электроэнергетики в целом и электросетевого хозяйства в частности является перекрестное субсидирование тарифов на электроэнергию (тариф «последней мили») – сохраняющийся административный запрет на выход на оптовый рынок крупных промышленных потребителей. В результате, эти потребители вынуждены оплачивать тариф на передачу электроэнергии дважды (на оптовом и розничном рынке электроэнергии).

Требует своего разрешения и проблема растущих в последние годы неплатежей сбытовых компаний, достигающих нескольких миллиардов долларов в год, и существенно ухудшающих финансовое состояние региональных электросетевых компаний.

Изложенные выше проблемы электросетевого хозяйства усугубляются общими проблемами организации рыночной инфраструктуры в сфере электроэнергетики в России.

Проблемы организации электроэнергетических рынков

Среди общих проблем оптового рынка электроэнергии можно выделить следующие проблемы.

В последние годы определилась устойчивая тенденция укрупнения и слияния энергетических компаний. Компании с определяющим государственным участием (ИнтерРАО, РусГидро, РосАтом, Газэнергохолдинг и др.) проводят агрессивную политику укрупнения и расширения, в результате которой увеличивается доля монополизированного сектора в электроэнергетике. Это противоречит основным принципам проводимой в электроэнергетике реформы, снижает уровень конкуренции на рынках электроэнергии, способствует потенциальному сговору производителей и росту цен на электроэнергию для потребителей.

Для снижения влияния монополистов на региональных рынках потребовалось создание множества «зон свободного перетока» на оптовом рынке электроэнергии с целью дополнительного регулирования цен на электроэнергию для нейтрализации монопольного диктата.

Если в среднем по стране уровень монополизма находится еще в допустимых границах, то на региональных рынках электроэнергии диктат монопольных производителей существенен. Так оценка этого уровня по индексу Херфиндаля-Хиршмана, отражающему распределение рыночной власти между субъектами рынка, для первой ценовой зоны в целом (европейская часть страны и Урал) соответствует уровню умеренной концентрации, для второй зоны (Сибирь) – высокой концентрации. Оценка этого индекса по «зонам свободного перетока» показывает, что в 21 зоне из 27 имеется доминирование одного или нескольких поставщиков, а в пяти зонах доминирование соответствует ситуации классической монополии [73].

В последние годы широко распространены ограничения цен на оптовом рынке электроэнергии в «ручном режиме». Вследствие, во многом, монопольного положения государства в электроэнергетике возникает соблазн и

возможность манипулирования ценами на рынке в политических (популистских) интересах. Это становится не исключением, а практикой регулирования. Такая практика ставит электроэнергетические компании в положение заложников политических интересов, переносит на них (с государства) политические риски, что ухудшает инвестиционный климат в электроэнергетике.

В целом искажение цен на рынке за счет искусственного снижения маржинальных цен не дает адекватных сигналов для потенциальных инвесторов в электроэнергетику.

Наряду с «ручным управлением» процесса функционирования электроэнергетических рынков негативно на инвестиционном климате сказываются и частые изменения правил игры на рынках.

Указанная практика свидетельствует о недостаточном антимонопольном регулировании в электроэнергетике, допустившем усиление монополизма на рынках в последние годы.

Долгосрочный рынок мощности в России еще формируется. Требуется его развитие и дальнейшая настройка количественных параметров рынка мощности, обеспечивающих экономически обоснованный уровень поддержки инвестиций в генерирующие мощности. Необходим анализ опыта практического использования различных механизмов рынков мощности в мире, в том числе и опыт стран с отсутствием такого рынка (например, в Австралии) с целью предотвращения опасности избыточного неэффективного инвестирования в генерирующие объекты.

К слабостям существующей организации рыночной инфраструктуры в России следует отнести и крайнюю неразвитость рынков системных услуг и систем страхования ценовых рисков.

Не отлажена еще и система мониторинга состояния рынков в электроэнергетике, отсутствует систематический анализ динамики цен на рынках, нет стройной системы выработки мер по улучшению организации рынков.

Не сложился в России и отлаженный механизм координации инвестиционных программ в генерацию и в сети. Такой механизм должен предусматривать не только организационные меры такой координации, но и разработку комплекса стимулирующих механизмов экономического (рыночного) характера, направляющих потенциальных инвесторов к действиям в «правильном» направлении, обеспечивающем наиболее эффективное развитие электроэнергетики (сочетание методов «кнута и пряника»).

Описанные выше проблемы в организации рынков в электроэнергетике приводят к реальному снижению инвестиционной привлекательности электроэнергетики в целом и электросетевых компаний в частности.

Как указывалось ранее, ключевой проблемой современной российской энергетики является низкий уровень конкуренции на рынках электроэнергии. Ниже, в качестве иллюстрации к этому положению, приведены данные о количественном влиянии конкуренции на цены на электроэнергию.

На рис.1.4.2, по данным «Совета рынка», представлена структура конечной цены на электроэнергию для потребителя (в среднем по России) [74, 75]. Как видно из этого рисунка, в 2010 году доля рынков электроэнергии и мощности в конечной цене составила 53%, оставшаяся часть 47% (в основном сетевой тариф) слишком велика, в мире она составляет порядка 30%.

Как на оптовом рынке электроэнергии, так и на рынке мощности, в настоящее время в значительной степени используются механизмы «ручного» регулирования и ограничения роста цен. А с учетом того, что цена на оптовом рынке электроэнергии зависит от цены на газ, который также регулируется государством, доля конкурентно формируемой цены в конечной цене на электроэнергию составляет, по оценке «Совета рынка» не более 20%.

Таким образом, добиться перехода на, в основном, конкурентное ценообразование в сфере электроэнергетики, из-за не доведенной до логического конца реформы пока не удалось.

Требуется существенное усиление антимонопольного регулирования рынков в электроэнергетике, перелом сложившихся в последние годы негативных тенденций в части усиления роли компаний с государственным участием на рынках в электроэнергетике и волютаристского «ручного управления» ценами на электроэнергию, мощность и сетевыми тарифами.

С учетом сказанного представляются целесообразными следующие направления исследований развития электрической сети:

Развитие электрической сети в России в настоящее время и в перспективе будет происходить в новых изменившихся условиях. Эти изменения определяются следующими моментами.

Ведущей тенденцией, модернизирующей основные принципы построения электрической сети, становится реализация концепции «умные сети» («SmartGrid»), предполагающей широкое использование в практике силовой электроники, интеллектуальных средств управления электрическими режимами, сбора и передачи информации, массовое вовлечение потребителей

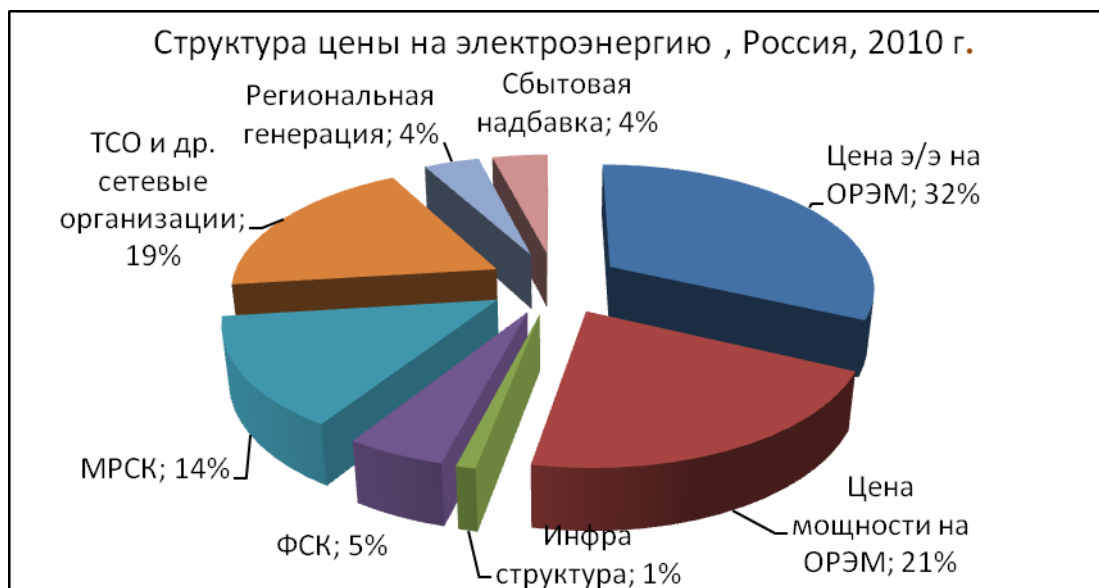


Рис. 1.4.2. Структура цены на электроэнергию, %, электроэнергии в процесс регулирования нагрузки и др.

Определенное влияние на структуру перспективной электрической сети окажет предполагаемое масштабное развитие распределенной генерации, позволяющей, в частности, снизить требования к развитию сети за счет приближения генерирующих источников к потребителям электроэнергии.

Наконец, будет продолжаться территориальное расширение границ Единой энергосистемы страны за счет присоединения изолированных энергосистем.

В технологическом плане электросетевое хозяйства России характеризуется: относительно редкой сетью длинных линий электропередач, в среднем небольшой загрузкой линий при высокой загрузке межсистемных связей и сечений, наличием ряда узких мест в сети с низкой надежностью электроснабжения, большими потерями электроэнергии при ее передаче, большой долей изношенного оборудования (50-60%).

Электросетевые компании находятся в собственности государства, функционируют вне рамок рынков электроэнергии и мощности, сетевые тарифы регулируются государством.

Эффективность государственного управления сетевым хозяйством весьма низка, что определяет завышенные текущие расходы и инвестиционные затраты. Широко распространено недобросовестное лоббирование, использования административного ресурса в интересах частных лиц и бюрократии, либо политических интересов.

К существенным недостаткам в сфере управления сетевым хозяйством можно отнести также: сверхвысокую плату за присоединение потребителей к электрической сети, частый пересмотр нормативно-правовой базы. Во многом указанные проблемы определяются неудовлетворительным состоянием организации электроэнергетических рынков в России в целом.

В последние годы определилась устойчивая тенденция укрупнения и слияния энергетических компаний с государственным участием, в результате

которой увеличивается доля монополизированного сектора в электроэнергетике. Это противоречит основным принципам проводимой в электроэнергетике реформы, снижает уровень конкуренции на рынках электроэнергии, способствует потенциальному сговору производителей и росту цен на электроэнергию для потребителей.

Если в среднем по стране уровень монополизма находится еще в допустимых границах, то на региональных рынках электроэнергии диктат монопольных производителей существенен.

В последние годы широко распространена практика ограничений цен на оптовом рынке электроэнергии в «ручном режиме». В целом искажение цен на рынке за счет искусственного снижения маржинальных цен не дает адекватных сигналов для потенциальных инвесторов в электроэнергетику.

К слабостям существующей организации рыночной инфраструктуры в России следует отнести и крайнюю неразвитость рынков системных услуг и систем страхования ценовых рисков. Не отлажена еще и система мониторинга состояния рынков в электроэнергетике, отсутствует систематический анализ динамики цен на рынках, нет стройной системы выработки мер по улучшению организации рынков.

В результате в электроэнергетике России уровень конкуренции на рынках электроэнергии и мощности весьма низок. Доля конкурентно формируемой цены в конечной цене на электроэнергию составляет не более 20%.

Таким образом, добиться перехода на, в основном, конкурентное ценообразование в сфере электроэнергетики, из-за не доведенной до логического конца реформы пока не удалось.

Требуется существенное усиление антимонопольного регулирования рынков в электроэнергетике, перелом сложившихся в последние годы негативных тенденций в части усиления роли компаний с государственным участием на рынках в электроэнергетике и волютаристского «ручного управления» ценами на электроэнергию, мощность и сетевыми тарифами.

Направления исследований развития электрической сети должны учитывать новые условия развития электроэнергетики, включая переход к концепции «умных сетей», широкое развитие распределенной генерации, рост неопределенности условий развития и функционирования. Требуется разработка системы анализа «узких» мест в электрической сети, как с технической точки зрения, так и в части анализа экономической эффективности развития сети. Нужна разработка финансово-экономических математических моделей развития электросетевых компаний, а также анализ опыта и практики организации корпоративного управления в таких компаниях.

1.5 Составляющие цен на электроэнергию

Российская электроэнергетика с 2003 года движется к дерегулированию генерации и сбыта. Восемь лет реструктуризации электроэнергетики и несколько лет функционирования рынка электроэнергии дают статистическую информацию, по которой можно судить об успехах и дальнейших шагах в реформировании отрасли. Тенденции изменения цен наиболее интересны для подобных оценок. Эта работа посвящена анализу статистической информации о ценах и тенденциях составляющих электроэнергетики, влияющих на конечные цены для потребителей.

Чтобы конструктивно обсуждать результаты дерегулирования электроэнергетики в России необходимо знать, как изменялись суммарное потребление и генерация электроэнергии. На рис. 1.5.1 показан стабильный рост генерации в России в 2000-2008 годах (около 2,1% ежегодно), падение на 4,6% в 2009 году и рост на 4,6% в 2010 году [76, 77].

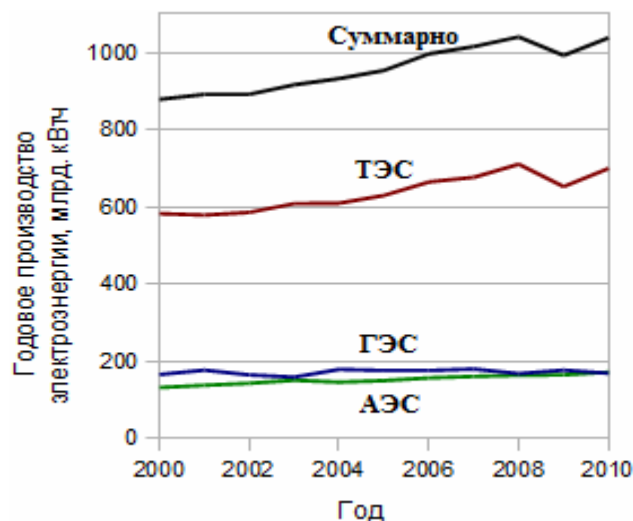


Рис. 1.5.1. Производство электроэнергии в России в 2000-2010 гг.

Этот прирост потребления был обеспечен в основном приростом генерации на тепловых и, в меньшей степени, на атомных электростанциях. Производство электроэнергии на гидроэлектростанциях оставалось стабильным.

В качестве ориентиров для анализа ценовых трендов будем использовать Индекс потребительских цен (ИПЦ) и Индекс цен на электроэнергию (ИЦЭ), показывающий рост цен на электроэнергию для конечных потребителей. Рис. 1.5.2 показывает изменение этих индексов в 2000-2010. Из рисунка видно, что цены на электроэнергию росли быстрее, чем цены на потребительские товары.

В дальнейшем мы используем две пунктирные линии для обозначения ИПЦ и ИЦЭ на рисунках и диаграммах без дополнительных комментариев. Эти индексы будут приводиться к рассматриваемым показателям и будут показывать как изменился бы показатель, если бы он менялся вместе с индексом.

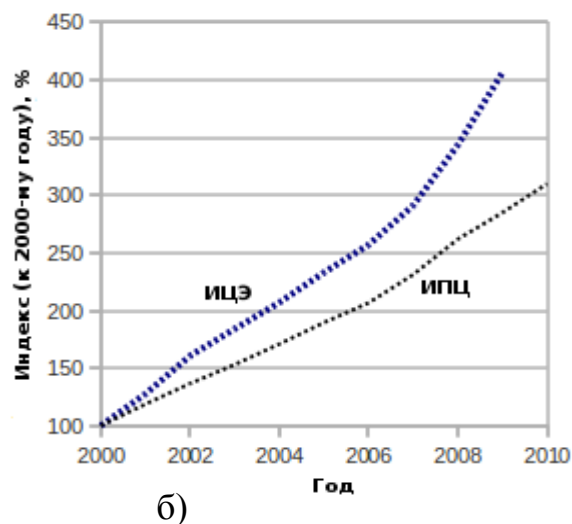
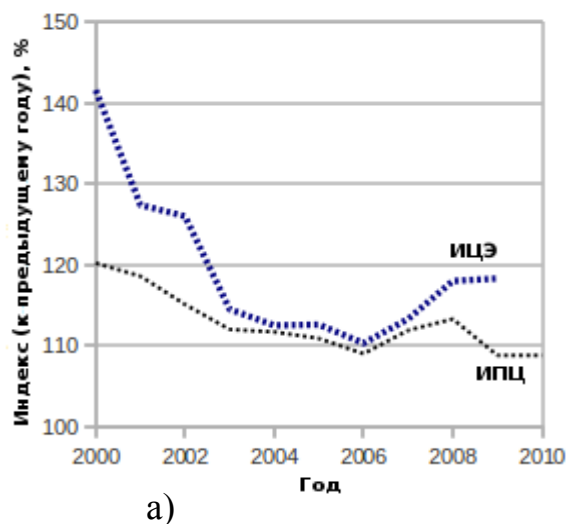


Рис. 1.5.2. Индексы потребительских цен и цен на электроэнергию в 2000-2010. а) Рост к предыдущему году, б) рост к 2000-му году.

В результате дерегулирования генерация электроэнергии и сбыт функционируют как конкурентные отрасли в то время как услуги по передаче и распределению электроэнергии, диспетчерскому управлению и биржа электроэнергии остаются гарантированными монополиями с регулируемыми тарифами.

Цена электроэнергии на оптовом рынке

Крупные потребители с мощностью 20 МВА и больше могут покупать электроэнергию на оптовом рынке. Начиная с сентября 2006 он состоит из трех секторов: долгосрочных двусторонних контрактов, рынка на сутки вперед и балансирующего рынка и географически разделен на две зоны: Европейскую и Сибирскую. Рис. 1.5.3 показывает как изменялись цены рынка на сутки вперед в 2006-2012 годах [77]. Рис. 1.5.3а) показывает колебания цен и тренд для группы точек поставки ОАО Мосэнергосбыт (сплошные черные линии) и средние цены в Европейской ценовой зоне (красная линия). Рис. 1.5.3б) показывает то же самое для ОАО Сибирьэнерго и Сибирской ценовой зоны. Из рисунков видно, что рост цен довольно скромный: оптовые цены для Мосэнергосбыта отстают от индекса потребительских цен, а для Сибирь-

энерго – опережают его на 4,2% в год и приблизительно совпадают с индексом цен на электроэнергию.

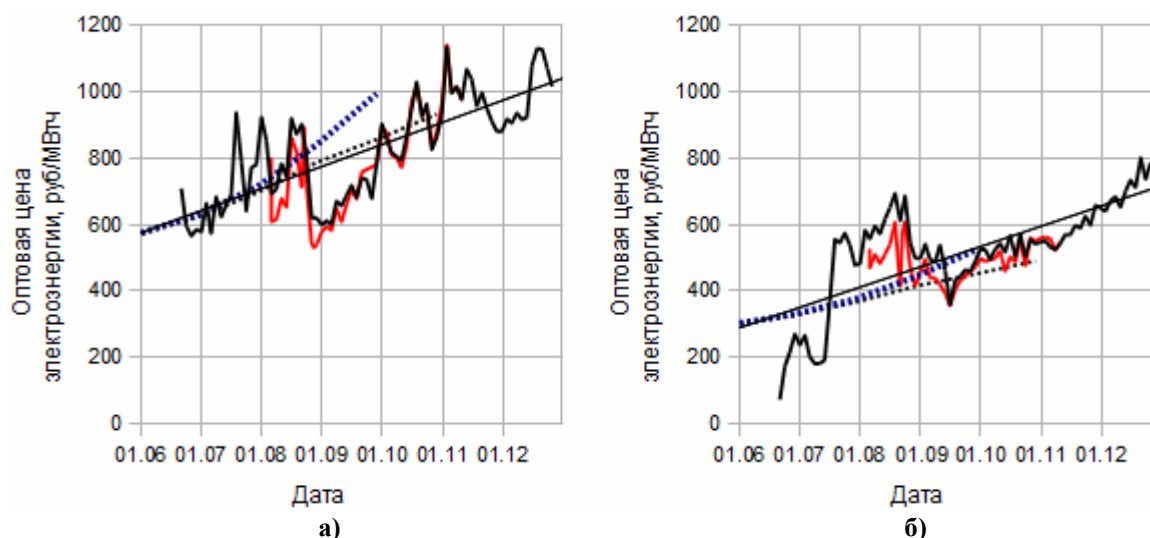


Рис. 1.5.3. Оптовая цена электроэнергии Европейской (а) и Сибирской (б) энергозон.

Цена мощности на оптовом рынке

Оптовые покупатели также приобретают мощность на оптовом рынке мощности, который начал работу в июле 2008 года. Рис. 1.5.4а) показывает цены мощности для Мосэнергосбыта (сплошная черная линия) и среднюю цену и тренд в Европейской ценовой зоне (красные линии). Рис. 1.5.4б) показывает эти же данные для Сибирьэнерго и Сибирской ценовой зоны. Из рисунков видно, что ценовые тренды близки к ИЦЭ, в то время как цены для рассмотренных двух потребителей имеют тенденцию к снижению в 2009-2012.

Поскольку с середины 2008 года электростанции продают фактически два товара — электроэнергию и мощность — отдельные графики цен не позволяют достоверно определить влияние сферы производства электроэнергии на конечные цены для потребителей. Поэтому рассмотрим также динамику удельной выручки (рис. 1.5.5а) и прибыли (рис. 1.5.5б) оптовых генерирующих компаний, рассчитанную как суммарную годовую выручку, разделенную на суммарный годовой отпуск электроэнергии [78-81].

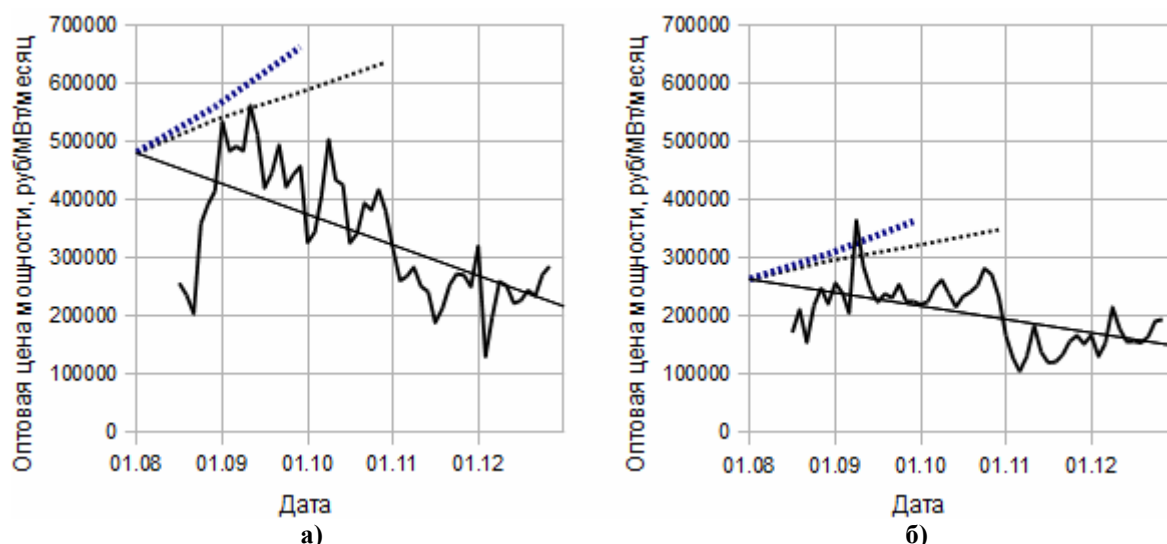


Рис. 1.5.4. Оптовая цена мощности Европейской (а) и Сибирской (б) энергозон.

Из рисунка 1.5.5а) видно, что из четырех рассмотренных оптовых генерирующих компаний быстрее всего росла удельная выручка EON, темпы ее роста приблизительно сопоставимы с темпами роста индекса цен на электроэнергию. Рост удельной выручки остальных ОГК близок к темпам роста индекса потребительских цен. На рис. 1.5.5б) показано, что существенного роста удельной прибыли удалось добиться только EON, у Enel удельная прибыль к 2011 году приблизительно соответствует индексу потребительских цен (экстраполированному). У оставшихся двух ОГК удельная прирост удельной прибыли не покрывает роста инфляции.

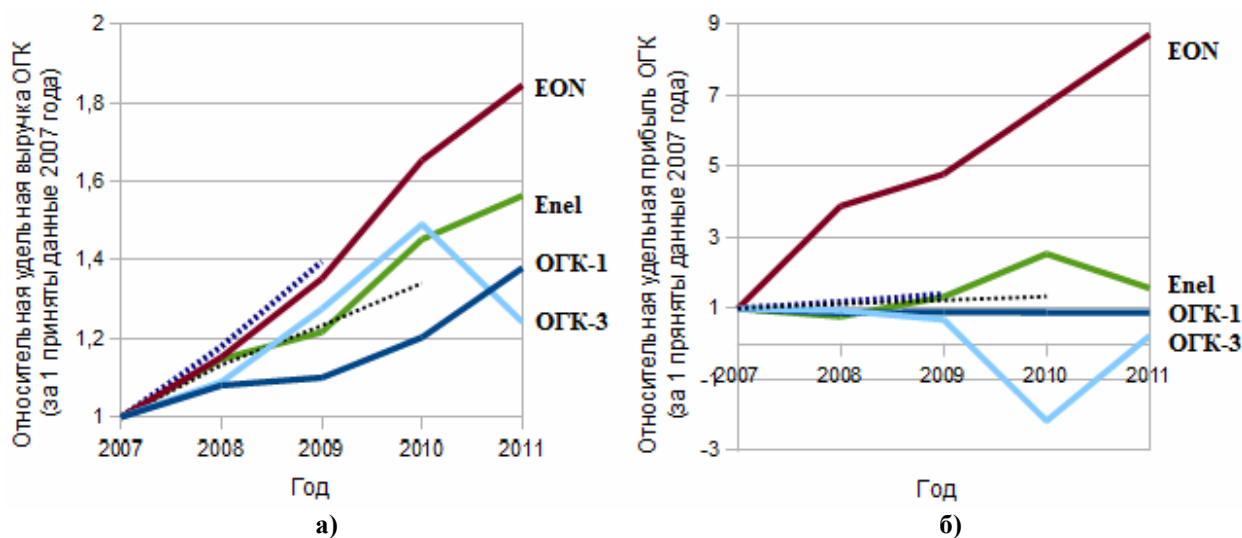


Рис. 1.5.5. Относительная удельная выручка и прибыль оптовых генерирующих компаний.

Тариф администратора торговой системы

Специализированная биржа электроэнергии – коммерческий оператор ОРЭМ – была организована в декабре 2007 года. Тариф этой биржи устанавливается Федеральной службой по тарифам. Рис. 1.5.6 показывает, что этот тариф растет медленнее ИПЦ [82-87]. Правда, в затратах конечного потребителя оплата услуг коммерческого оператора ОРЭМ составляет лишь малую долю затрат на электроснабжение (менее одной десятой процента).

Тариф системного оператора

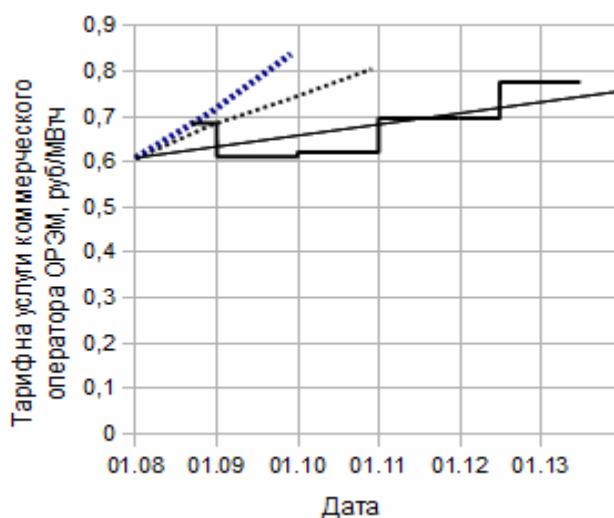


Рис. 1.5.6. Тариф на услуги коммерческого оператора ОРЭМ.

Тариф системного оператора состоит из двух компонентов: 1) тарифа на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового и розничных рынков электрической энергии (тариф, пропорциональный присоединенной мощности) и 2) тарифа на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода Единой энергетической системы

России из аварийных ситуаций, услуг по формированию технологического резерва мощностей (тариф, пропорциональный объему потребления электроэнергии). Динамика этих тарифов показана на рис. 1.5.7.[89-96].

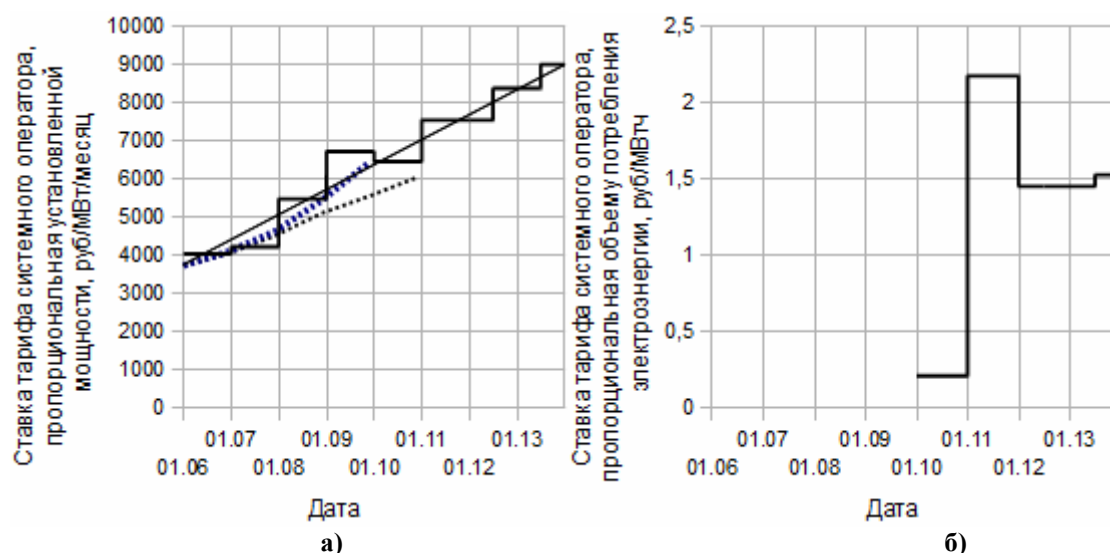


Рис. 1.5.7. Ставки тарифа системного оператора.

Ставка тарифа системного оператора, пропорциональная установленной мощности изменяется с темпами, близкими к индексу потребительских цен. Однако, в связи с введением с 2010 года дополнительной ставки тарифа, сделать вывод о влиянии этих тарифов на затраты конечного потребителя невозможно. Необходим анализ данных о годовой выручке системного оператора.

Тарифы на передачу электроэнергии

Затраты на передачу электроэнергии — существенная часть суммарных затрат на электроснабжение. Передающая сеть находится в управлении Федеральной сетевой компании и тарифы регулируются Федеральной службой по тарифам. Прямое сравнение тарифов на передачу за рассматриваемый период невозможно в связи с тем, что структура тарифа и расчетная база менялись неоднократно [97-106]. В 2003-2005 годах тариф устанавливался пропорционально полезному отпуску электроэнергии конечным потребителям. Начиная с 2005 года тариф дифференцировался по регионам.

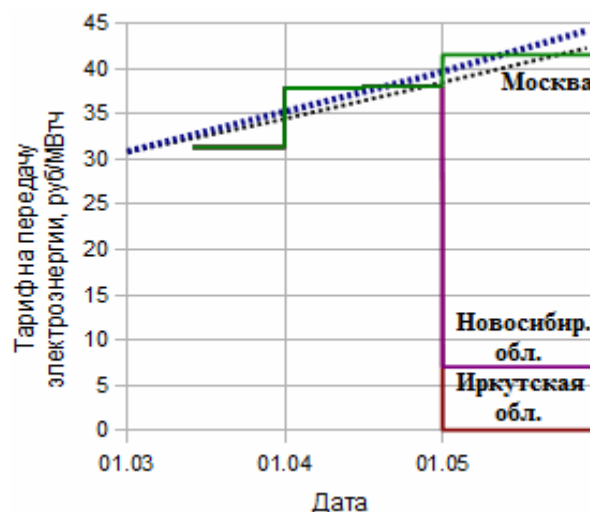


Рис. 1.5.8. Тариф на передачу электроэнергии в 2003-2005 годах.

Начиная с июля 2006 года тариф устанавливается пропорционально присоединенной мощности. На рис. 1.5.9 показан рост тарифа в этот период.

В 2008 году появляется дополнительная ставка тарифа, пропорциональная отпуску электроэнергии (на компенсацию потерь). Эта ставка дифференцирована по регионам (рис. 1.5.10).

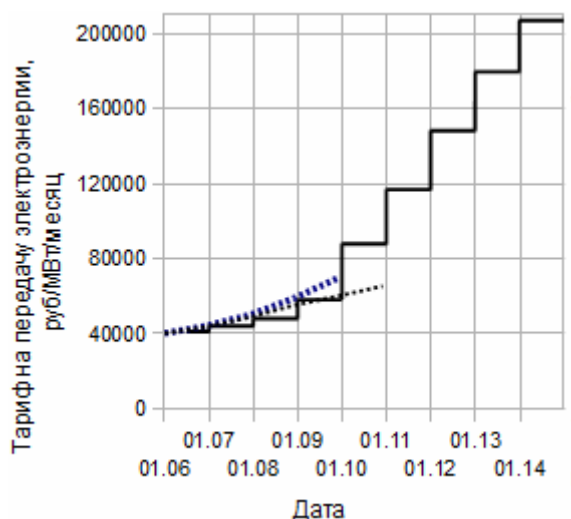


Рис. 1.5.9. Тариф на передачу электроэнергии в 2006-2014 годах.

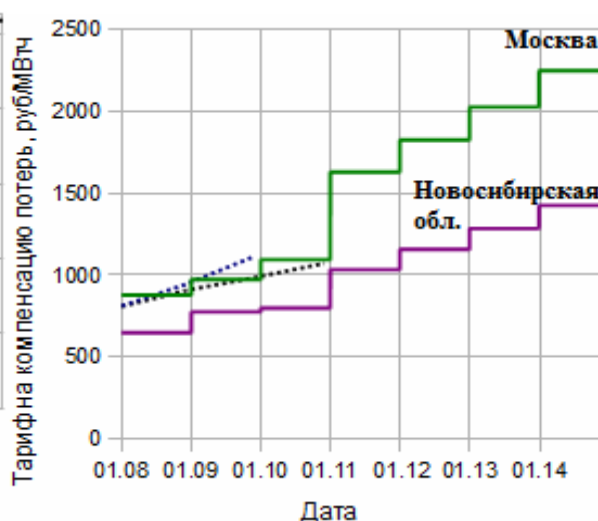


Рис. 1.5.10. Ставка тарифа на передачу электроэнергии, пропорциональная объему потребления с ОРЭМ

Поскольку невозможно напрямую сравнить тарифы за весь рассматриваемый период, будет полезно посмотреть на выручку и отпуск электроэнергии ФСК [107]. Из рис. 1.5.11 видно, что после реструктуризации в 2002 году

отпуск электроэнергии ФСК растет, в основном в результате поглощения других сетевых компаний, и, в меньшей мере, в связи с ростом потребления электроэнергии. Однако выручка растет гораздо быстрее. Удельная выручка в расчете на единицу отпущенной электроэнергии опережает индекс потребительских цен на 14% (рис. 1.5.11б).

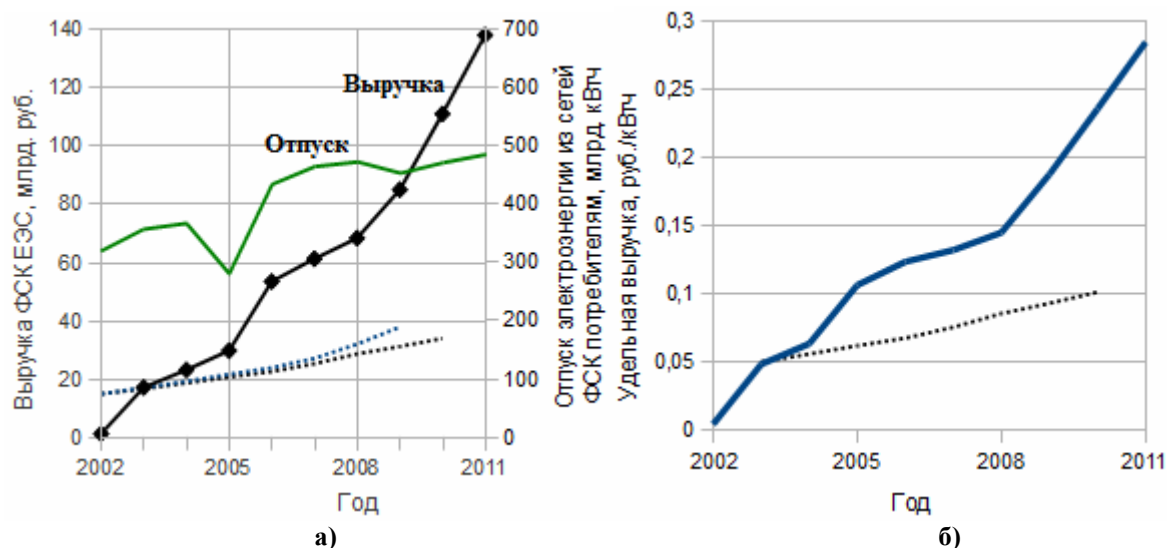


Рис. 1.5.11. Отпуск электроэнергии, выручка и удельная выручка ОАО ФСК ЕЭС в 2002-2011 годах.

Тарифы распределительных компаний

Затраты на передачу электроэнергии по распределительным сетям также являются существенной частью затрат на электроснабжение конечных потребителей.

Рассмотрим динамику регулируемых тарифов в распределительных сетях на примере МОЭСК[108-118]. Рис. 1.5.12а) показывает динамику одноставочного тарифа для потребителей, присоединенных к сетям высокого напряжения. Падение тарифа в 2008 году обусловлено переходом к котловым тарифам.

Из рис. 1.5.12 видно, что как одноставочный тариф, так и ставка за мощность двуставочного тарифа демонстрируют высокие темпы роста, значительно опережающие индекс потребительских цен.

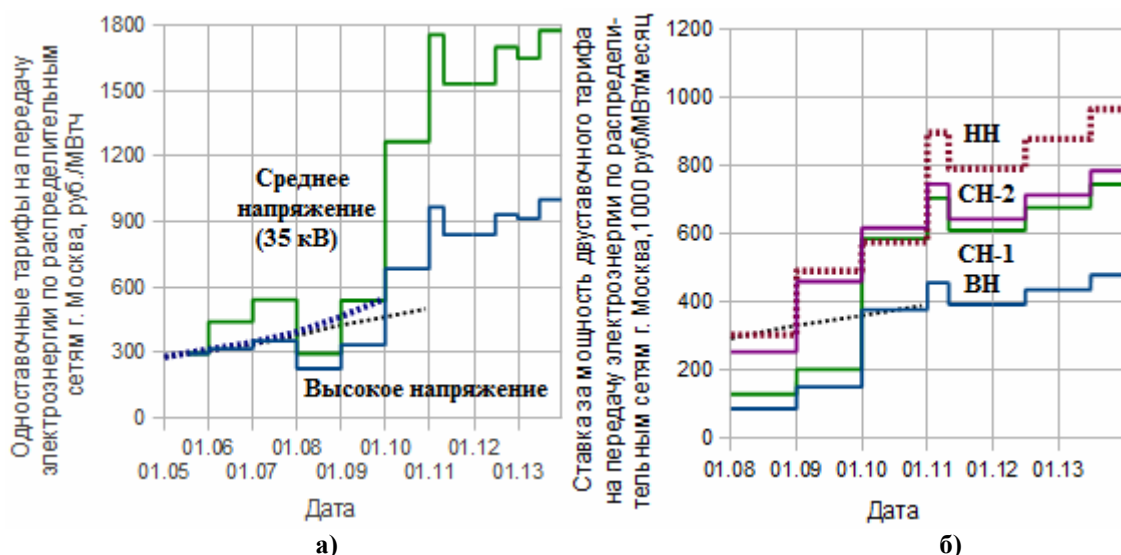


Рис. 1.5.12. Тарифы МОЭСК: а) одноставочный, б) ставка за мощность двухставочного тарифа.

Выручка и отпуск электроэнергии Холдингом МРСК показаны на рис. 1.5.13 [119]. Рост выручки существенно опережает ИПЦ и ИЦЭ при стагнирующем отпуске.

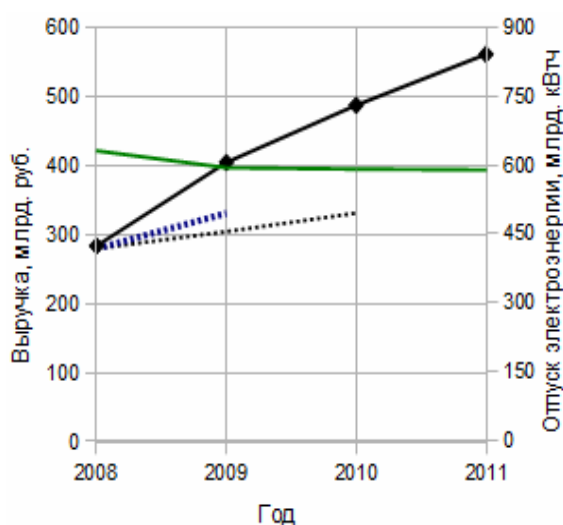


Рис. 1.5.13. Выручка и отпуск электроэнергии Холдинга МРСК

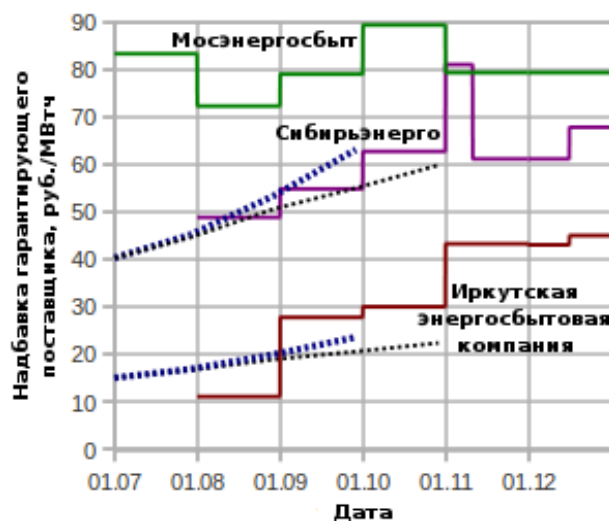


Рис. 1.5.14. Регулируемые тарифы некоторых компаний

Тарифы сбытовых компаний

Тарифы сбытовых компаний демонстрируют разнонаправленную динамику. В частности тариф Мосэнергосбыта относительно стабилен и отстает от ИПЦ, тариф Сибирьэнерго растет примерно в соответствии с ИПЦ, в то

время как тариф Иркутской энергосбытовой компании растет существенно быстрее ИПЦ (рис. 1.5.14) [120-138].

В результате анализа собранных данных можно сделать следующие выводы:

Рост цен на электроэнергию в 2007-2011 годах был основан в основном на росте цен в отраслях гарантированных монополий — передаче и распределении электроэнергии.

Рост цен на оптовом рынке электроэнергии невелик. Удельная выручка четырех рассмотренных оптовых генерирующих компаний не превышает индекса цен на электроэнергию. Удельная прибыль трех из четырех рассмотренных генерирующих компаний имеет тенденцию к снижению относительно индекса потребительских цен.

Возможности дальнейшего повышения эффективности электроэнергетики следует искать в первую очередь в регулировании гарантированных монополий (применение инициативного регулирования, переход к тарифам, отражающим дальность передачи электроэнергии, оптимизация инвестиционной деятельности и т.д.).

1.6 Восстановление государственного регулирования – путь вывода из кризиса электроэнергетики России

Реформирование электроэнергетики России по переходу к конкурентному рынку, начатое в 2001 г., *формально закончено* – оптовые цены с 1 января 2011 г. стали свободными. Однако, ни одна из официально провозглашавшихся целей реформы *не достигнута*. Это относится к обеспечению энергетической безопасности страны и устойчивого развития и функционирования экономики и социальной сферы, к привлечению инвестиций в сферу генерации, а также к ожидавшемуся снижению цен на электроэнергию. Сейчас состояние нашей электроэнергетики несравненно хуже, чем было 10 лет назад до начала реформы.

Напомним, что в 1990-х годах при акционировании электроэнергетики была создана *двухуровневая структура рынков с регулируемыми ценами* (тарифами): рынок «Единственный покупатель» на федеральном уровне (ФОРЭМ), где функции закупочного агентства выполняло РАО «ЕЭС России», и регулируемые монополии (АО-энерго) на региональном уровне. Такая структура рынков электроэнергии представляется для России наиболее целесообразной [139, 20]. При ней сохраняется целостность ЕЭС России и обеспечивается оптимальность как ее развития, так и функционирования, с реализацией эффекта от конкуренции в сфере генерации, на которую приходится около 60 % общих издержек в электроэнергетике. Об этом свидетельствует, в частности, опыт Китая, где при рынке «Единственный покупатель» в последние годы вводится по 50-100 ГВт новых мощностей в год.

К 2000-2002 гг. финансовое положение РАО «ЕЭС России» и АО-энерго стабилизировалось, в том числе, благодаря ликвидации задолженности потребителей. Была проведена переоценка основных фондов, что увеличило амортизационную составляющую тарифов. Можно было начинать *широкомасштабный процесс* обновления и модернизации энергетических объектов, завершения строительства начатых объектов и др. Созданная двухуровневая система регулируемых рынков вполне позволяла это сделать за счет амортизационной и инвестиционной составляющих тарифа. Вместо этого руководство РАО «ЕЭС России» выдвинуло в декабре 2000 г. Концепцию реструктуризации РАО, предусматривающую переход к *конкурентному* рынку электроэнергии.

Концепция была выдвинута без какого-либо *количественного* технико-экономического обоснования ее эффективности. Не были приняты во внимание энергетические кризисы 2000-2001 гг. в Калифорнии (США) и в Бразилии, которые заставили вернуться к регулированию цен, а также коренное изменение концепции реформирования в Великобритании в 2001 г. (введение нового механизма NETA) после неудачного 10-летнего функционирования

там конкурентного рынка. Концепция вызвала серьезную критику российских специалистов, включая совместное решение трех отделений Российской академии наук [140]. Однако Правительство РФ проигнорировало все эти обстоятельства и своим Постановлением от 11 июля 2001 г. № 526 одобрило «Основные направления реформирования электроэнергетики России», что положило начало переходу к конкурентному рынку.

Между тем, как показали исследования и зарубежный опыт, (см. например, [20, 140, 141, 142]) *конкурентный рынок* в электроэнергетике *обладает множеством серьезных недостатков*: повышение цен, отсутствие инвестиций, снижение надежности и др. Эти недостатки обусловлены особыми свойствами электроэнергетических систем (ЭЭС), которые приводят к *крайнему несовершенству* (в терминах микроэкономики) электроэнергетического рынка [20, 143]. В электроэнергетике не выполняются практически все условия совершенной конкуренции. Освобождение цен электроэнергии (дерегулирование) приводит к одному из видов несовершенного рынка – олигополии со всеми вытекающими последствиями.

Недостатки конкурентного рынка электроэнергии ярко проявляются последние годы в России. Цены на электроэнергию для промышленных и коммерческих потребителей возрасли в 2-3 раза при соответствующем росте сверхприбылей генерирующих компаний. Модернизация и вводы новых мощностей в 3-4 раза меньше необходимых, настоящие (проектные) частные инвестиции отсутствуют. Оборудование электростанций и электрических сетей за время реформы состарилось еще на 10 лет. Дефицит генерирующих мощностей становится повсеместным. Растет аварийность: беспрецедентная авария в 2009 г. на Саяно-Шушенской ГЭС, Санкт-Петербургская системная авария 2010 г., новогодние отключения 2011 г. в Подмосковье и др. Фактически утрачена управляемость в Единой энергосистеме страны: более 500 независимых генерирующих, сетевых и сбытовых компаний стремятся каждая к получению максимальной прибыли.

При сохранении конкурентного рынка положение нашей электроэнергетики будет продолжать ухудшаться. Никакие «усовершенствования» (т.е. усложнения) его концепции, включая введение долгосрочного рынка мощности, не могут устранить недостатки, органически присущие конкурентному рынку электроэнергии. Единственно возможный путь – это *возобновление государственного регулирования* тарифов на электроэнергию и развития ЕЭС с возвратом к оптовому рынку «Единственный покупатель», отказом от конкурентных розничных рынков и соответствующими преобразованиями энергокомпаний на региональном уровне. Ниже будет описана возможная реализация этого пути.

Основные мероприятия по возобновлению государственного регулирования в электроэнергетике России

Возврат к двухуровневой структуре регулируемых рынков электроэнергии представляет собой *исправление ошибки*, допущенной в начале текущего века, в связи с решением о переходе к конкурентному рынку. Процесс возврата многоплановый и будет достаточно трудным. Потребуются внесение изменений в Закон «Об электроэнергетике», структурные преобразования энергокомпаний, соответствующая подстройка и совершенствование системы и методологии государственного регулирования и многое другое. Вместе с тем, это будет в значительной мере возврат к тому, что *уже было*. Данное обстоятельство облегчит процесс.

Главным и первоочередным мероприятием должно стать *воссоздание Федеральной компании* (типа РАО «ЕЭС России»), выполняющей функции закупочного агентства на федеральном оптовом рынке электроэнергии (сохраним за ним название ФОРЭМ) и ответственной за бесперебойное электроснабжение страны, включая бездефицитное развитие ЕЭС. Назовем ее условно «Федеральной электроэнергетической управляющей компанией» (ФЭУК). В эту компанию должны войти существующие Федеральная сетевая

компания (ФСК), Системный Оператор (СО) и Администратор торговой системы (АТС). Функции последнего будут существенно сужены – это будет подразделение, осуществляющее, главным образом, финансовые взаиморасчеты с участниками ФОРЭМа. Кроме того, ФЭУК должна в той или иной форме руководить и финансировать проектные и научно-исследовательские организации отрасли.

Основные функции ФЭУК:

- оперативно-диспетчерское управление ЕЭС;
- управление функционированием ФОРЭМа;
- планирование и финансирование развития ЕЭС, включая организацию конкурсов на строительство новых электростанций;
- эксплуатация и развитие Национальной электрической сети, принадлежащей ФСК;
- планирование и финансирование проектных и научно-исследовательских работ;
- разработка отраслевых нормативов (Руководящих указаний, Норм, Правил и т.п.), связанных со строительством и эксплуатацией оборудования электростанций и электрических сетей, и контроль за их исполнением.

Для этих целей в ФЭУК должны быть созданы соответствующие подразделения. Мы не будем здесь более детально углубляться в функции и организационную структуру ФЭУК. Это требует специальных проработок. В целом ФЭУК должна быть государственной компанией, аналогично ФСК и СО.

Вопросам планирования и финансирования развития ЕЭС будет посвящен следующий раздел параграфа. Предварительно отметим, что для финансирования требуется создание специального Государственного фонда развития ЕЭС (ГФР ЕЭС). Этот фонд должен также войти в состав ФЭУК, которая будет управлять им.

Следующим мероприятием будет *возобновление регулирования тарифов на ФОРЭМе, включая тарифы электростанций*, входящих в состав оптовых генерирующих компаний (ОГК) и поставляющих электроэнергию на ФОРЭМ. Для этого не потребуется изменять структуру и собственников ОГК – необходимо будет лишь ввести регулирование тарифов их электростанций (как это было в 1990-е годы). Тарифы (для каждой электростанции индивидуально), естественно, будут устанавливаться Федеральной службой по тарифам (ФСТ).

Одновременно, ФСТ будет регулировать деятельность всей ФЭУК и устанавливать тарифы на электроэнергию, отпускаемую с ФОРЭМа. В отпускные (покупные) тарифы должны включаться *средневзвешенная* стоимость электроэнергии, поставляемой на ФОРЭМ, расходы *на содержание ФЭУК* (включая финансирование проектных и научно-исследовательских работ), *инвестиционная составляющая* и *нормативная прибыль*. Инвестиционная составляющая определяется, исходя из планов строительства и модернизации электростанций и электрических сетей, принадлежащих ФСК. Эти планы разрабатываются ФЭУК и согласовываются с Минэнерго, после чего ФСТ включает необходимые инвестиции в инвестиционную составляющую тарифов для конечных потребителей. Полученные же за счет инвестиционной составляющей средства поступают в ГФР ЕЭС для последующего финансирования строительства электростанций и электропередач.*

Далее потребуются *комплекс мер по восстановлению регулируемых монопольных вертикально-интегрированных компаний* на региональном уровне. Условно сохраним за ними прежнее название – АО-энерго. Воссозданные АО-энерго будут нести ответственность за электро- и теплоснабжение регио-

* На ФОРЭМе инвестиционная составляющая включается только для потребителей, получающих электроэнергию непосредственно с ФОРЭМа (см. следующий раздел статьи).

нов, что фактически не в состоянии сейчас делать созданные и зачастую меняемые «гарантирующие поставщики».

Возврат к регулируемым АО-энерго обусловлен также:

- необходимостью регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию *для конечных потребителей* региональными службами по тарифам (РСТ); в частности, ФСТ не в состоянии регулировать тарифы ТЭЦ, входящих сейчас в территориальные генерирующие компании (ТГК);

- нецелесообразностью организации *конкуренстных розничных* рынков электроэнергии. Возможный эффект от конкуренции в сфере сбыта явно меньше, чем дополнительные расходы на создание компьютеризированных систем учета и взаиморасчетов и на содержание множества сбытовых компаний с их затратами на рекламу и маркетинг;

- явно «нестандартным» статусом территориальных генерирующих компаний, на чем следует остановиться подробнее.

Создание ТГК, состоящих из ТЭЦ в смежных областях или краях, является «творчеством» российских реформаторов. Они не имеют аналогов в других странах. Их создание может оказаться ошибочным по нескольким причинам. Во-первых, многие ТГК будут монополистами в соответствующих зонах (узлах) оптового рынка, ввиду большой своей доли в генерирующих мощностях. Во-вторых, неясно, каким будет их взаимодействие с регулируемыми системами теплоснабжения городов, в которых расположены отдельные ТЭЦ, входящие в ТГК. Распределение экономии от комбинированного производства тепла и электроэнергии между этими двумя видами энергии всегда представляло трудно разрешимую задачу. В-третьих, неясно, за счет каких средств могут развиваться ТГК (строить новые ТЭЦ). Очевидно, что эффективность ТЭЦ определяется доходами от производства не только электрической, но и тепловой энергии.

Вследствие указанных причин вопрос *о расформировании ТГК* мог возникнуть и при сохранении конкурентного рынка. Решение же этого во-

проса при восстановлении регулируемых АО-энерго (с передачей им соответствующих ТЭЦ) естественным образом снимает перечисленные проблемы. В частности, установление тарифов на тепло и электроэнергию будет производиться РСТ совместно (одновременно), как и делалось раньше.

Организационное формирование регулируемых АО-энерго(с расформированием ТГК) может быть проведено несколькими различными путями. Здесь требуются дополнительные проработки. Укажем лишь некоторые возможные моменты (варианты).

При расформировании ТГК входившие в них ТЭЦ могут быть выделены как отдельные АО-ТЭЦ, которые станут дочерними компаниями соответствующих АО-энерго. Акции бывших собственников ТГК могут быть распределены при этом между новыми АО-ТЭЦ таким же образом, как это было сделано при расформировании РАО «ЕЭС России».

Возможно укрупнение АО-энерго по сравнению с тем их территориальным делением, которое было к 2000 г.

Может оказаться целесообразным формирование АО-энерго, как холдингов, в которые войдут АО-ТЭЦ, существующие распределительные сетевые компании, основная сбытовая компания («гарантирующий поставщик»), подразделение оперативно-диспетчерского управления, ремонтные организации и др. Подобным холдингом сейчас фактически является «Иркутскэнерго».

Представляется целесообразной передача (включая выкуп) как можно большего пакета акций АО-энерго администрациям регионов, чтобы они реально могли влиять на электроснабжение своих территорий.

АО-энерго могут развивать свои распределительные электрические сети за счет включения этих инвестиций в тарифы для снабжаемых ими потребителей.

Специальный вопрос, который будет подробнее рассмотрен в следующем разделе параграфа, представляет сбор регулируемыми АО-энерго инве-

стиционной составляющей тарифов для конечных потребителей, которая будет перечисляться в Государственный фонд развития ЕЭС.

Наряду с рассмотренными мероприятиями, при восстановлении регулирования в электроэнергетике *потребуются определенные преобразования* в Федеральной службе по тарифам, Минэнерго и, возможно, в других ведомствах.

Инвестирование развития электроэнергетики

С восстановлением государственного регулирования и воссозданием Федеральной электроэнергетической управляющей компании (ФЭУК) появляется возможность централизованного планирования и финансирования развития электроэнергетики России. Ниже будет изложена рекомендуемая (возможная) схема такого финансирования.

Общие принципы планирования и финансирования:

1. Инвестирование осуществляется на основе *перспективных планов и программ* (включая предстоящий год), разрабатываемых ФЭУК с участием проектных и научно-исследовательских организаций, согласовываемых с Минэнерго и утверждаемых Правительством РФ.

2. Инвестирование охватывает объекты (электростанции и ЛЭП), строящиеся как *частными инвесторами* (основной случай), так и непосредственно за счет *государственных средств*. При строительстве объектов частными инвесторами среди них проводятся *конкурсы*, и выигравшему инвестору *гарантируется* возврат инвестиций с заявленными им сроком возврата и процентом на капитал. В этом случае централизованно финансируется не само строительство объекта, а *возврат инвестиций* (с процентом) в течение нескольких лет. Построенный объект остается при этом в собственности инвестора. При строительстве объекта за счет государственных средств он финан-

сируется непосредственно в *период строительства* и остается в *собственности государства*.

3. Непосредственно *государственное финансирование* применяется, главным образом, при строительстве электрических сетей, принадлежащих ФСК (хотя возможно строительство отдельных электропередач и частными инвесторами), а также при строительстве *электростанций*, на которые не нашлось частного инвестора. Подобные ситуации вполне возможны (особенно для ГЭС и АЭС), и Государство вынуждено само финансировать строительство электростанции, чтобы избежать дефицита генерирующих мощностей. Это может оказаться целесообразным также в случаях, когда частные инвесторы предлагают *явно невыгодные условия* и Государству более экономично построить электростанцию за свой счет. Как уже отмечалось, в этом случае электростанция остается в государственной собственности или может быть продана потом частной генерирующей компании.

4. Для централизованного финансирования развития электроэнергетики при ФЭУК создается Государственный фонд развития ЕЭС (ГФР ЕЭС). Из этого фонда финансируется строительство (и модернизация):

– *всех электростанций страны (включая ТЭЦ)*, расположенных не только на территории, охватываемой ЕЭС, но и в изолированных АО-энерго. Исключение могут составлять собственные электроустановки частных промышленных предприятий;

– электрических сетей, принадлежащих ФСК. Распределительные сети финансируются самими АО-энерго.

5. *Главным источником формирования* ГФР ЕЭС является *инвестиционная составляющая*, которая включается в тарифы *всех* конечных потребителей в ЕЭС и изолированных АО-энерго. Это соответствует принципу: финансирование строительства *всех* электростанций осуществляется *централизованно* из ГФР ЕЭС, поэтому *все* потребители должны участвовать в формировании этого фонда. Данный принцип, с одной стороны, обеспечивает ми-

нимально возможную и *одинаковую* для всех потребителей инвестиционную составляющую, а с другой – снимает проблемы финансирования новых электростанций (особенно ТЭЦ) в небольших и изолированных регионах (АО-энерго).

На рис. 1.6.1 пунктирными линиями показаны потоки средств, получаемых от сбора инвестиционной составляющей с потребителей:

–получивших доступ непосредственно на ФОРЭМ (эти средства собираются соответствующим финансовым подразделением ФЭУК и направляются в ГФР ЕЭС);

–снабжаемых от АО-энерго, участвующими в ФОРЭМе (собираются АО-энерго и перечисляются ими в ГФР ЕЭС);

– изолированных АО-энерго.

Отметим еще раз, что величина этой инвестиционной составляющей *одинакова для всех* потребителей. Она устанавливается ФСТ на один или несколько лет, исходя из общего объема необходимых инвестиций и поступлений в ГФР ЕЭС из других источников, путем деления на прогнозируемое электропотребление в ЕЭС и изолированных АО-энерго.

6. Другими возможными источниками формирования ГФР ЕЭС (см. рисунок) могут быть *федеральный бюджет* и специальные взносы, взимаемые *с новых крупных потребителей* электроэнергии. Необходимость и возможность поступлений из бюджета определяется Правительством РФ в зависимости от общей ситуации в стране (и в электроэнергетике). Специальные взносы на развитие генерирующих мощностей логично собирать с *частных владельцев новых электроемких производств*. Существующие потребители не должны оплачивать приросты мощностей, необходимых для новых частных предприятий. Их финансовую эффективность собственники должны оценивать для себя с учетом инвестирования не только самих предприятий, но и требуемых электрических мощностей.

Кроме того, в ГФР ЕЭС могут направляться в последующем средства от продажи частным компаниям электростанций, построенных за государственный счет (этот случай на рис. 1.6.1 не показан).

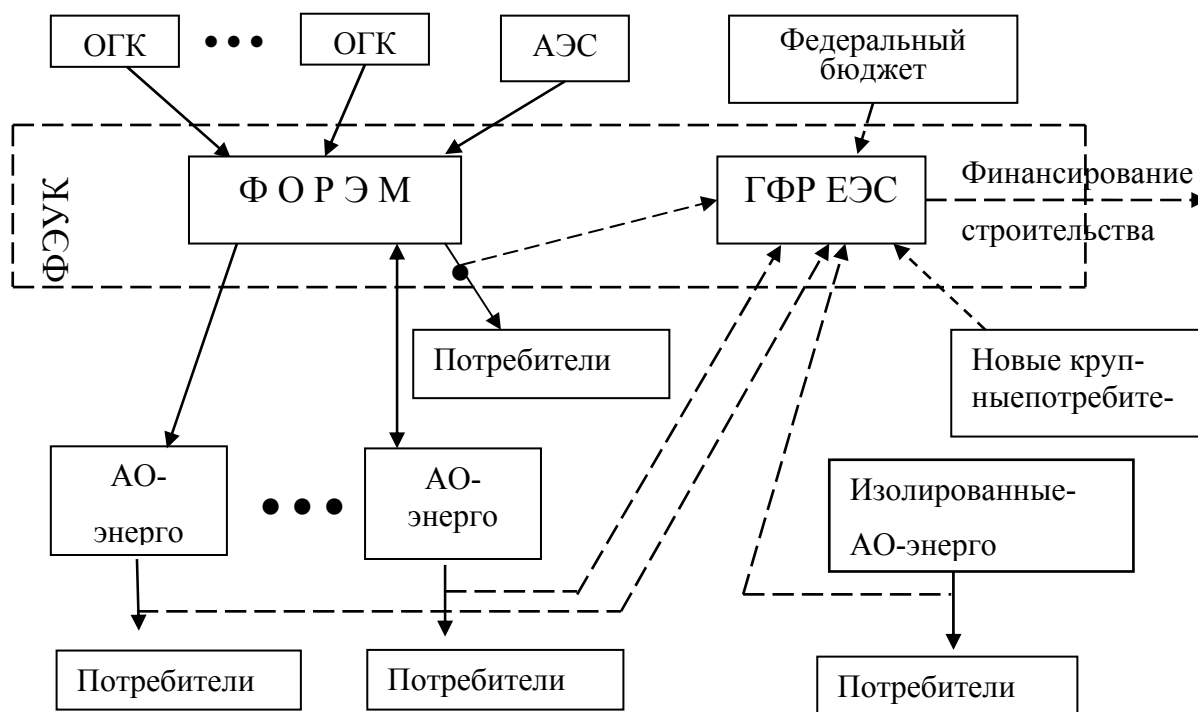


Рис. 1.6.1. Формирование Государственного фонда развития ЕЭС (сплошные линии – электроэнергия; пунктирные – финансовые потоки)

Сделаем несколько *комментариев* к изложенной схеме.

На *ФОРЭМе* Федеральная служба по тарифам будет устанавливать *несколько видов* тарифов:

- для каждой из электростанций *ОГК* и *АЭС*, поставляющих электроэнергию на *ФОРЭМ*; эти тарифы должны *полностью компенсировать* все издержки *действующих* электростанций и включать нормативную прибыль.

Тарифы следует устанавливать (или фиксировать в договорах, заключаемых *ФЭУК* с *ОГК*) на *длительный срок* (3-5 лет), чтобы *ОГК* имели стимулы и время для повышения эффективности и снижения издержек производства. Для *вновь введенных* электростанций, построенных частными инвесторами, выигравшими конкурсы, тарифы устанавливаются в соответствии с заключенными с ними договорами. В эти тарифы, как уже отмечалось, включена составляющая, гарантирующая возврат инвестиций с процентом в течение

ние согласованного срока возврата. По окончании этого срока тарифы начинают устанавливаться аналогично действующим электростанциям;

- для *избыточных* АО-энерго, также поставляющих часть своей электроэнергии на ФОРЭМ; эти тарифы должны соответствовать *переменным* (топливным) *издержкам* АО-энерго (с возможными стимулирующими добавками);

- на электроэнергию, поставляемую с ФОРЭМа *дефицитным* АО-энерго (основная часть электроэнергии); эти тарифы устанавливаются по *средневзвешенной* стоимости всей электроэнергии, поставленной на ФОРЭМ, с добавлением расходов на содержание ФЭУК и ее нормативной прибыли. Инвестиционная составляющая для развития ЕЭС в эти тарифы *не включается*, так как она будет собираться самими АО-энерго со своих потребителей (см. рисунок);

- для потребителей, *получающих* электроэнергию *непосредственно* с ФОРЭМа; в эти тарифы дополнительно к тарифам для дефицитных АО-энерго *включается* инвестиционная составляющая, о которой шла речь выше.

В АО-энерго тарифы будут устанавливаться региональными службами по тарифам для:

- ТЭЦ на производимую ими электрическую и тепловую энергии;
- для конечных потребителей электроэнергии и тепла, исходя из *средневзвешенной* стоимости электроэнергии, получаемой с ФОРЭМа и от собственных ТЭЦ. В тарифы на электроэнергию для потребителей включаются две инвестиционные составляющие: на развитие ЕЭС (одинаковая для всех потребителей страны) и на развитие распределительных сетей АО-энерго (при необходимости).

Описанная схема финансирования соответствует модели «Едиственный покупатель» на оптовом рынке страны. При этом реализуются преимущества такого рынка, указанные выше:

– обеспечивается бездефицитное и оптимальное развитие ЕЭС, в том числе в случае, когда при объявленном конкурсе на строительство необходимой новой электростанции не находится частных инвесторов или предлагаемые ими условия оказываются неприемлемыми;

– увеличение цен электроэнергии, необходимое для развития ЕЭС, является минимально возможным. Расчеты, проведенные в [20, 144], показали, что оптовые цены при рынке «Единственный покупатель» в 2020-2030 гг. в Европейской зоне будут ниже цен, необходимых для окупаемости инвестиций в наиболее экономичные КЭС на газе с ПГУ при конкурентном рынке, примерно на 1 цент/кВт.ч. Применительно к КЭС на угле эта разница как в Европейской, так и Сибирской зоне составляет 3-5 цент/кВт.ч.

Рекомендуемая (возможная) схема инвестирования, как и основные мероприятия по возобновлению регулирования электроэнергетики изложены лишь в общих чертах и, несомненно, потребуют детализации во многих отношениях. Это может рассматриваться как задача дальнейших исследований, если будет принято решение о возобновлении регулирования и изменении концепции реформирования электроэнергетики России.

ЧАСТЬ II. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЦЕН И ТАРИФОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ, КАК ЕСТЕСТВЕННОЙ МОНОПОЛИИ

2.1. Теоретические основы регулирования естественных монополий: современный взгляд

Переход к новым способам хозяйствования требует детальной теоретической проработки всех имеющихся подходов к функционированию естественной монополии, в том числе способов государственного регулирования.

Регулирование экономической деятельности в широком смысле можно определить как вмешательство государственных органов (федеральных, региональных, муниципальных) в работу рыночных механизмов с целью корректировки поведения покупателей и продавцов. В идеале государство регулирует рынок только в тех случаях, когда функционирование рынка приводит к неудовлетворительным результатам, например, при естественной монополии.

Новые способы хозяйствования, в том числе связанные с либерализацией некоторых частей естественно-монопольных отраслей, стимулируют использование современных методов регулирования цен. Модели оптимизации могут исходить из благосостояния общества, обеспечивая баланс интересов потребителей, регулируемых предприятий и государства. Одни заинтересованы в доступных ценах, другие – в прибыльности и инвестиционной привлекательности предприятий.

Общая теория регулирования цен естественных монополий, основанная на моделях функционирования рынка, в последнее время приобрела новые составляющие, связанные с учётом новых ранее не учитываемых факторов.

1. Асимметричность информации – различная информированность монополиста и регулирующего органа о функциях издержек предприятия и потребительском спросе.

2. Асимметричность власти – бóльшая власть сосредоточена в руках регулирующего органа. Фирма находится в зависимом положении – она не застрахована от того, что регулирующий орган, провозгласивший определенную ценовую политику, может ее изменить в любой момент.

3. Транзакционные издержки регулирования, т.е. издержки, связанные с разработкой и заключением контрактов между монополией и регулирующим органом, контролем за их выполнением. При высокой степени неопределенности, например, в высокотехнологичных производствах, издержки по сбору информации могут быть особенно велики, что не позволяет назначить оптимальные цены с точки зрения общей теории регулирования.

4. Многопродуктовая монополия, для которой принципы назначения цен имеют свои особенности.

5. Внутренние стимулы для предприятия при регулировании тем или иным способом. Схемы ценообразования, диктуемые регулирующим органом, могут увеличивать или снижать асимметрию информации об издержках, подталкивать предприятие к увеличению либо снижению общей производительности, стимулировать или тормозить развитие.

Определение естественной монополии

На данный момент теория естественной монополии оперирует двумя определениями. Классическое – охватывает однопродуктовое производство [145]. Ключевым моментом считается наличие экономии от масштаба производства. В этом случае функция средних издержек

$$AC(q) = \frac{C(q)}{q},$$

является убывающей от объема выпуска. Здесь $C(q)$ – функция общих затрат монополиста, обеспечивающая получение нормальной прибыли, q – объем выпуска.

Большинство предприятий не являются однопродуктовыми, а производят несколько видов продукции. Современное определение естественной монополии учитывает это. Оно основано на субаддитивности издержек [146]. Многопродуктовая фирма, выпускающая n различных товаров, представляет собой естественную монополию, если функция ее издержек $C(q)$ является субаддитивной, то есть для любого вектора объемов выпуска $q = (q_1, q_2, \dots, q_n)$ выполнено соотношение

$$C(q_1 + q_2 + \dots + q_n) < C(q_1) + C(q_2) + \dots + C(q_n).$$

Для структуры издержек естественной монополии характерным является высокая доля постоянных затрат. Вследствие этого предельные издержки меньше средних при достаточно больших выпусках продукта. Ценообразование ориентированное на предельные издержки в этих условиях не годится. Необходим обязательный учет постоянной составляющей затрат.

В вертикально-интегрированной организационной структуре электроэнергетики две стадии производства обычно считают естественной монополией. Это стадии транспортировки и распределения – дублирование линий электропередач не эффективно. За счет этого всю отрасль можно отнести к естественной монополии. Причем, предполагая различными продуктами поставку электроэнергии для разных групп потребителей, электроэнергетику рассматривают как многопродуктовую монополию.

Критерий оптимальности функционирования естественной монополии

Социально оптимальным результатом деятельности естественной монополии является результат, который обеспечивает наибольший совокупный излишек, вычисляемый как сумма общего потребительского излишка и прибыли монополии [146–150].

Рассмотрим определение функции общественного благосостояния для однопродуктовой естественной монополии.

Пусть $p(q)$ – обратная функция спроса,

$$MC(q) = \frac{dC(q)}{dq}$$

предельные издержки фирмы. Тогда задача максимизации общественного благосостояния выглядит следующим образом:

$$\max_q \left\{ \left(\int_0^q p(l)dl - p(q)q \right) + (p(q)q - C(q)) \right\} . \quad (2.1.1)$$

В первой скобке находится общее благосостояние потребителей, где $\int p(l)dl$ – совокупный потребительский излишек, во второй – прибыль монополии. Решение задачи (2.1.1) показывает, что оптимальная цена лежит на пересечении функции спроса и предельных издержек.

$$p(q) = MC(q) . \quad (2.1.2)$$

Цену, устанавливаемую в соответствии с (2.1.2), принято называть «первое наилучшее решение».

Однако в ситуации естественной монополии равенство цен предельным издержкам будет означать прямые убытки для фирмы. Причиной этого является то, что в этом случае никак не учитываются постоянные затраты производства. Для естественной монополии, где существует эффект экономии от масштаба, предельные издержки меньше средних вплоть до очень больших объемов выпуска. Поэтому полученная от продажи потребителям продукта по цене (2.1.2) выручка не обеспечит покрытия всех издержек монополии. На рис. 2.1.1 изображены «первое» (точка А) и «второе» (точка С) наилучшие решения при определении цены на продукцию естественной монополии, функция спроса D и «мертвые потери» (ΔABC) при назначении цены на уровне второго наилучшего решения.

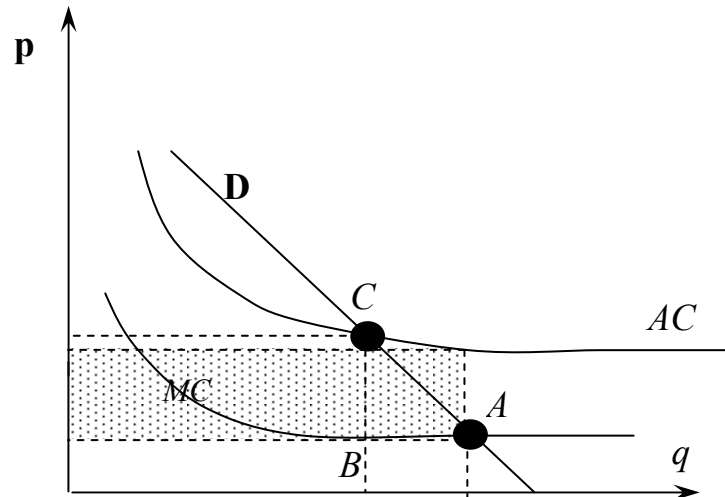


Рис. 2.1.1. Первое и второе наилучшие решения при естественной монополии

При цене, установленной на уровне «первого наилучшего решения» (точка A), возможные убытки фирмы составляют заштрихованную площадь. Чтобы избежать убытков для монополии, можно решать задачу максимизации (2.1.1) при дополнительном условии превышения или равенства выручки монополии ее издержкам

$$\max_q \left\{ \left(\int_0^q p(l) dl - p(q)q \right) + (p(q)q - C(q)) \right\}, \quad (2.1.3)$$

$$C(q) \leq p(q)q. \quad (2.1.4)$$

Решение задачи (2.1.3)–(2.1.4) называется «вторым наилучшим решением» (точка C на рис. 2.1.1). Эта цена, установленная на уровне пересечения функции спроса и средних издержек фирмы:

$$p(q) = AC(q).$$

В этом случае, с одной стороны, монополия не несет потерь. С другой существует неудовлетворенный спрос, а также «мертвые потери» – площадь треугольника ABC. Это некоторая потерянная часть потребительского излишка и излишка производителя, связанная с уходом из точки оптимума в задаче (2.1.1) в точку оптимума задачи (2.1.3)–(2.1.4). Очень большая величина таких потерь может быть недопустима для общества.

Из вышеизложенного видно, что при функционировании естественной монополии общество неизбежно сталкивается с проблемами, которые принято решать с помощью государственного регулирования. Основы методов регулирования будут описаны ниже.

Принципы регулирования естественной монополии

Базовые методы регулирования естественной монополии основаны на принципах, предложенных Бродигамом [151]. Их применение основано на оценивании величины «мертвых потерь» конкретного производства, зависящих от разницы между предельными и средними затратами. В случаях, когда потери велики (рис.2.1.2а), предполагается ориентироваться на методы регулирования, позволяющие выйти на «первое наилучшее решение»: субсидирование, ценовую дискриминацию, многокомпонентные тарифы и др.

Если же мертвые потери невелики (рис. 2.1.2б) и общество может смириться с ними, то ищется возможность введения альтернативной конкуренции либо используется регулирование, побуждающее монополию выйти на «второе наилучшее решение»: цены Рамсея, ценовые лимиты, норма отдачи и др.

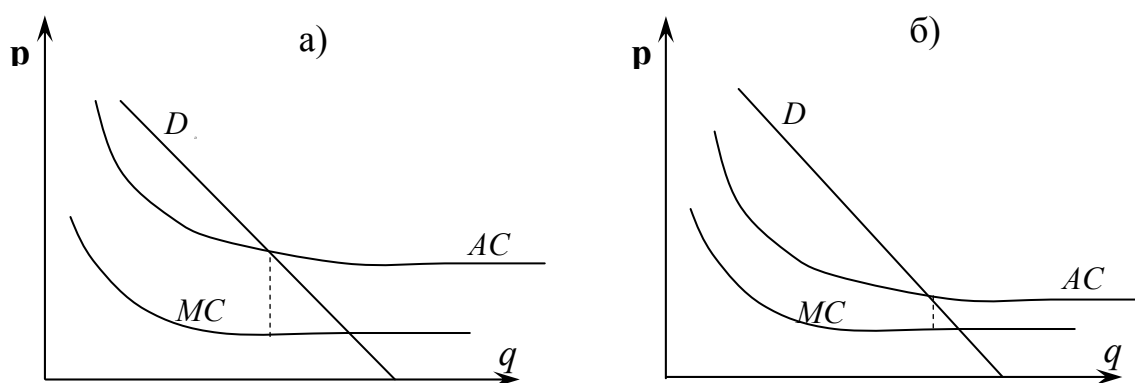


Рис. 2.1.2. Два варианта мертвых потерь в случае естественной монополии:

(а) большие мертвые потери, (б) небольшие мертвые потери



Рис. 2.1.3. Способы регулирования естественной монополии

В данном разделе ограничимся случаем, когда конкуренцию ввести невозможно, т.е. рассмотрим пути выхода на «первое и второе наилучшие решения». Введение конкуренции предполагает в основном создание олигополических рынков с несколькими крупными производителями. Эти модели будут рассмотрены в разделе 3.

Методы регулирования, приводящие к «первому наилучшему решению»

Предоставление субсидий монополии

При линейном (единая цена для всех) ценообразовании по предельным издержкам монополия несет убытки. Чтобы покрыть все свои потери, фирма должна получить недостающие средства в виде субсидий от государства.

Если издержки предоставления субсидий равны нулю, то такие платежи – простое перераспределение между обществом и монополистом [152]. Однако это идеальная и недостижимая на практике ситуация. Пусть при предоставлении субсидии в один рубль общество несет дополнительные затраты

на сбор и управление средствами в государстве δ руб. Таким образом, общие затраты на предоставление субсидий будут равны $(1 + \delta)$.

В этом случае у монополиста нет прибыли, поэтому функция общественного благосостояния – это благосостояние потребителей минус издержки предоставления субсидий.

$$\max_q \left\{ \left(\int_0^q p(l) dl - p(q)q \right) - (1 + \delta)(C(q) - p(q)q) \right\} . \quad (2.1.5)$$

Решение:

$$\frac{p - MC(q)}{p} = \frac{\delta}{1 + \delta} \frac{1}{\varepsilon},$$

где $\varepsilon = -\frac{dq}{dp(q)} \bigg/ \frac{q}{p(q)}$ – эластичность спроса на продукцию монополиста.

Получили, что оптимальные цены связаны с предельными издержками, но превышают их, если фирма получает субсидии. Всему виной затраты общества на предоставление субсидий, равные δ .

Потребитель платит цену, равную предельным издержкам, а потери фирмы покрывают субсидии. Может сложиться такая ситуация, когда функционирование данного предприятия в целом не будет выгодно для общества, то есть результирующее значение функции благосостояния общества (2.1.5) будет отрицательное, но государство будет все равно субсидировать фирму. В такой ситуации, если бы потребители сами несли затраты, то они бы отказались от этой продукции.

Кроме того, для фирмы, получающей субсидии, нет стимула к снижению затрат – все погасится государством. И даже, наоборот, возникает стремление к неоправданному их завышению.

Итак, в случае естественной монополии ценообразование по предельным издержкам менее эффективно в сравнении с ценообразованием, учитывающим полные затраты, несмотря на достижение «первого наилучшего ре-

шения». Вот почему способ редко используется на практике. В частности, электроэнергетике в России субсидии не предоставляются.

Ценовая дискриминация

В условиях монополии применение ценовой дискриминации является стратегией максимизации прибыли для фирмы и дает возможность эффективно распределять ресурсы среди потребителей. При этом фирма восстанавливает все издержки, не отталкивая тех потребителей, которые согласны платить только по ценам, равным предельным издержкам, то есть в этом смысле достигается «первое наилучшее решение». Нужно отказаться от линейного ценообразования и позволить монополисту продавать каждую единицу продукции по максимальной цене, которую готовы заплатить покупатели за эту единицу.

Если каждая единица каждого типа продукции оплачивается по своей индивидуальной цене, то фирма извлекает весь потребительский излишек в виде своего дохода. Это считается отрицательной стороной ценообразования, названного совершенной ценовой дискриминацией. В этом случае нарушается принцип социальной справедливости, и государство может не пойти на это.

Кроме совершенной ценовой дискриминации существует еще два типа дискриминации. Первый (ценовая дискриминация второй степени) схож с совершенной, но предполагает разделение всех потребителей на несколько групп и проведение между ними различий по цене, при этом фирма сама не наблюдает четких различий между потребителями (эта информация для нее скрыта). Другой – дискриминация третьей степени – монополист с легкостью подразделяет потребителей на группы. В этом случае фирма может назначить наиболее высокую цену на рынке с низкой эластичностью, на рынке с высокой эластичностью цена будет близка к цене по предельным издержкам.

Максимизация общественного благосостояния будет совпадать с максимизацией прибыли монополиста, поэтому регулирующий орган может позволить фирме самой решать, сколько продукции производить. В этом случае цена продукции будет равна предельным издержкам.

Объемы выпуска в этом случае такие же, как при ценообразовании по предельным издержкам. Монополия максимизирует свою прибыль без ограничений, поэтому имеет стимул не завышать издержки и действовать эффективно.

К сожалению, функционирование на рынке схемы ценообразования, связанной с ценовой дискриминацией, имеет и отрицательные черты:

1. Отсутствие у монополии полной информации о спросе покупателей на каждую единицу продукции. Для фирмы процедура назначения разных цен для разных покупателей может оказаться достаточно дорогостоящей, так как в этом случае необходимо четко вычленять группы потребителей с различным спросом.

2. При отсутствии существенных различий функций спроса среди потребителей дискриминация также невозможна.

3. Возможность перепродаж продукции одними покупателями другим. Могут возникнуть вторичные рынки, где покупатели, купившие товар по низкой цене будут перепродавать его по более высокой, тем самым, подрывая основы всего механизма ценовой дискриминации.

В чистом виде ценовая дискриминация не применяется – слишком сложно ее осуществить, но элементы ее активно используются на многих монопольных рынках. В том числе в многоставочных тарифах, в плате за доступ и др. Идеи ценовой дискриминации связаны с ценами Рамсея.

Методы регулирования, приводящие ко «второму наилучшему решению»

Ценообразование по модели Рамсея

Для однопродуктовой фирмы «второе наилучшее решение» – это равенство цен средним издержкам. Производитель не несет потери, нет сверхприбыли, выполнено бюджетное ограничение, нет субсидий и связанных с ними проблем. Этот подход наиболее часто используют на практике, в том числе в российских электроэнергетических компаниях.

Однако, если естественная монополия производит два и более продуктов, то к результату с нулевой прибылью могут привести многочисленные комбинации цен. Задача состоит в том, чтобы показать, какая из всех комбинаций цен, обеспечивающих нулевую прибыль, оптимальна с точки зрения общественного благосостояния. Цены, как и в однопродуктовой ситуации, должны превышать предельные издержки. Но какова величина оптимальных надбавок?

Рассмотрим многопродуктовую монополию, где производится n продуктов в объеме $q = (q_1, \dots, q_n)$, $C(q)$ – функция издержек выпуска n продуктов, $MC_k(q) = \partial C(q)/\partial q_k$ – предельные издержки производства k -продукта, $p_k(q)$ – обратная функция спроса для k -продукта.

Тогда задача максимизации общественного благосостояния при условии нулевой прибыли монополиста выглядит следующим образом:

$$\max_{q_1 \dots q_n} \left\{ \left(\sum_i \int_0^{q_i} p_i(l) dl - \sum_i p_i(q) q_i \right) + \left(\sum_i p_i(q) q_i - C(q) \right) \right\}, \quad (2.1.6)$$

$$C(q) \leq \sum_i p_i(q) q_i. \quad (2.1.7)$$

В точке оптимума это ограничение выполняется в виде равенства

$$C(q) = \sum_i p_i(q) q_i. \quad (2.1.8)$$

Находим решение задачи (2.1.6), (2.1.7):

$$\frac{p_k - MC_k}{p_k} = -\frac{\lambda}{(1 + \lambda)} \sum_i \frac{\partial p_i(q)}{\partial q_k} \frac{q_i}{p_k},$$

где λ – множитель Лагранжа ограничений (2.1.7).

Если перекрестные эластичности $\frac{\partial p_i(q)}{\partial q_k} \frac{q_k}{p_i}$ для всех $i \neq k$ равны нулю для каждого k -продукта, решение будет выглядеть следующим образом:

$$\frac{p_k - MC_k}{p_k} = \frac{\lambda}{(1 + \lambda)} \frac{1}{\varepsilon_k}, \quad (2.1.9)$$

где ε_k – эластичность спроса на k -продукт по цене. Выражение (2.1.9) называют правилом обратных эластичностей. Оно было сформулировано впервые французским исследователем Франком Рамсеем и носит его имя [146]. Цена выше для тех потребителей, у которых эластичность мала. Причем степень отклонения цен от предельных издержек определяется степенью жесткости бюджетного ограничения фирмы (коэффициент λ).

Его же можно сформулировать и по-другому. Пусть известны оптимальные объемы выпуска всех продуктов монополии, то есть объемы, удовлетворяющие спрос, задаваемый ценами, равными предельным затратам. Это точка отсчета. По Рамсею: необходимо сокращать объемы выпуска всех продуктов в одинаковой пропорции до тех пор, пока общая выручка не сравняется с общими затратами. Несмотря на то, что этот подход представляется достаточно разумным, его редко применяют на практике. Это объясняется несколькими причинами.

Во-первых, регулирующему органу необходима подробная информация о спросе разных групп потребителей и функции издержек монополии. На деле эту информацию трудно добыть. Именно это остановило сторонника Рамсея Бауте, возглавлявшего французскую электрическую компанию, от применения цен Рамсея на практике. Он применял правило одинаковых надбавок над предельными издержками, а не надбавок, величина которых определяется в соответствии с эластичностями.

Во-вторых, по правилу Рамсея цены выше должны быть у группы потребителей с более низкой эластичностью. Как правило, такая эластичность наблюдается у потребителей, у которых нет выбора в потреблении, и потребление – услуга жизненно важная, от нее отказаться нельзя. В большинстве случаев – это низкооплачиваемые слои населения. Получается, что применение цен Рамсея изначально предполагает для более бедных слоев населения цены выше, чем для состоятельных людей, т.е. нарушается правило социальной справедливости.

Избежать первой проблемы, связанной с ценами Рамсея, помогает механизм Вогельсанга-Финсингера.

Механизм Вогельсанга-Финсингера

Используется динамический регуляторный механизм, под воздействием которого регулируемая фирма со временем меняет объемы выпуска так, чтобы, в конце концов, прийти к оптимальным по Рамсею ценам [152]. Здесь учитывается асимметричность информации для фирмы и регулирующего органа. Удается избежать сбора большого объема информации при назначении цены, и при этом в пределе достигаются цены Рамсея.

В этой схеме монополии позволено в любом периоде времени t максимизировать прибыль

$$\max_{q_1^t \dots q_n^t} \left\{ \sum_i p_i(q^t) q_i^t - C(q^t) \right\},$$

устанавливая цены так, чтобы выполнялось ограничение

$$\sum_i p_i(q^t) q_i^{t-1} \leq C(q^{t-1}).$$

Здесь q^t , q^{t-1} – выпуск фирмы в периоды t , $t-1$, $C(q^t)$, $C(q^{t-1})$ – общие издержки фирмы в соответствующие периоды.

Решением задачи для всех $k=1, \dots, n$ будет

$$\frac{p_k(q^t) - MC_k(q^t)}{p_k(q^t)} = \frac{1}{(1+\lambda)} \sum_i \frac{\partial p_i(q^t)}{\partial q_k^t} \frac{q_i^{t-1}}{p_k(q^t)} - \sum_i \frac{\partial p_i(q^t)}{\partial q_k^t} \frac{q_i^t}{p_k(q^t)}$$

где λ – множитель Лагранжа.

При $q^t = q^{t-1}$, приходим к решению, аналогичному модели Рамсея:

$$\frac{p_k^t - MC_k^t}{p_k^t} = \frac{\lambda}{(1 + \lambda) \varepsilon_k^t} \text{ и } \sum_i p_i(q^t) q_i^t = C(q^t).$$

Таким образом, монополия будет сама менять цены и объемы производства, приближаясь к устойчивому социально-оптимальному состоянию (рис. 2.1.4). И регулирующему органу не обязательно знать функции спроса, издержек, оптимальные цены. Однако на практике зачастую бывает сложно определить даже фактически имевшиеся издержки. Регулирующий орган полагается в основном на отчетность фирмы, в этом случае фирма заинтересована завышать реальные цифры, а завышение издержек приводит к более высоким ценам в следующем периоде. Существует также опасность целенаправленной растраты ресурсов, которая увеличивает издержки. Например, это можно сделать, покупая материалы по слишком высоким ценам или, создавая излишние мощности, и др.

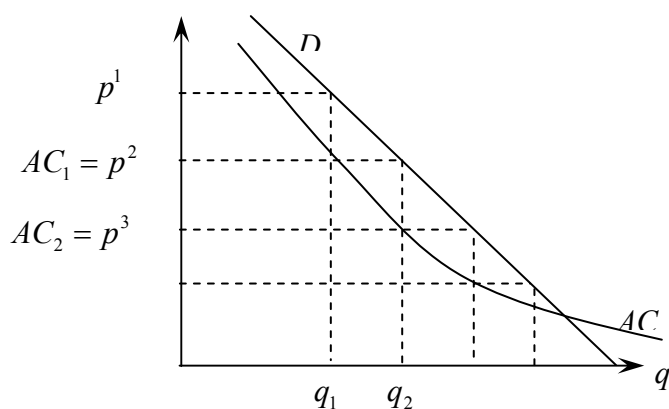


Рис. 2.1.4. Динамический регуляторный механизм Вогельсанга-Финсингера. Цены $p^1, p^2, p^3, \dots$ сходятся к ценам Рамсея.

Кроме того, если функция издержек не имеет свойства постоянно снижающихся средних издержек, то применение такой схемы может привести к убыткам фирмы. Также остается не ясным, как механизм будет адаптироваться к изменениям технологии, цен на ресурсы, спроса и др.

Тем не менее, такая схема вынуждает фирму-монополию двигаться ко «второму наилучшему решению», и, в конечном счете, работать эффективно для общества.

Механизм Вогельсанга-Финсингера может использоваться не только при обычных тарифах, но и при двухкомпонентных, включающих плату за доступ.

Двухкомпонентные тарифы и плата за доступ

Двуставочным тарифом на товар $i = \overline{1, n}$ назовём такую схему оплаты, которая включает в себя фиксированную часть, не зависящую от объёмов потребления:

$$T_i(q) = A_i + p_i(q) \cdot q_i$$

В этой схеме важны две составляющие: характеристики спроса на единицу купленного товара и спрос на доступ к товару. Последний будет характеризоваться готовностью заплатить величину A_i .

Двуставочные тарифы часто применяют на практике. В электроэнергетике они могут реализоваться двумя способами – плате за подключение к сети или плате за мощность. Надо отметить, что двуставочный тариф соответствует схеме количественных скидок. Средняя цена уменьшается с числом купленных единиц товара. Рассмотрим несколько принципов оптимального формирования таких тарифов.

Можно положить фиксированную надбавку за доступ равной разнице между предельными и средними издержками, тогда при назначении цены за единицу товара на уровне предельных издержек естественная монополия не будет терпеть убытков.

Если потребителей можно разделить по характеристикам спроса на несколько групп, между которыми отсутствует арбитраж, то возможно осуществление дискриминации. В этом случае монополист будет стремиться изъять весь потребительский излишек, в том числе через назначение соответ-

вующей платы за доступ. При полной информации он потребует персонифицированную фиксированную надбавку A , равную чистому потребительскому излишку. Причём плата за доступ для потребителя с высоким спросом будет выше, чем для потребителя с низким спросом. При асимметричности информации потребителю с высоким спросом выгодно скрыть свой тип и перейти к покупкам по ценам, которые предлагаются потребителю с низким спросом. Тогда монополист будет вынужден назначить единую плату за доступ в точности равную величине излишка потребителя с низким спросом (это при условии, что такая надбавка A и цена равная предельным издержкам покроет все издержки монополии).

В целом тарифы для групп потребителей должны устанавливаться по правилу обратной эластичности, это обсуждалось в части, посвящённой ценам Рамсея. Чем выше эластичность спроса, тем ниже ставка тарифа. Можно выделить ситуацию, когда для одной группы потребителей спрос фиксирован (нулевая эластичность). Тогда именно для этой категории будет установлена плата за доступ покрывающая все постоянные затраты монополии (естественно в разумных пределах), а для остальных она будет равна предельным издержкам за доступ. Однако на практике электроэнергетические компании стремятся уравнивать потребителей в части платы за доступ. Считается, что установление платы на умеренном уровне не должно привести к отказу от потребления какой-либо из групп населения. Например, подключение сельского жителя компании обходится дороже, чем городского, а плата за доступ к сети у всех групп потребителей одинаковая.

Блочные тарифы

В блочном тарифе цена единицы продукции меняется в зависимости от объема потребления. Существует два вида блочных тарифов: повышающиеся и понижающиеся по мере увеличения потребления [148].

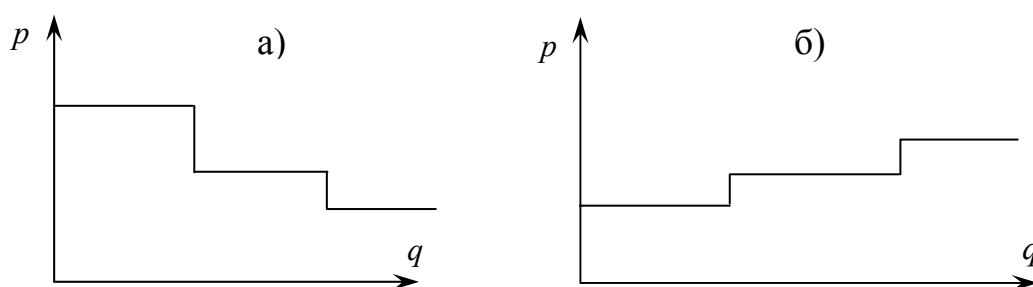


Рис. 2.1.5. Понижающийся (а) и повышающийся (б) блочные тарифы

Влияние блочных тарифов на достигаемое общественное благосостояние анализируется в теории регулирования аналогичным вышеизложенным способом. Пусть имеется тариф, состоящий из нескольких блоков, цена дополнительной единицы продукции меняется от блока к блоку, но постоянна внутри него. Задача оптимизации общественного благосостояния будет выглядеть как (2.1.6)–(2.1.7), при условии, что потребление продукции внутри каждого блока можно рассматривать как потребление отдельных товаров со своими ценами и взаимосвязанным спросом. Тогда оптимальные цены в блоках определятся в соответствии с моделью Рамсея: отклонения цен от предельных издержек в каждом блоке обратно пропорциональны эластичностям спроса на товар в данном блоке по своей цене и ценам в других блоках, если выполняется условие (2.1.7) покрытия всех издержек монополии.

Важное свойство блочных тарифов, оптимальных по Рамсею, состоит в том, что эластичность спроса на продукцию внутри любого блока k будет меньше эластичности внутри любого блока l , такого, что l следует за k . В соответствии с моделью Рамсея, чем меньше эластичность, тем выше оптимальная цена, значит оптимальным можно считать понижающийся блочный тариф.

Если потребление в первых k блоках фиксировано, и эластичность спроса равна нулю, тогда по модели Рамсея цены в последующих блоках должны быть равны предельным издержкам фирмы (и равны между собой), а цены в первых k блоках должны покрывать все постоянные издержки монополии. При этом каждая дополнительная единица продукции продается по

цене, равной предельным издержкам. То есть удалось достигнуть решения, которое уже невозможно улучшить, и его можно считать «первым наилучшим решением».

В общем случае, когда невозможно выделить группу потребителей с фиксированным спросом, цены в блоках устанавливаются на уровне выше предельных издержек. Общественное благосостояние улучшают путем увеличения количества блоков. Продемонстрируем это, рассматривая блочный тариф, построенный по критерию Парето, когда движение в сторону оптимума возможно лишь при условии увеличения благосостояния по крайней мере одного участника рынка и нанесении ущерба никому другому.

Поскольку при улучшении по Парето никто из участников не несет потерь, то такое изменение обязательно ведет к росту совокупного излишка. Одним из преимуществ блочных тарифов является то, что они при определенных условиях могут быть построены по критерию Парето, то есть от их введения некоторые стороны выиграют по сравнению с единой ценой, и никто не несёт урона.

Если имеется тариф из N блоков с ценами, превышающими предельные издержки, то может быть построен тариф по принципу Парето из $N + 1$ блоков, дающий Парето-преимущества по сравнению с тарифом из N блоков.

При единой цене каждый индивид потребляет благо в соответствии со своей индивидуальной функцией спроса. Пусть потребитель с самым высоким спросом (он при единой цене p_1 потребляет самый большой объем данного блага q_1 по сравнению с другими потребителями). Ниже изображена его кривая спроса D_1 (рис. 2.1.6).

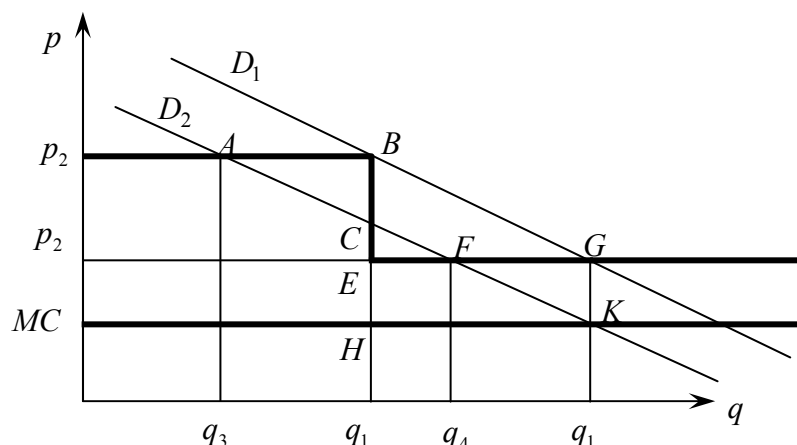


Рис. 2.1.6. Тариф из двух блоков, сформированный по критерию Парето.

Цена первого блока пусть будет равна цене p_1 . Эта цена должна применяться к объему потребления q_1 покупателя с высоким спросом. Цена во втором блоке может быть любой в промежутке между p_1 и предельными издержками. Пусть это будет цена p_2 . При переходе к двухблочному тарифу первый потребитель будет потреблять большее количество продукции q_2 . При этом его потребительский излишек возрастет на величину, на рисунке составляющую площадь треугольника EBG . В свою очередь прибыль монополии увеличится на площадь фигуры $EGKH$.

Если рассматривать второго потребителя с функцией спроса D_2 , то при единой цене он будет потреблять количество q_3 . А при введенном новом блочном тарифе возможно перейдет к объемам q_4 , если площадь приобретенного вновь потребительского излишка (фигура CEF) будет больше платы за переход к большим объемам потребления (фигура ABC). В нашем случае второй потребитель не изменит своего поведения (площадь CEF меньше площади ABC).

Переход от единой цены к двухблочному тарифу отвечает критериям Парето. По сравнению с ситуацией единой цены ни один из потребителей не проигрывает. Всем потребителям доступен прежний объем продукции по прежней цене. Однако некоторые потребители могут изменить своё потреб-

ление после введения двублочного тарифа. Они пойдут на такой шаг, если он принесет им дополнительные выгоды. При новом тарифе все потребители имеют в распоряжении тот же или даже больший объем благ.

На практике применяют блочные тарифы, включающие в себя плату за доступ. Все выводы для одноставочного тарифа будут работать и в этом случае. Для улучшения общественного благосостояния требуется также увеличивать количество блоков в тарифе. Однако число блоков во многоставочном тарифе никогда не бывает велико. Обычно их два или три. Большее количество блоков в тарифе резко увеличивает затраты и сложность его применения.

Следует заметить, что хотя оптимальным является понижающийся тариф, на практике зачастую можно встретить использование повышающегося блочного тарифа. Его применяют с целью более справедливого распределения благосостояния. В этом случае потребители с бóльшим спросом платят больше за единицу, чем потребители с малым спросом. Здесь учитывается, что повышенный спрос предъявляют группы с большими доходами. Применение такого тарифа позволяет защитить малоимущие слои населения.

Приведем пример. Регулирующий орган Бельгии понижающийся тариф откорректировал из-за его «несправедливого» характера [148]. Компания предлагала следующий тариф:

Плата за доступ единая для всех – 240 бельгийских франков (б.фр.); при потреблении 450 кВт/год тариф составлял 5,75 б.фр.; при потреблении от 450 кВт/год до 720 кВт/год тариф составлял 3,10 б.фр.; при потреблении свыше 720 кВт/год тариф равнялся 2,02 Б.фр.

Профсоюз предлагал заменить такой вид ценообразования на повышающийся блочный тариф. Но регулирующий орган предпочел этим схемам «меню» тарифов:

Общественный тариф: плата за доступ – 200 б.фр. в год; плата за пользование – 4,8 б.фр. за кВт в год.

Нормальный тариф: плата за доступ – 1300 б.фр. в год; плата за пользование – 2,7 б.фр. за кВт в год.

Общественным тарифом пользовались в основном потребители с низкими объемами потребления до 600 кВт/год. Поэтому, назначая тарифы таким образом, регулирующий орган осуществлял ценовую дискриминацию, при этом дополнительный потребительский излишек изымался у более состоятельных слоев граждан.

Механизмы регулирования монополии, применяемые на практике.

Стимулирующее регулирование

Теория регулирования пересматривает не только теоретические основы методов государственного контроля над монопольной фирмой, но и механизмы непосредственного регулирования.

Стимулирующее регулирование основано на введении ограничений на доход фирмы. Поэтому главным вопросом является, насколько жестко привязывать доходы к издержкам. От его решения зависит эффективность системы регулирования.

Ограничение на доход

$$R = a + bC,$$

где R – доход, C – издержки, a, b – коэффициенты. Возможные виды ценообразования, зависящие от ограничения на доход представлены на рис.2.1.7.

Первый вид характеризуется слабыми стимулами снижения издержек – $b = 1$. В этом случае фирма не заинтересована сокращать издержки, так как есть возможность автоматически переносить издержки на потребителя, ему же достается и вся выгода от снижения издержек. К этой схеме относится регулирование нормы отдачи на капитал или ценообразование по средним издержкам. Она используется в российской электроэнергетике.

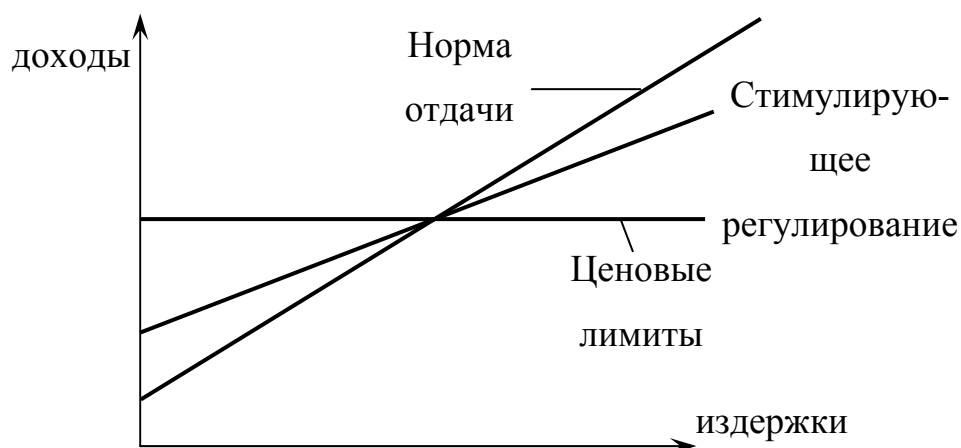


Рис. 2.1.7. Возможные виды ценообразования, связанные с ограничениями на доход.

Второй вид предполагает сильные стимулы снижения издержек — $b = 0$. По сути, эта схема предполагает введение фиксированных цен. В этом случае единственный способ повысить доходы фирмы — сокращение издержек. Ситуация схожа со свободной конкуренцией, когда фирма воспринимает цены как данность. Механизмы, действующие по этой схеме, носят название ценовых лимитов. Впервые такой вид ценообразования для электроэнергетической отрасли был применен в Великобритании в 1990 году.

Третий вид включает схемы со скользящей шкалой — $0 < b < 1$. Такой метод регулирования сочетает два вышеперечисленные. В этом случае часть выгоды от снижения издержек достается потребителям, а часть монополии. Это могут быть механизмы с так называемой скользящей шкалой и механизмы разделения издержек.

Основная задача — отыскать оптимальный уровень b . Ее решение в условиях неполноты и асимметричности информации наталкивается на множество проблем. Рассмотрим несколько подробнее перечисленные виды регулирования.

Регулирование нормы отдачи на капитал

Долгое время при регулировании естественной монополии пользовались методом регулирования нормы отдачи на капитал. Но в последнее время

появилось много критических статей, доказывающих неэффективность такой схемы [148], [153].

При регулировании нормы отдачи на капитал доход на капитал, получаемый фирмой, не должен превышать установленный регулируемыми органами «справедливый» уровень f . Доход на капитал определяется как $(pq - wL)/K$, то есть разность дохода и издержек по некапитальным ресурсам, деленная на капитал, где p – цена, q – объем выпуска, wL – издержки по некапитальным ресурсам, например, оплата труда, K – капитал. Фирма может выбрать любые K, L, q, p так, чтобы

$$f \geq (pq - wL)/K.$$

Прибыль определяется как разность выручки и общих издержек:

$$\pi = pq - C(q) = pq - wL - rK,$$

где r – норма амортизации (или издержки на обслуживание капитала). После преобразований получим, что прибыль компании в случае регулирования нормы отдачи на капитал будет ограничена

$$\pi \leq (f - r)K.$$

В этом случае может не достигаться «второе наилучшее решение», при котором прибыль нулевая. В данном механизме доход фирмы привязан к ее издержкам, а, как уже говорилось ранее, это ведет к отсутствию стимулов к снижению издержек путем совершенствования методов функционирования. Кроме того, механизм стимулирования ориентирован на капитальную составляющую. Фирме выгодно завышать соотношение K/L и производить продукцию с большим объемом капитала и меньшим объемом труда. Кроме того, работа, которую должны производить регулирующие органы по выявлению истинных издержек и доходов фирмы, объемна и дорогостояща. Некоторые отрицательные моменты могут быть сглажены длиной регуляционного лага. Чем больше расстояние между периодами пересмотра, тем больше сти-

мулов у монополии к снижению издержек. Здесь появляются черты схемы с предельными ценами или ценовых лимитов.

Тем не менее, необходимо отметить положительные черты данного вида регулирования. Во-первых, он позволяет избежать риска банкротства монополии, обеспечивая стабильность положения, например, электроэнергетики. Во-вторых, эта схема гарантирует получение отдачи от сделанных инвестиций, что особенно важно для российской электроэнергетики, где проблема инвестиций остра.

Ценовые лимиты

Основной идеей этого вида регулирования является установление фиксированного потолка для цены, назначаемой регулируемой фирмой. Фирма будет в этом случае сокращать свои издержки точно так же, как это делает фирма, действующая в условиях свободной конкуренции, принимая рыночную цену как данную извне. Поскольку ограничение, накладываемое на фирму, не ставится в зависимость от фактических издержек фирмы, ценовые лимиты в чистом виде являются механизмом, порождающим мощные стимулы ($b = 0$).

При использовании данного механизма регулирующие органы устанавливают цену, именуемую «лимитом». Фирме разрешается назначать цену, меньшую лимита или равную ему, и присваивать всю получаемую в результате прибыль. Для многопродуктовой монополии регулирующие органы устанавливают агрегированный ценовой лимит для корзины продуктов, выпускающихся компанией. Агрегированный лимит имеет форму индекса цен или средневзвешенной цены. Фирме разрешается менять цены на продукты с тем лишь условием, что эти изменения не повлекут за собой рост этого показателя лимита.

Регулирующие органы могут объявить о том, что ценовой лимит будет постоянно корректироваться в соответствии с заранее установленным экзо-

генным для фирмы фактором. Например, ценовой лимит может быть привязан к индексу цен ресурсов. Очень часто используется индекс инфляции за вычетом оцененного в процентах фактора ожидаемого роста производительности. Данный механизм получил название RPI-X-регулирования. Индекс RPI хорош тем, что фирма не может им манипулировать, а потребителям он дает четкие ценовые сигналы. Этот метод регулирования гораздо в большей мере ориентирован на перспективу, чем, например, метод регулирования нормы отдачи. RPI-X-регулирование основывается на прогнозах о росте производительности и развитии спроса.

На длинных временных интервалах происходят периодические пересмотры ценового лимита. Они должны осуществляться, исходя из изменения издержек, спроса и условий получения прибыли фирмой и др. Интервалы между пересмотрами заранее фиксированы.

В случае если регулирующий орган обладает полной информацией, он может назначить оптимальные цены, которые будут соответствовать «второму наилучшему решению». Во всех других ситуациях (при неизвестной функции спроса потребителей и функции издержек фирмы), для того чтобы фирма не несла убытков, цена устанавливается, скорее всего, выше оптимальной, соответственно и продукции производится меньше. У фирмы появляется прибыль.

Компания заинтересована в снижении издержек внутри временного лага между пересмотрами лимита и получении за счёт этого прибыли.

С течением времени спрос и издержки меняются и ценовой лимит должен периодически пересматриваться. Один из важнейших вопросов – как часто и на какой основе будет корректироваться лимит: на основе внешних факторов, на основе прибыли фирмы или еще на какой-то другой основе. Иногда лимит привязывается к индексу оптовых цен или к индексу заработной платы. Тогда он зависит от внешних факторов. В этом случае фирма будет минимизировать издержки, объем выпуска станет ниже оптимального, а

цена несколько выше оптимальной, так как известно, что прибыль фирмы будет положительной (а не нулевой).

Существует несколько проблем, связанных с применением этого механизма. Для многопродуктовой фирмы лимитом является некоторый агрегированный показатель, рассчитываемый на основе цен продуктов. В этом случае фирме предоставляется некоторая свобода в отношении корректировки цен в рамках общего ограничения, что позволяет ей повысить прибыли. Но резкая ребалансировка цен может задеть интересы некоторых групп потребителей и привести к нежелательным перераспределительным эффектам. Поэтому регулирующие органы зачастую вводят дополнительные лимиты на «скорость», с которой проводится изменение соотношений цен.

Другая проблема связана с лагом регулирования. Большой период между пересмотрами лимитов обеспечивает высокие стимулы для производственной эффективности, но может сказаться отрицательно на эффективности распределения ресурсов. Поэтому важно, чтобы между пересмотрами был достаточный период и его продолжительность заранее и четко зафиксирована. Обычно лаг составляет пять лет. Именно эти качества составляют основные отличия механизма ценовых лимитов от регулирования нормы отдачи на капитал.

Схемы участия в прибыли или со скользящей шкалой

Если схемы ценовых лимитов могут давать монополии достаточно высокие прибыли, то схемы, изложенные в этом параграфе, лишены этого недостатка. 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. Регулирующим органам может

быть предпочтительнее более жесткая привязка цены к издержкам в отношении потерь, чем в отношении прибылей. Анализ плана скользящей шкалы показывает, что он дает существенные преимущества по сравнению с механизмом регулирования нормы отдачи на капитал, однако, по сравнению с ценовыми лимитами в чистом виде положительный эффект скромнен.

Примером применения таких схем может стать электроэнергетическая отрасль Индианы [148], где применялась схема скользящей шкалы. Вся прибыль, дающая рентабельность 10,6%, получает компания, потребителям попадает прибыль свыше 12,3%, а в промежутке между указанными цифрами прибыль «делится» между компанией и потребителями.

Способы определения базового тарифа

Необходимо сказать несколько слов о способах получения информации для назначения в последующем на ее основе цен или тарифов монополии. Выделяют два подхода:

1. Установление цен на основе изложенных механизмов (нормы прибыли на капитал, лимитов, скользящей шкалы и др.) с последующей временной корректировкой по заранее заданному алгоритму, опираясь на информацию об издержках и доходах фирмы за определенный период.

2. Установление цены, исходя из внешней информации, без оценки издержек монополии (например, основываясь на ценах, которые сложились бы на конкурентном рынке).

В первом случае цена будет ориентирована на непосредственные издержки монополии, что оберегает ее от убытков. Подробнее данные механизмы формирования тарифов были описаны выше. К отрицательным чертам этих схем можно лишь добавить затратность получения полной информации об издержках монополии с учетом асимметричной информированности монополии и регулирующего органа.

Второй вариант тоже имеет свои достоинства и недостатки. Часто для этих целей выбирают компании, производящие один и тот же продукт, на различных региональных рынках. Такое получение информации и установление цены называется «ярдстик»-конкуренцией. Здесь не стоит задача сбора информации у самой монополии, но необходимо будет сделать некоторые оценки состояния компании, которая была выбрана в качестве ориентира. Кроме того, есть проблема того, насколько сравниваемые компании возможно будет объединить в одну группу. Каждая из них обладает своими особенностями, например, климатическими и географическими.

Региональная монополия получает вознаграждение в зависимости от того, насколько успешно она функционирует в сравнении с группой компаний, действующих в сходной ситуации. При этом назначаемая цена, а значит, и доход для монополии будут полностью отделены от ее издержек, что, несомненно, является положительным моментом рассматриваемой схемы. Механизмы «ярдстик»-конкуренции имеют серьезные стимулы к инновациям и развитию производства, в том числе из-за возникающей неявной конкуренции между региональными компаниями.

Подобные схемы в электроэнергетике применялись в Великобритании, где отрасль была приватизирована не как национальная, а как несколько региональных монополий.

Итак, можно выделить следующие основные принципы формирования оптимальных тарифов.

Тарифы должны быть разными для разных групп потребителей в зависимости от издержек обслуживания этих групп и эластичности их спроса, а также сезонных колебаний и надежности предоставления услуг. Число таких групп должно быть как можно бóльшим. Если у регулирующего органа стоит задача социальной защиты населения, то нельзя следовать принципу обратной эластичности, продиктованному ценами Рамсея.

Для тарифов для каждой группы потребителей хорошо потребовать быть блочными, понижающимися, многоставочными, включать фиксированную плату за доступ к рынку. Число блоков в тарифе должно быть как можно бóльшим. Цены внутри блока следует устанавливать соответственно эластичности и предельным издержкам. Для социальной защиты населения целесообразно использовать повышающийся блочный тариф.

Общий уровень тарифов должен позволять фирме покрывать свои издержки, включая нормальную прибыль. Необходимо проводить периодические корректировки, отражающие изменения спроса и затрат производства.

Между пересмотрами тарифы могут меняться автоматически, исходя из заранее оговоренных экзогенных факторов. Для многопродуктового производства основным критерием ограничения тарифа может служить агрегированный показатель цен производимых продуктов. В этом случае монополист обладает некоторой свободой корректировки тарифов.

Для эффективного учёта издержек монополии регулирующим органом можно ввести псевдо «ярдстик» конкуренцию и учитывать при регулировании информацию об издержках компаний со сходной технологией и продукцией. В целом выбрать цены такой компании в качестве ориентира при установлении тарифа.

Проблемы и задачи ценообразования в российской электроэнергетике

В России начато активное реформирование электроэнергетической отрасли в направлении создания дерегулируемого рынка электроэнергии в стране. Действует оптовый рынок, на котором заключаются двусторонние среднесрочные и долгосрочные договоры на поставку электроэнергии, и свободный рынок электроэнергии, где продаются объёмы, производимые сверх договоров. В первом случае цена регулируется контрактом, где она будет закреплена на срок действия договора (один–три–шесть месяцев) с корректировкой, зависящей от внешних факторов, таких как увеличение стоимости

топлива, общий индекс инфляции и т.д. Базовая цена должна устанавливаться по методу нормы отдачи на капитал. На свободном (спотовом) рынке цена определяется спросом и предложением, то есть по сути дела должна формироваться равновесная цена. Реализуется такая цена через двусторонние аукционы. Механизмы действия таких аукционов будут рассмотрены ниже.

Кроме того в России действует рынок мощности, где будут заключаются двусторонние договоры на покупку, которые должны обеспечить покрытие постоянных затрат производителю. Плата за мощность и непосредственно электроэнергию представляет собой двуставочный тариф.

Должен быть установлен предельный уровень нерегулируемых цен, основанный на информации о средней стоимости единицы электрической энергии (1 кВтч), сложившейся на оптовом рынке, с учетом тарифов на услуги по передаче электрической энергии и сбыту.

Пока что не предполагается существенных изменений при продаже электроэнергии населению, здесь действуют регулируемые тарифы для нескольких групп потребителей.

Регулироваться государством будут тарифы по передаче электроэнергии. Общеизвестно, что именно эта стадия производства приносит черты естественной монополии в электроэнергетическую отрасль. Здесь вводится двуставочный тариф на содержание сетей и оплату технического расхода (потерь).

Оценивая предложенную систему тарифов, можно заметить следующее: в целом ценообразование, которое должно сложиться на рынке электроэнергетики, отвечает некоторым оптимальным критериям формирования тарифов перечисленным выше, в частности введение платы за доступ, корректировка с большими лагами и на основе внешних факторов, введение лимитов, разделение потребителей на группы.

В то же время, возникает ряд вопросов, которые требуют разрешения. В частности, есть ли возможность введения «ярдстик»-конкуренции, ведь

российская электроэнергетика состоит из ряда региональных компаний, функционирующих в сходных условиях; возможно ли для населения отказаться от линейного тарифа и ввести более свободную систему, включающую в себя несколько блоков или плату за доступ; возможно ли введение меню тарифов при формировании цен на передачу электроэнергии по сетям.

2.2. Модели стратегического взаимодействия сетевых и генерирующих компаний на рынке передачи электроэнергии

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.2.2.1,а), к дезинтегрированной структуре, ключевым элементом которой является принцип отделения передающих и распределяющих сетей от генерации, сбыта и потребления электроэнергии (рис.2.2.1,б).

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 [154-156], США [157], Аргентины, Чили [158] 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 [159-161].

Основные принципы регулирования электроэнергетики России прописаны в законах «Об электроэнергетике» и «Об особенностях функционирова-

ния электроэнергетики в переходный период...» [162, 163]. 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) [164]. 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 [165,166]. 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 [167]. При этом регулируемая фирма может стратегически использовать имеющееся у нее информационное преимущество в своих интересах [168]. Данные проблемы усиливаются в случае сговора регулируемой фирмы и регулятора, а также при «захвате» регулятора третьими заинтересованными силами [169].

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 [170]. 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, отмечает Президент России Дмитрий Медведев¹, «особенно вызывающе выглядят сетевые компании».

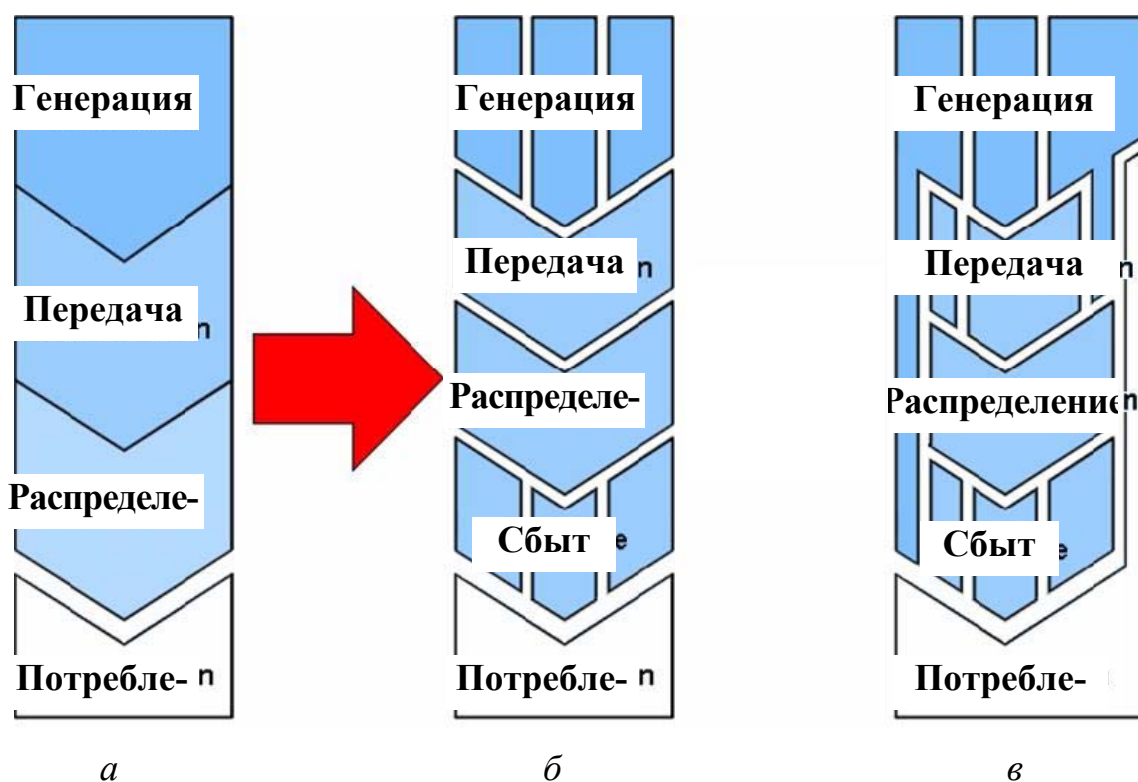


Рис. 2.2.1. Организационные структуры электроэнергетики.

a – вертикально-интегрированная монопольная структура;

б – вертикально-дезинтегрированная структура;

в – структура, включающая элементы вертикальной интеграции.

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

В связи с этим авторам представляется полезным исследовать в качестве возможной альтернативы принципу вертикальной дезинтеграции модель потенциальной конкуренции [171] сетевой монополии с независимой сетевой или генерирующей компанией, причем в виде, учитывающем возможное изменение цен при входе в сферу передачи электроэнергии нового конкурента [172].

Имеются определенные эффекты, из-за которых структура, включающая элементы вертикальной интеграции (рис.2.2.1,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 [60], но не изучена для случаев объединения в рамках одной компании функций производства и передачи электроэнергии. Также существует эффект роста рисков инвестиций при дезинтеграции электроэнергетики [174, 175].

Следует отметить, что некоторыми стратегиями реформирования электроэнергетики России допускалось как сохранение и развитие вертикально-интегрированных компаний, так и возникновение независимых сетевых компаний [176, 177]. Однако была принята стратегия, разработанная РАО «ЕЭС России».

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 при-

были 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 [178, 179], 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 в состоянии выявить некоторые нетривиальные эффекты, возникающие при различных вариантах организации рынка в зависимости от параметров модели и ее начальных условий.

Объектом изучения является 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.2.2.2).

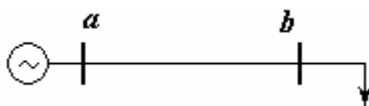


Рис. 2.2.2. Двухузловая ЭЭС.

Исследуются четыре возможных схемы организации рассматриваемого рынка:

Гарантированная регулируемая сетевая монополия (Р).

Гарантированная нерегулируемая сетевая монополия (М).

Сетевая монополия в условиях потенциальной конкуренции с независимой сетевой компанией (М+НСК).

Сетевая монополия в условиях потенциальной конкуренции с генерирующей компанией (М+ГК).

В условиях схем 2.2.3 и 2.2.4 укоренившаяся 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:

На рынке заданы функции спроса $p_D = a - bq$ и предложения $p_S = c + dq$.

Существующая ЛЭП между узлами, пропускная способность которой равна q_0 , принадлежит специализированной сетевой монополии.

Потери составляют фиксированную долю β от объема передачи (соответственно, до потребителя доходит $q_D = (1 - \beta)q_S \equiv \alpha q_S$).

Издержки на увеличение пропускной способности, одинаковые для сетевой монополии и потенциальных конкурентов, равны $TC(\Delta q) = f + g\Delta q + h(\Delta q)^2$.

Численные расчеты будем осуществлять применительно к рынку со спросом $p_D = 10 - 0,15q$ и предложением $p_S = 1 + 0,2q$ (рис.2.2.3). Долю передаваемой электроэнергии примем равной $\alpha = 0,95$. Если не оговаривается особо, издержки на расширение сети составят $TC(\Delta q) = 20 + 0,5\Delta q + 0,1(\Delta q)^2$.

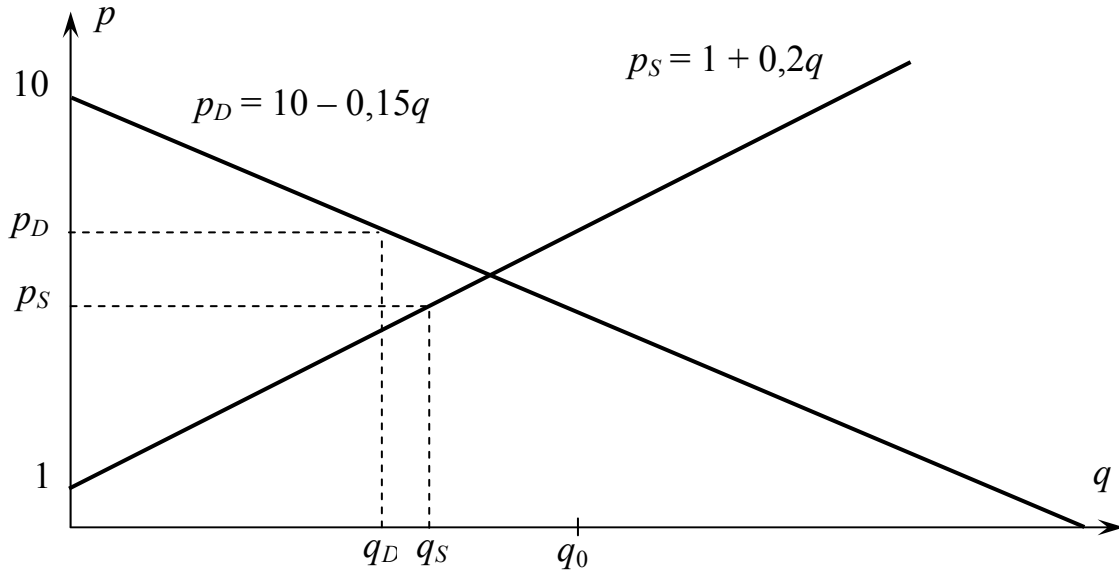


Рис. 2.2.3. Спрос и предложение на электроэнергетическом рынке.

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

$$W(q_S) = \int_0^{q_D} (p_D(q) - p_S(q)) dq - \int_{q=q_D}^{q_S} p_S(q) dq = (\alpha a - c)q_S - \frac{\alpha^2 b + d}{2} q_S^2 \rightarrow \max_{q_S}.$$

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:

$$\pi^2 = (\alpha^2 b + d + h)q^2 - (\alpha a - c - g + 2hq_0)q + (f - gq_0 + hq_0^2) = 0,$$

$$D(q_0) = (\alpha a - c - g + 2hq_0)^2 - 4(\alpha^2 b + d + h)(f - gq_0 + hq_0^2).$$

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.2.2.4 области различного поведения сетевой монополии в зависимости от имеющейся пропускной способности:

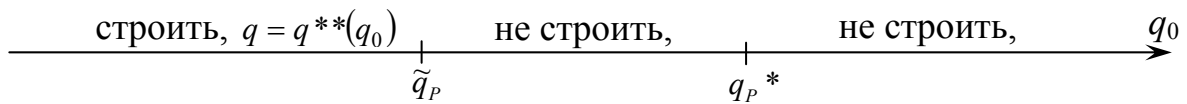


Рис. 2.2.4. Области в зависимости от имеющейся пропускной способности

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

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

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

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

Максимизируя функцию прибыли, получим:

$$a\alpha q - 2b\alpha^2 q - c - 2dq - g - 2hq + 2hq_0 = 0,$$

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

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 передающих 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.2.2.5 области различного поведения сетевой монополии в зависимости от имеющейся пропускной способности:

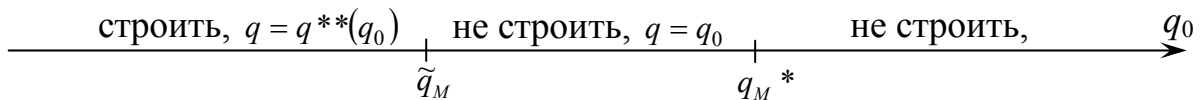


Рис. 2.2.5. Области в зависимости от имеющейся пропускной способности.

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.2.2.6, 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.

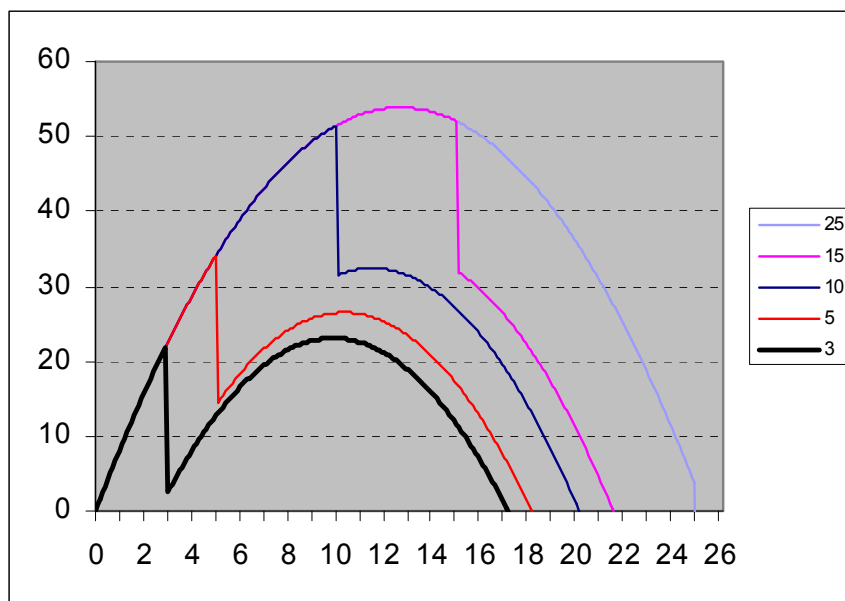


Рис. 2.2.6. Зависимость прибыли от объема передачи при разной пропускной способности q_0 .

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 $q_1 = 12,7$.

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:

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

$$q_2 = \frac{\alpha a - c - g - \alpha^2 b q_1 - d q_1}{2(\alpha^2 b + d + h)}.$$

Независимая сетевая компания не входит на рынок, если ее прибыль $\pi(НСК)$ 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. Решим 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:

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

Модель сетевой монополии

Лидер, сетевая монополия, будет осуществлять выбор с учетом скачкообразного роста прибыли в точке $\tilde{q}_{HCK}$, 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 $\tilde{q}_{HCK}$ и q_0 может быть различной.

Для представленного в работе численного примера критическая пропускная способность, защищающая сетевую монополию от конкуренции, составляет $\tilde{q}_{HCK} = 6,3$. 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.2.2.7 представим графики прибыли в зависимости от объема передачи q_1 для разной имеющейся пропускной способности q_0 .

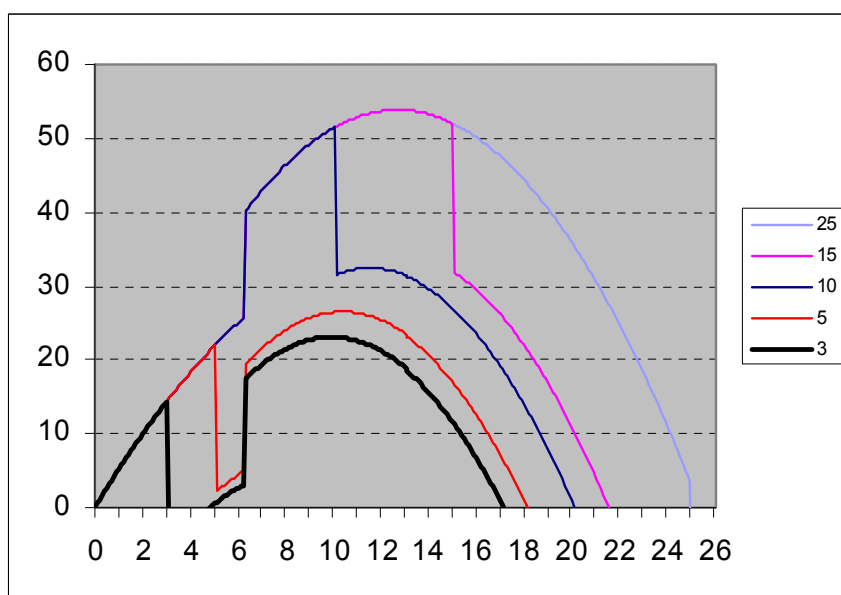


Рис. 2.2.7. Зависимость прибыли от объема передачи при разной пропускной способности q_0 .

Исследуем подробнее вариант низкой пропускной способности сети $q_0 < \tilde{q}_{НСК}$. На рис.2.2.8 представлены возможные стратегии сетевой монополии и соответствующие объемы передаваемой электроэнергии q_1 .

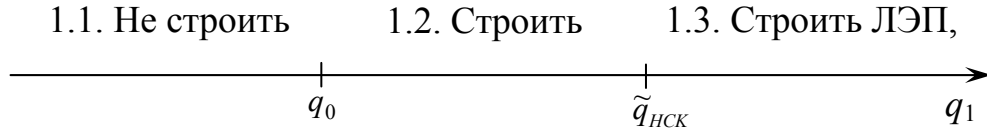


Рис.2.2.8. Возможные стратегии сетевой монополии.

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

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

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

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 $q_1 \in (q_0; \tilde{q}_{HCK}]$. 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

$$q_1^2 = \frac{\tilde{a} - \tilde{c} - g + 2hq_0}{2(\tilde{b} + \tilde{d} + h)}.$$

1.3. Стратегия «строить ЛЭП, не пускать конкурента» реализуется, если $q_1 > \tilde{q}_{HCK}$. 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

$$q_1^3 = \frac{\alpha a - c - g + 2hq_0}{2(\alpha^2 b + d + h)}.$$

Второй вариант, характеризующийся высокой пропускной способностью сети $q_0 \geq \tilde{q}_{HCK}$, отличается последовательностью критических точек. На рис.2.2.9 представлены возможные стратегии сетевой монополии и соответствующие объемы передаваемой электроэнергии q_1 .

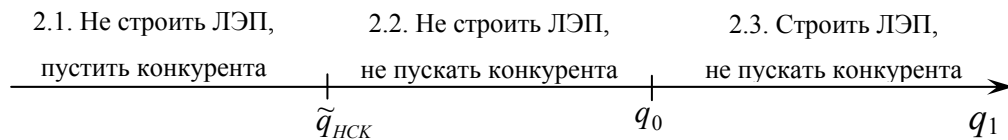


Рис.2.2.9. Возможные стратегии сетевой монополии.

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.

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 происходят 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

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

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

Тогда прибыль окажется равной

$$\begin{aligned} \pi^2(\Gamma K) = TR(\Gamma K) - TC(\Gamma K) = & c q_1 + d q_1^2 + d q_1 q_2 + \alpha a q_2 - \alpha^2 b q_1 q_2 - \alpha^2 b q_2^2 - \\ & - c q_1 - c q_2 - \frac{d q_1^2}{2} - d q_1 q_2 - \frac{d q_2^2}{2} - f - g q_2 - h q_2^2. \end{aligned}$$

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

$$\pi^2(\Gamma K) - \pi^1(\Gamma K) = -\left(\alpha^2 b + \frac{d}{2} + h\right)q_2^2 + (\alpha a - c - g - \alpha^2 b q_1)q_2 - f \rightarrow \max_{q_2}.$$

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

$$q_2 = \frac{\alpha a - c - g - \alpha^2 b q_1}{2\alpha^2 b + d + 2h}.$$

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

$$\pi^2(\Gamma K) - \pi^1(\Gamma K) = -\left(\alpha^2 b + \frac{d}{2} + h\right)q_2^2 + (\alpha a - c - g - \alpha^2 b q_1)q_2 - f < 0.$$

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

$$D = (\alpha a - c - g - \alpha^2 b q_1)^2 - 4\left(\alpha^2 b + \frac{d}{2} + h\right)f < 0.$$

Решив полученное неравенство, получим

$$\begin{aligned} \alpha a - c - g - \alpha^2 b q_1 & \in \left(-\sqrt{(4\alpha^2 b + 2d + 4h)f}; \sqrt{(4\alpha^2 b + 2d + 4h)f}\right), \\ \alpha^2 b q_1 & > \alpha a - c - g - \sqrt{(4\alpha^2 b + 2d + 4h)f}. \end{aligned}$$

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

$$q_1 > \tilde{q}_{ГК},$$

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

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

Модель сетевой монополии

Так же, как и в рассмотренной выше модели «М+НСК», здесь будут два критических момента: в точке $\tilde{q}_{ГК}$, 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.2.2.10 представим графики прибыли в зависимости от объема передачи q_1 для разной имеющейся 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:

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

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

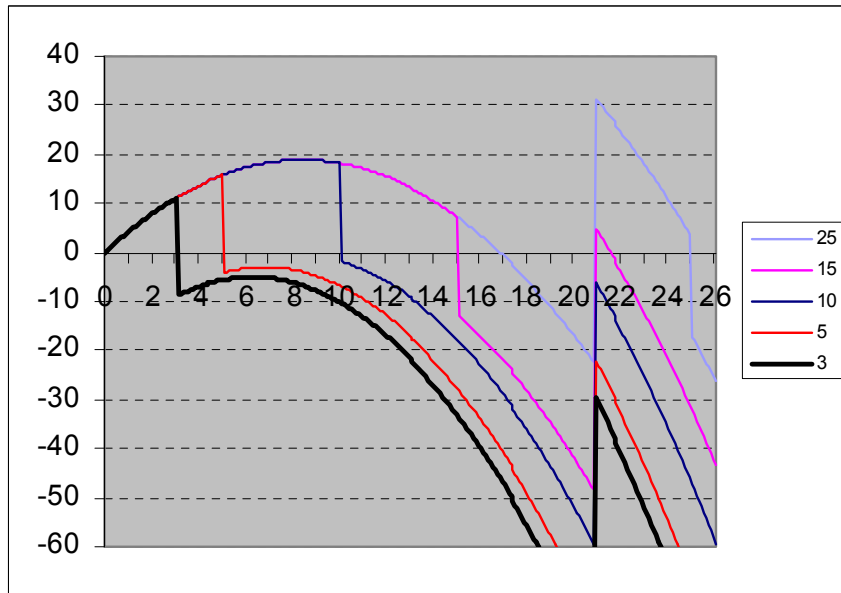


Рис. 2.2.10. Зависимость прибыли от объема передачи при разной пропускной способности q_0 .

Сравнительный анализ рассмотренных вариантов

Сопоставим представленные четыре варианта: «гарантированная регулируемая монополия», «гарантированная 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.2.2.11–2.2.14 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).

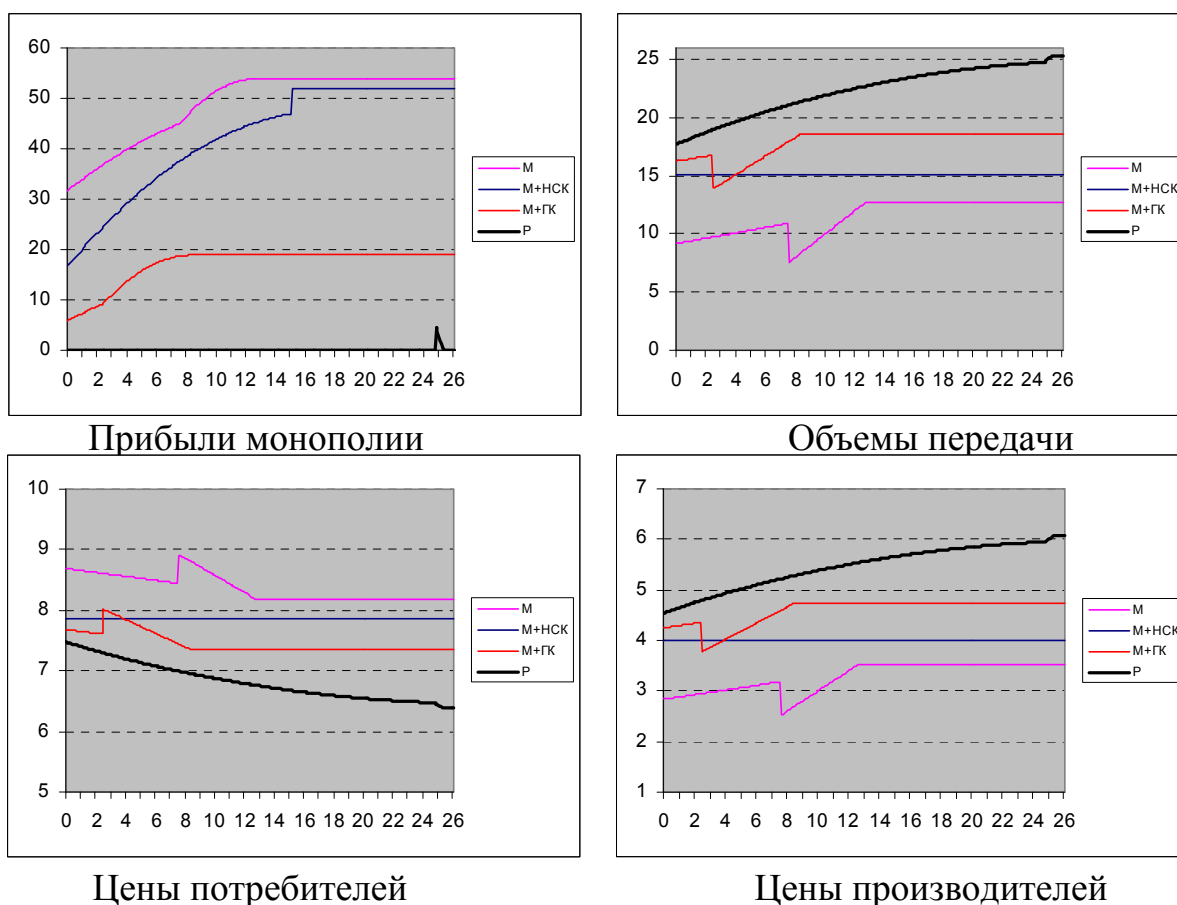
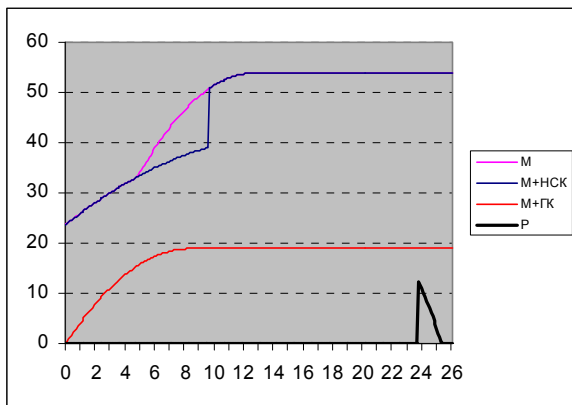
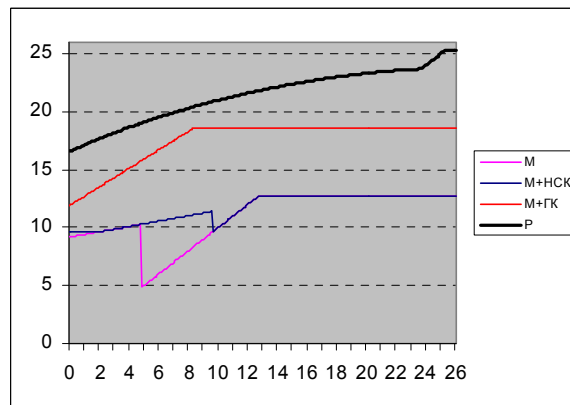


Рис. 2.2.11. Зависимость экономических показателей от q_0 для

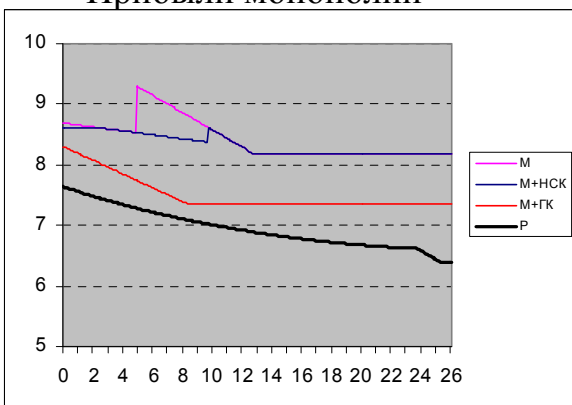
$$TC(\Delta q) = 5 + 0,5\Delta q + 0,1(\Delta q)^2.$$



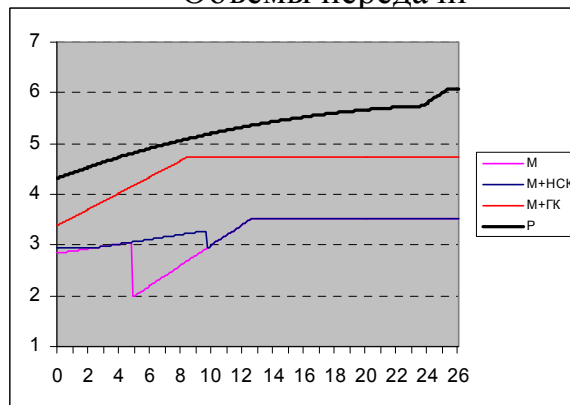
Прибыли монополии



Объемы передачи



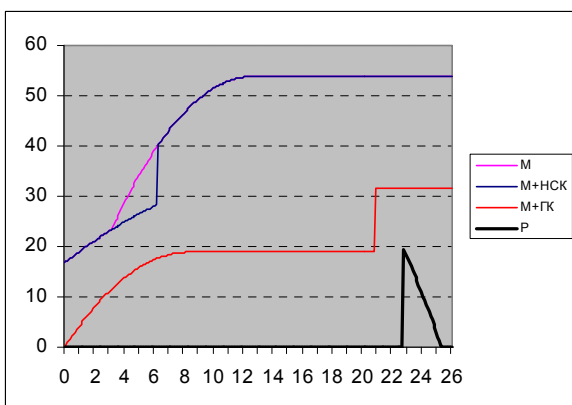
Цены потребителей



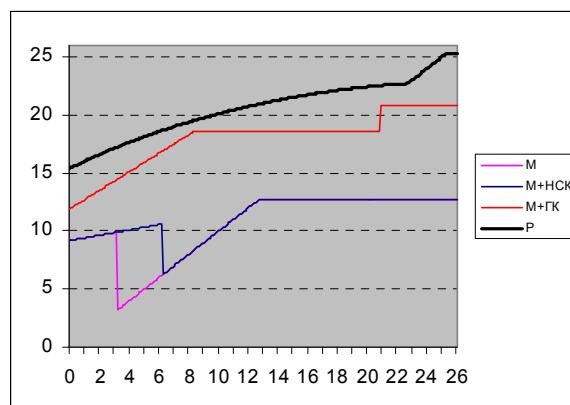
Цены производителей

Рис. 2.2.12. Зависимость экономических показателей от q_0 для

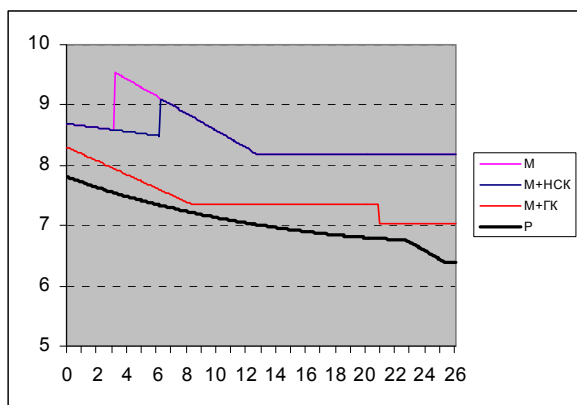
$$TC(\Delta q) = 13 + 0,5\Delta q + 0,1(\Delta q)^2.$$



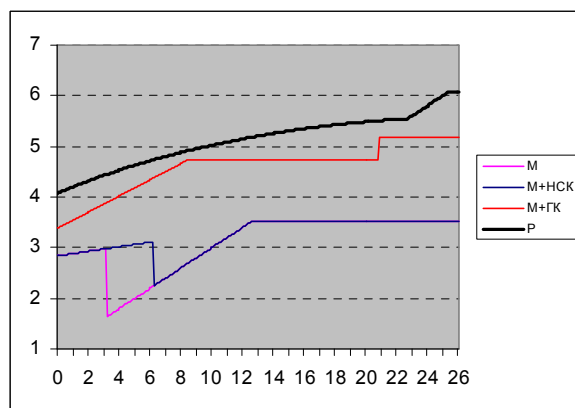
Прибыли монополии



Объемы передачи



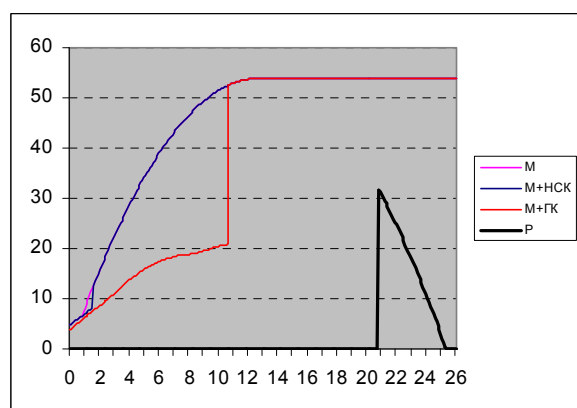
Цены потребителей



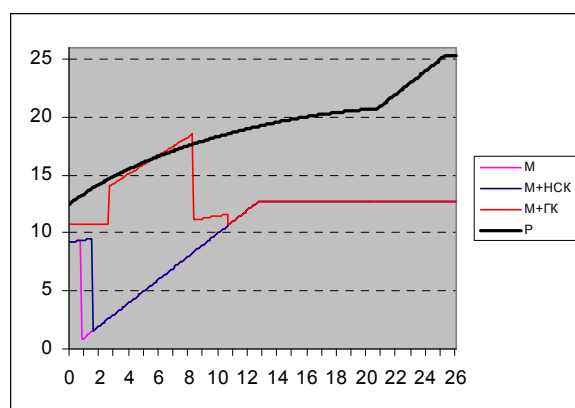
Цены производителей

Рис.2.2.13. Зависимость экономических показателей от q_0 для

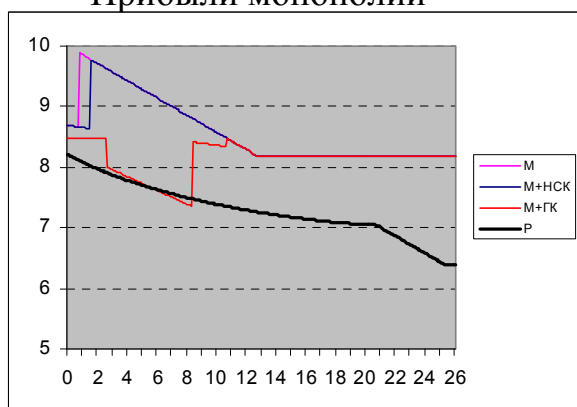
$$TC(\Delta q) = 20 + 0,5\Delta q + 0,1(\Delta q)^2.$$



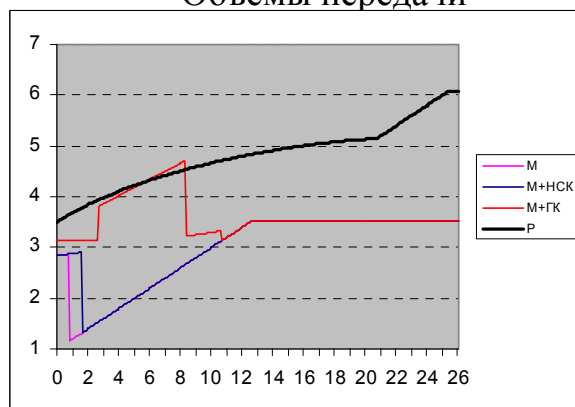
Прибыли монополии



Объемы передачи



Цены потребителей



Цены производителей

Рис.2.2.14. Зависимость экономических показателей от q_0 для

$$TC(\Delta q) = 32 + 0,5\Delta q + 0,1(\Delta q)^2.$$

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 [180] 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 объемы электроэнергии, делающие 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 вышеописанное 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 при этом низок, высока разница цен в генерирующем узле и узле-потребителе. Однако меньшим из зол и здесь является структура «М+ГК», что наглядно демонстрируют рис.2.2.15–2.2.18. 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.

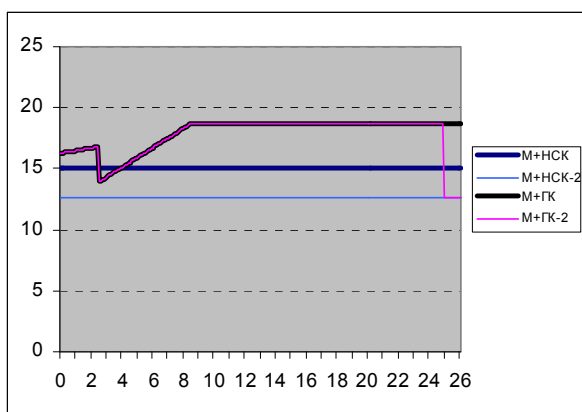


Рис. 2.2.15. Объемы передачи при $FC = 5$.

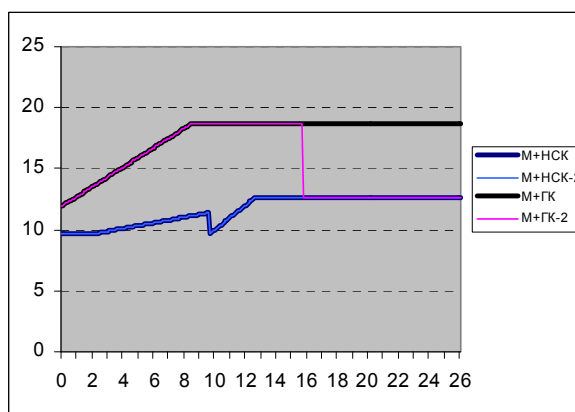


Рис.2.2.16. Объемы передачи при $FC = 13$.

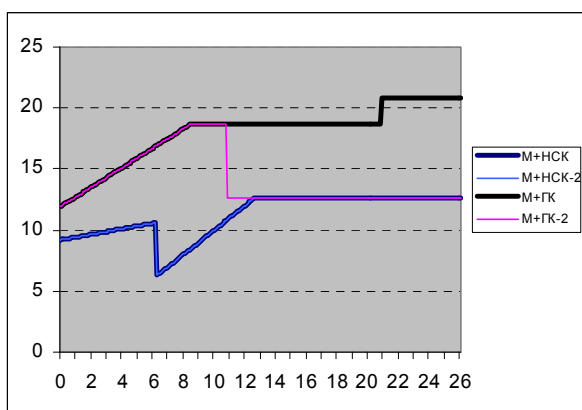


Рис. 2.2.17. Объемы передачи при $FC = 20$

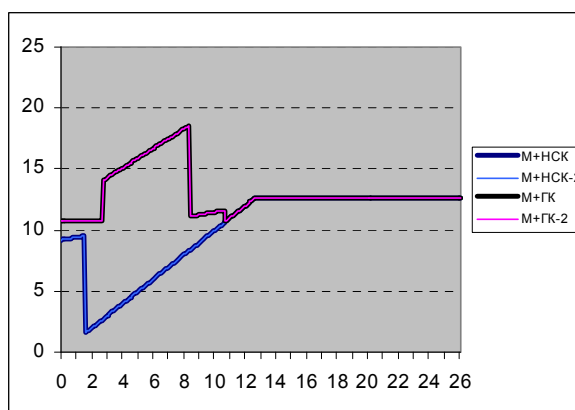


Рис. 2.2.18. Объемы передачи при $FC = 32$

Выводы по моделям

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

$$M < M+HCK < M+ГК < P.$$

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.2.2.13; 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.2.2.11; $q_0 = 3$). 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.2.2.14: $q_0 = 8$).

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 остановят 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.

2.3. Ценовая диверсификация как средство повышения инвестиционной привлекательности проекта газификации южных районов Иркутской области

Одним из способов обеспечения эффективной деятельности регулируемых государством естественных монополий является введение ценовой диверсификации (которую по традиции часто называют ценовой дискриминацией) [181]. Суть метода ценовой диверсификации состоит в том, что каждой категории потребителей назначается своя цена на продукцию естественной монополии исходя из экономического эффекта, который получают дан-

ные потребители. Потребители, имеющие более высокий экономический эффект, получают высокую цену.

Этим механизмом решаются сразу две задачи. Во-первых, создаются условия для расширения объемов удовлетворяемого спроса на продукцию естественной монополии. Получение дополнительных доходов от высокой цены для одних потребителей позволяет снизить цену другим потребителям до приемлемого для них уровня. В конечном итоге положительные эффекты получают все потребители. Проекты, которые не эффективны и потому нереализуемые при одинаковой для всех цене, становятся эффективными. Расширяется объем поставок газа и снижаются средние затраты на единицу продукции. В проектах газоснабжения очень велики постоянные, не зависящие от объемов производства, составляющие затрат. Чем больше поставляется газа, тем меньше затраты на единицу продукции этой постоянной составляющей.

Вторая решаемая задача – уменьшение сверхдохода от продукции некоторых естественных монополий для отдельных категорий потребителей. Как известно, излишняя доходность от уникальных природных и иных ресурсов обычно сопровождается большими социальными и экономическими негативными последствиями в данной сфере деятельности.

Следует отметить, что для систем газоснабжения возможность перепродаж ее продукции (природного газа) от одних потребителей к другим технически затруднена. Строительство специального газопровода от одного потребителя (покупающего газ по низким ценам) к другому (покупающему газ по высоким ценам) вряд ли может остаться незаметным для системы газоснабжения мероприятием, к тому же очень дорогим. Это делает реализуемой в техническом плане ценовую диверсификацию.

В данном разделе исследуется возможность применения ценовой диверсификации для обеспечения эффективной реализации проектов локального газоснабжения на базе отдельного источника и для ограниченной террито-

рии, не связанных с другими системами газоснабжения. В качестве примера рассматривается проект использования Ковыктинского газоконденсатного месторождения для газификации южных районов Иркутской области.

Рынок газа на юге Иркутской области

В настоящее время Восточная Сибирь по величине прогнозных ресурсов нефти и газа относится к числу потенциально наиболее благоприятных геологических объектов в материковой части России. Общая оценка прогнозных извлекаемых ресурсов углеводородов только в пределах Иркутской области составляет: по нефти – 2 млрд т, по газу – 7,5 трлн м³. Разведанные запасы нефти и газа в пределах Сибирской платформы позволяют рассматривать Восточную Сибирь как один из перспективных регионов для создания нового центра добычи углеводородного сырья. В Иркутской области открыты крупные месторождения – Ковыктинское (газ), Верхнечонское, Ярактинское, Дулисминское (нефть, газ).

Открытые и разведанные месторождения нефти и газа уже в ближайшее время могут стать реальными эксплуатационными объектами. Промышленная добыча углеводородного сырья в перспективе может быть одной из базовых отраслей в горнодобывающем комплексе Иркутской области. Эффективность разработки месторождений существенно повышается за счет комплексного использования и попутных компонентов: гелия, конденсата, других легких углеводородных компонентов, а также попутных высокоминерализованных рассолов.

Основным конкурентом углеводородных ресурсов является уголь. Угольные ресурсы Иркутской области сосредоточены в Иркутском и южной части Тунгусского бассейна, Пойменно-Черемшанском и Прибайкальском угольных районах. Ресурсы ископаемых углей в области на 1 января 2000 г. составляли 46 млрд т, из которых балансовые запасы по категориям А+В+С1 – 8,2 млрд т, запасы по категории С2 – 6,2 млрд т. Большая часть учтенных

запасов (96%) находится в Иркутском бассейне на юге области, здесь же добывается основная масса угля: каменного и бурого. Основной объем добычи производится на трех месторождениях Иркутского бассейна: Черемховском, Азейском, Мугунском.

Особенности минерально-сырьевой базы и природного потенциала предопределили характер и структуру экономического развития Иркутской области. Начавшееся в 60-х годах прошлого столетия индустриальное развитие сформировало два промышленных центра: один на северо-западе Иркутской области (Тулун – Братск – Усть-Илимск – Тайшет) и второй на юге (Саянск – Иркутск). В связи с освоением углеводородных месторождений на северо-востоке области формируется третий новый промышленный центр. Каждый из центров обладает особыми характеристиками производства и потребления топливно-энергетических ресурсов, а следовательно, и различными перспективами газификации.

Приведем на рис.2.3.1 объемы и структуру потребления в северном промышленном центре (СПЦ), южном промышленном центре (ЮПЦ) и формируемом северо-восточном промышленном центре (ФПЦ).

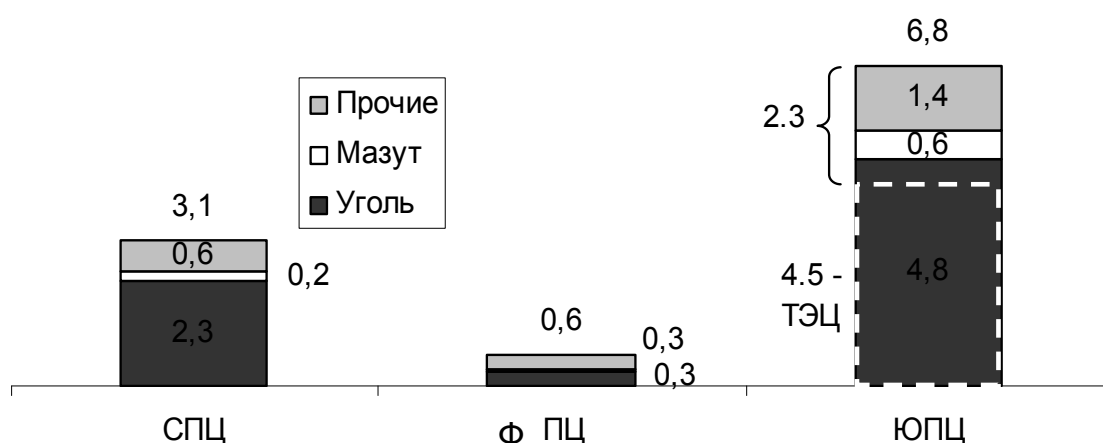


Рис. 2.3.1. Объемы и структура потребления топлив в промышленных центрах Иркутской области, млн т у.т. (2006 г.).

Южный промышленный центр отличается от двух других, в первую очередь, объемами потребления. В нем расположены 7 из 11 ТЭЦ ОАО «Ир-

кутскэнерго», которые расходуют 4,5 млн т у.т. в год. На юге области сосредоточены крупные промышленные предприятия химической отрасли, машиностроения, производители стройматериалов, а также сельскохозяйственные предприятия.

В южной части области вдоль Транссибирской магистрали достаточно компактно проживает около 60% населения области – более 1,5 млн чел. Здесь потребляется более 600 тыс. т у.т. мазута и около 500 тыс. т у.т. углеводородных газов. Во многом это обусловлено тем, что энергоресурсы используются промышленными потребителями не для отопления, а для обеспечения технологических процессов, и уголь не может быть использован для этих целей.

Таким образом, Южный промышленный центр является центром, где потребляется наибольшее в области количество ТЭР в абсолютном выражении. Это делает его более привлекательным для газификации относительно других двух центров Иркутской области.

Для анализа размера доходов проекта газификации требуется определить сегменты спроса, эффективные цены на газ в них, объем спроса в каждом сегменте и «базовый» объем потребления газа. В ходе анализа были установлены следующие сегменты, эффективные цены на газ в которых существенно различаются друг от друга (табл. 1).

Эффективные цены для новых химических производств (минеральные удобрения и метанол) определены из расчета строительства завода мирового класса мощностью не менее 1 млн т в год с учетом доставки продукции на рынки Восточной Азии, поскольку внутренний рынок не нуждается в таком объеме продукции.

Приведем основные предпосылки, которые были сделаны при расчете эффективных цен.

Таблица 2.3.1. Сегменты потребления газа.

Сегмент	Замещаемый энергоноситель
1. Производство тепло- и электроэнергии	
1.1. Существующие ТЭЦ	Уголь
1.2. Новые ТЭЦ/ТЭС	
2. Отопление	
2.1. Угольные котельные мощностью менее 1 Гкал/ч	Уголь
от 1 до 30 Гкал/ч	
более 30 Гкал/ч	
2.2. Мазутные котельные	Мазут
2.3. Котельные, использующие СУГ	СУГ
2.4. Котельные, работающие на электроэнергии (электробойлеры)	Электроэнергия
2.5. Строительство собственного источника теплоснабжения – уход от централизованного теплоснабжения	Тепло от ТЭЦ / котельной
2.6. Котельные, использующие прочие виды топлива	Дрова
3. Обеспечение технологических процессов	
3.1. Небольшие промышленные установки, использующие мазут	Мазут
3.2. Нефтехимические производства	
3.3. Промышленные установки, использующие уголь	Уголь
3.4. Небольшие промышленные установки, использующие СУГ	СУГ
3.5. Нефтехимические производства	СУГ
4. Использование газа в качестве моторного топлива	Бензин, дизельное топливо
5. Использование газа в качестве сырья для новых химических производств	Природный газ

В табл. 2.3.2 приведены эффективные цены на газ, которые рассчитаны для различных сегментов рынка.

Дата исходных данных для расчета. Расчеты выполнены на основании данных о ценах и затратах в 2007 г. для сохранения сопоставимости результатов расчета с данными о затратах на сооружение и эксплуатацию системы газоснабжения, которые взяты из ТЭО проекта строительства газопровода Ковыкта – Саянск – Иркутск. Для большей сопоставимости использованы одинаковые предпосылки по увеличению затрат на оборудование и эксплуатацию, а также инфляция.

Таблица 2.3.2. Эффективные цены на газ по сегментам рынка.

Сегмент	Эффективная цена, руб. / тыс. м ³ без НДС
1. Производство тепло- и электроэнергии	
1.1. Существующие ТЭЦ	1 007
1.2. Новые ТЭЦ /ТЭС	1 231
2. Отопление	
2.1. Угольные котельные мощностью	
менее 1 Гкал/ч	2 652
от 1 до 30 Гкал/ч	2 055
более 30 Гкал/ч	1 733
2.2. Мазутные котельные	6 467
2.3. Котельные, использующие СУГ	5 775
2.4. Котельные, работающие на электроэнергии (электробойлеры)	2 837
2.5. Строительство собственного источника теплоснаб- жения – уход от централизованного теплоснабжения	1 663
2.6. Котельные, использующие прочие виды топлива	1 252
3. Обеспечение технологических процессов	
3.1. Небольшие промышленные установки, использующие мазут	6 467
3.2. Нефтехимические производства	3 336
3.3. Промышленные установки, использующие уголь	1 960
3.4. Небольшие промышленные установки, использующие СУГ	5 775
3.5. Нефтехимические производства	2 410
4. Использование газа в качестве моторного топлива	3 630
5. Использование газа в качестве сырья для новых химических произ- водств	
5.1. Минеральные азотные удобрения	1 480
5.2. Метанол	1 338

Горизонт расчета. В настоящее время системы газоснабжения не существует. Рассматривается цена газа в 2010 г. – это так называемая стартовая цена, которая затем изменяется в соответствии с индексом, который различается для разных сегментов потребителей. Горизонт расчетов эффективной цены для сегментов, где осуществляется перевод на газ существующих производств, составляет 15 лет с момента первой поставки. Для новых производств – 20 лет, что соответствует полезному сроку службы оборудования.

Цены альтернативных энергоносителей, принятые для расчетов, – прогнозные цены. Прогноз для разных энергоносителей производился по-разному.

На электроэнергию, тепло от ТЭЦ и дрова – цены 2007 г., увеличенные в соответствии с прогнозным индексом цен МЭРТ.

На нефтепродукты (мазут, сжиженные углеводородные газы (СУГ), бензины) – цены, которые сложились бы на внутреннем рынке Иркутской области при цене на нефть марки Brent в 60 долл. США. В России и в Иркутской области, в частности, отмечается зависимость внутренних цен на нефтепродукты от мировых цен на нефть. Поскольку прогнозы цен на нефть сильно разнятся в зависимости от их автора, то для расчетов всего горизонта приняты цены на неизменном уровне.

На уголь – цены 2007 г., индексируемые ежегодно на 4%. Такой уровень индексации обусловлен особенностями угольной отрасли Иркутской области. Иркутские угли из-за своих свойств не вывозятся дальше, чем в соседние регионы. При этом регион обладает огромными запасами угля, который может добываться дешевым открытым способом. Более того, месторождения располагаются недалеко от железнодорожной инфраструктуры. Эти факторы позволяют крупным потребителям при желании начать собственную добычу угля. Данный аргумент сдерживает монополистов в угледобыче от повышения цен.

Транспортные расходы. К ценам на энергоносители, описанным в 3б и 3с, добавлены расходы на доставку до конечных потребителей. Для разных групп потребителей эти расходы разные. Например, для доставки угля к ТЭЦ имеются железнодорожные пути, а для доставки угля до мелких котельных требуется еще и доставка автомобильным транспортом. Из-за этого цена угля у такого конечного потребителя существенно выше, чем его оптовая цена для крупного потребителя, что имеет соответствующее отражение в эффективной

цене газа. Тем самым обеспечивается корректный расчет эффективных цен – цен газа на границе предприятия, т.е. у потребителя.

Учет капитальных затрат. Капитальные затраты на переоборудование существующих или строительство новых объектов энергетики, а также объем эксплуатационных затрат определены с помощью программного комплекса «Гранд-Смета». Капитальные затраты для строительства новых предприятий получены на основе аналогов, построенных в недавнее время. Для новой ТЭС данные предоставлены компаниями РУСАЛ, КЭС и ВР; для заводов по производству метанола и минеральных удобрений – СМАИ и Integer; перевод автомобилей на газ и строительство соответствующих заправочных станций – ОАО «Томсктрансгаз». Поскольку эти затраты будут произведены в будущем, они также проиндексированы.

Следующий шаг анализа – определение размера указанных сегментов. Для выполнения этой задачи использовано несколько источников информации. Основой для установления размера рынка послужили статистические "формы №4-топливо" о расходе топлива в условном исчислении за 2006 г. Госкомстата России. Данный отчет был запрошен в разрезе районов Иркутской области и видов экономической деятельности. Такая разбивка позволила выявить объемы потребления топлив только в тех районах, по которым будет проходить трасса газопровода, а также объемы потребления топлив по сегментам.

Определить размеры некоторых сегментов на основании данных статистики было невозможно. Например, форма №4-топливо содержит данные только об объемах потребления первичных энергоносителей: угля, мазута и т.п., но не содержит данных по объемам потребления электроэнергии или тепловой энергии от ТЭЦ. Поэтому было проведено анкетирование предприятий, которое выявило, какие топлива используются ими в настоящее время, в каком объеме и для каких целей, что позволило вычислить потенциальные объемы потребления газа.

Важно отметить, что сегменты «котельные, работающие на электроэнергии (электробойлеры)» и «строительство собственного источника – уход от централизованного теплоснабжения» являются потребителями вторичных энергетических ресурсов: электроэнергии и тепла от других источников. При переходе на использование газа потребитель откажется от использования этих ресурсов, уменьшив тем самым перспективные объемы сбыта газа в других сегментах. Во избежание двойного учета, сделано допущение, что произойдет сокращение потребления угля на ТЭЦ. При замещении электроэнергии газом будет уменьшена ее выработка на ТЭЦ, так как это более дорогая альтернатива производства электроэнергии, чем на ГЭС. В случае замещения тепла газом также произойдет сокращение потребления угля. Следовательно, размер сегмента «ТЭЦ» сокращен на размер описанных сегментов.

На рис.2.3.2 представлен результат анализа рынка. По оси ординат располагаются значения эффективных цен на газ из табл. 2.3.2. Они соответствуют максимальному уровню цен, которые потребители в данных сегментах будут согласны заплатить за газ в 2010 г. Цены приведены в рублях без НДС.

По оси абсцисс приведены максимальные объемы потребления газа каждым сегментом, для которого определена эффективная цена, на юге Иркутской области. Сегменты расположены в порядке уменьшения эффективной цены газа. Следовательно, данный график представляет собой классическую кривую спроса на газ.

Потенциальный объем потребления газа на рассматриваемом рынке составляет 8,44 млрд м³ в год. Однако достижение такого объема продаж газа нереалистично хотя бы потому, что перейти на газ должны все существующие потребители, а также должны реализоваться некоторые крупные инвестиционные проекты.

Перевод на газ ТЭЦ представляется малоперспективным по ряду причин. Во-первых, эффективная цена на газ находится на достаточно низком

уровне – менее 1039 руб./тыс. м³. Данный уровень цен является низким даже по сравнению с ценами ОАО «Газпром». В 2007 г. оптовые цены на газ, утвержденные Федеральной службой по тарифам, составили 779 для первой и 937 руб. / тыс. м³ для второй ценовой зоны [182]. Первую и вторую ценовую зоны можно считать аналогами для случая регионального проекта газификации, так как это зоны, где находятся основные газовые промыслы и первые 500–800 км трубопроводов. Объявленные темпы повышения внутренних цен на газ равны 25, 28 и 27% в 2008, 2009 и 2010 гг. соответственно. Таким образом, к 2010 г. оптовая цена на газ в первой и второй ценовой зонах будет 1583–1904 руб. / тыс. м³. Необходимость такого повышения цен ОАО «Газпром» обосновывает тем, что продажи на внутреннем рынке являются убыточными: текущий уровень цен не обеспечивает покрытия затрат на добычу и транспортировку газа по уже существующей системе.

Стоит отметить, что для ОАО «Газпром» устанавливаются оптовые цены – цены на газораспределительных станциях, а не у потребителя. Потребитель сверх этой цены платит еще и тариф газораспределительной организации, который может составлять еще 100–200 руб. / тыс. м³. Цены, которые приведены на рис.2.3.2, предполагают, что газ доставлен «до забора» – до границы предприятия.

Во-вторых, перевод ТЭЦ на газ – капиталоемкий проект, который требует значительного переоборудования существующих электростанций. Для того чтобы ОАО «Иркутскэнерго» получило значительные выгоды от его реализации, необходимо предложить цену ниже указанной эффективной цены. В свете возможного энергодефицита ОАО «Иркутскэнерго» было бы целесообразнее вложить средства в увеличение мощностей. Таким образом, маловероятно, что даже с учетом предложения низкой цены газа какая-либо из угольных ТЭЦ будет переведена на газ. Существенную часть спроса представляют газохимические инвестиционные проекты: производство метанола и минеральных удобрений.

Для реализации указанных инвестиционных проектов необходимо наличие двух основных конкурентных преимуществ: близость к дешевым источникам сырья и рынкам сбыта. Объем внутреннего рынка для этих продуктов незначительный – около 100–150 тыс.т карбамида (азотного минерального удобрения) и менее 100 тыс.т метанола. Иркутская область находится вдали от морских портов, откуда возможен был бы доступ к мировым рынкам, а транспортировка железнодорожным транспортом значительным образом удорожает продукцию.

При текущих мировых ценах на метанол и карбамид их производство в Иркутской области было бы весьма прибыльным. Однако цены на эти продукты являются циклическими, и при снижении мировых цен производство будет не конкурентоспособным и будет вынуждено закрыться. Этим и обусловлены низкие эффективные цены для этого сегмента. Тем не менее даже при таких ценах достаточно сложно найти инвестора, который мог бы взять на себя указанные риски. В связи с этим на реализацию газа в сегменте газо-химических инвестиционных проектов можно рассчитывать только на более поздних этапах, когда разовьется внутренний рынок, к чему есть предпосылки.

Таким образом, размер оставшейся части рынка составляет около 3,3 млрд м³ газа в год. Этот объем соответствует потреблению топлив в 2006 г. и одной новой ТЭС мощностью 660 МВт. Стремительное развитие алюминиевой промышленности, а также реализация других крупных инвестиционных проектов, таких как строительство нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан», не только потребует максимальной загрузки существующих мощностей ТЭЦ, но и их расширения либо строительства новых электростанций. При таком развитии событий строительство газовой станции может рассматриваться как реальная альтернатива угольной. Преимущества газовой станции: более высокий КПД, более низкие (в 1,5–1,7 раз) капитальные затраты, меньшие сроки строительства. Однако с учетом того, что новую угольную станцию можно расположить практически на месторождении угля и максимально сократить расходы на ресурсы, эффективная цена газа получается достаточно низкая.

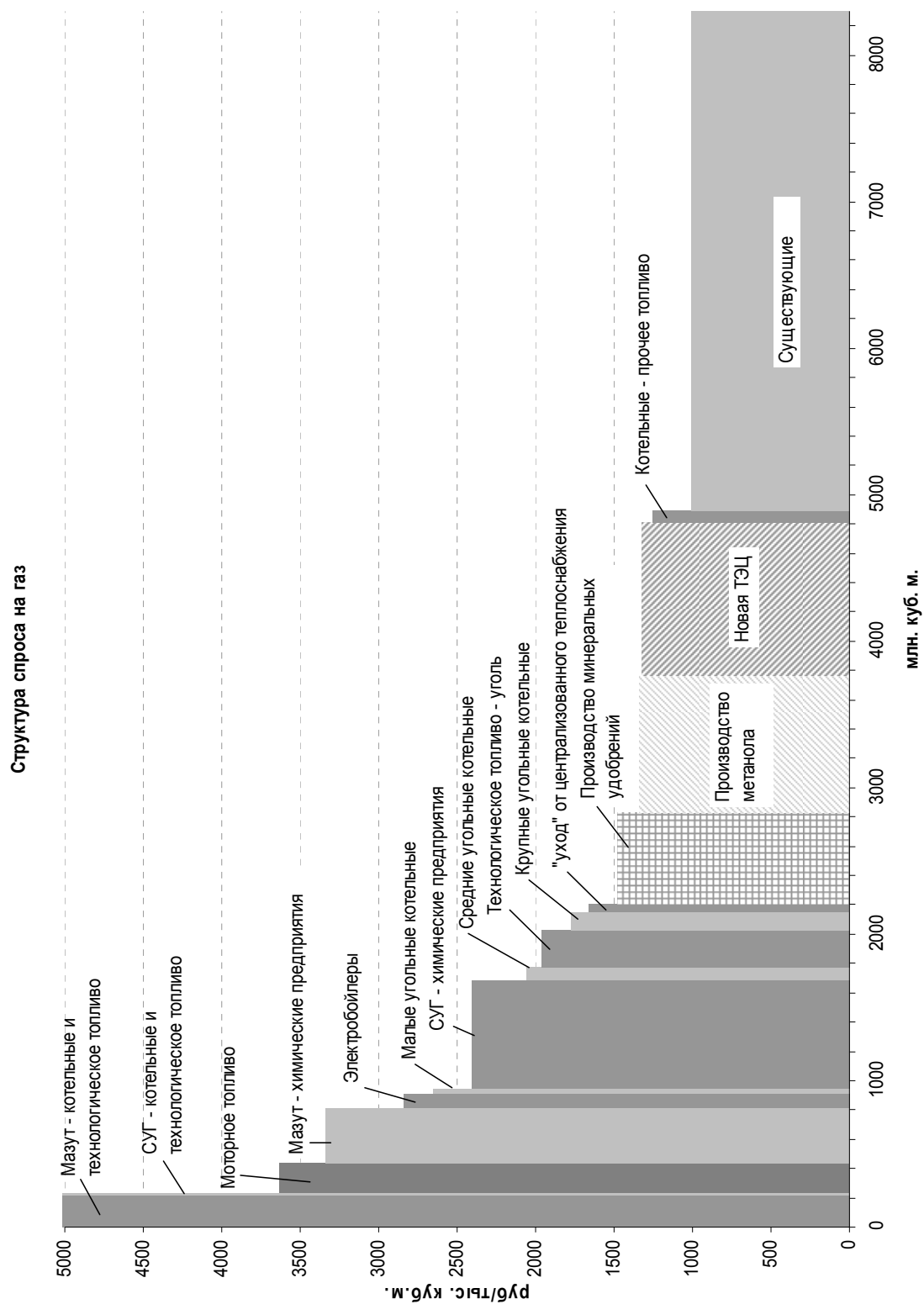


Рис.2.3.2. Структура спроса на газ на юге Иркутской области в 2010 г.

При текущих мировых ценах на метанол и карбамид их производство в Иркутской области было бы весьма прибыльным. Однако цены на эти продукты являются циклическими, и при снижении мировых цен производство будет не конкурентоспособным и будет вынуждено закрыться. Этим и обусловлены низкие эффективные цены для этого сегмента. Тем не менее даже при таких ценах достаточно сложно найти инвестора, который мог бы взять на себя указанные риски. В связи с этим на реализацию газа в сегменте газо-химических инвестиционных проектов можно рассчитывать только на более поздних этапах, когда разовьется внутренний рынок, к чему есть предпосылки.

Таким образом, размер оставшейся части рынка составляет около 3,3 млрд м³ газа в год. Этот объем соответствует потреблению топлив в 2006 г. и одной новой ТЭС мощностью 660 МВт. Стремительное развитие алюминиевой промышленности, а также реализация других крупных инвестиционных проектов, таких как строительство нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан», не только потребует максимальной загрузки существующих мощностей ТЭЦ, но и их расширения либо строительства новых электростанций. При таком развитии событий строительство газовой станции может рассматриваться как реальная альтернатива угольной. Преимущества газовой станции: более высокий КПД, более низкие (в 1,5–1,7 раз) капитальные затраты, меньшие сроки строительства. Однако с учетом того, что новую угольную станцию можно расположить практически на месторождении угля и максимально сократить расходы на ресурсы, эффективная цена газа получается достаточно низкая.

Итак, потенциальный размер рынка газа на юге Иркутской области составляет 3,3 млрд м³ в год с эффективной ценой газа от 1 007 до 6 467 руб. / тыс. м³.

Иллюстрация эффективности применения ценовой диверсификации для проекта газоснабжения Иркутской области

Мы определили объем и структуру доходов проекта газификации южной части Иркутской области. Проанализируем, будет ли достаточно этих доходов, чтобы фирма, осуществляющая проект, не была убыточной в зависимости от методов ценового регулирования, применяемых к ней. Задача данного раздела – проиллюстрировать, что рекомендуемый метод регулирования – ценовая диверсификация – позволяет увеличить экономическую привлекательность проектов газификации для частных инвесторов. Для выполнения этой задачи будет проведено сравнение доходов и расходов фирмы при разных уровнях выпуска и методах регулирования.

Прежде чем приступить к сравнению, необходимо отметить ту особенность проектов газификации, что многие затраты при реализации проектов являются одинаковыми вне зависимости от предполагаемых объемов реализации газа. То есть, если имеется определенный маршрут газопровода, то затраты на проектно-изыскательские и строительно-монтажные работы, транспорт и управление проектом будут примерно одинаковыми как для трубопровода мощностью 1,5, так и 3 млрд м³ в год. Будет отличаться только диаметр труб, обеспечивающий необходимую пропускную способность. Однако затраты на трубопровод составляют менее 40% от общей стоимости проекта. Кроме того, эксплуатационные затраты также будут по большей части фиксированными и не будут различаться для газопроводов, транспортирующих 1,5 или 3 млрд м³ в год. Поскольку длина газопровода остается прежней, потребуется примерно столько же ремонтно-эксплуатационных и противопожарных баз, единиц техники и т.п.

Таким образом, при условии, что большая часть затрат является фиксированной, а не переменной, будет очень значителен эффект экономии от масштаба. Поэтому строить протяженную газотранспортную систему, которая будет транспортировать менее 1,5 млрд м³ в год, нецелесообразно, так как для ее окупаемости потребуется весьма высокие цены на газ, по которым

его реализовывать на рынке будет невозможно. В связи с этим дальнейший анализ мы проводим для объемов выпуска более 1,5 млрд м³.

На рис. 2.3.3 приводится упрощенный график структуры спроса на газ. Серые однотонные области – спрос со стороны существующих предприятий, которые могут перейти на использование газа (2,2 млрд м³ газа в год). Заштрихованные области – инвестиционные проекты (завод минеральных удобрений – 0,625 млрд м³ газа в год, завод по производству метанола – 0,94 млрд м³ газа в год и газовая электростанция 1,0 млрд м³ газа в год), для реализации которых должно выполняться несколько условий одновременно. Считаем, что реализация этих проектов маловероятна, поэтому в дальнейшем при анализе доходов и расходов проекта газификации принимается, что будет реализован только один из проектов, что дает максимальный объем спроса на уровне 3,3 млрд м³ в год.

В зависимости от применяемого метода объем доходов фирмы будет находиться в интервале между доходами при линейном ценообразовании (одинаковый уровень цены) для всех потребителей, что соответствует прямоугольнику OABC на рис. 2.3.3, и доходами при совершенной ценовой дискриминации, что соответствует фигуре ODBC. Минимальный доход будет при установлении линейной ставки, а максимальный при совершенной ценовой дискриминации. Объем доходов при формировании структуры тарифов будет находиться между этими значениями, так как точно симитировать структуру спроса разными ставками тарифа не получится.

При линейном ценообразовании для увеличения объемов реализации необходимо снижать цену газа для всех сегментов. При этом один «шаг» по кривой спроса приводит к увеличению объема и снижению цены реализации для всех сегментов рынка, что не обязательно означает увеличения объема доходов. Может быть и так, что снижение доходов от предыдущих сегментов (из-за снижения цены) будет более существенным, чем приращение доходов от нового сегмента. При совершенной ценовой дискриминации объем дохо-

дов будет постоянно возрастать, так как для увеличения объема реализации не нужно снижать цены для остальных сегментов.

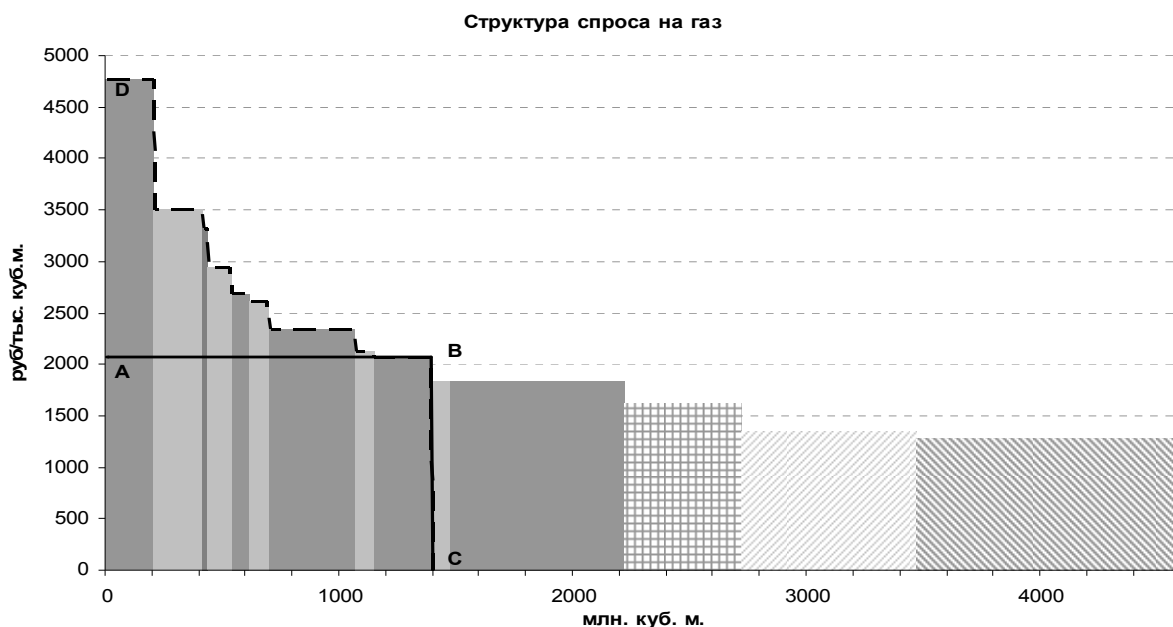


Рис. 2.3.3. Структура спроса на газ в южной части Иркутской области.

В соответствии с описанным подходом для каждой «ступени» на кривой спроса (начиная с объема 1,5 млрд м³) определен размер годового дохода от реализации газа потребителям по эффективным ценам. Как можно видеть на рис.2.3.4, доходы при ценовой дискриминации значительно превышают доходы при установлении единой для всех потребителей цены. Разница в доходах находится между 1,5 и 3,6 млрд руб. в год. Дополнительный миллиард (или два) рублей доходов (при сохранении объема затрат) может существенно повысить привлекательность проектов газификации.

Однако будет ли достаточно этих доходов для покрытия всех расходов монополии и обеспечения привлекательной нормы прибыли? Для анализа расходов фирмы взяты материалы 11 тома ТЭО (проекта) строительства газопровода Ковыкта – Саянск – Иркутск, которые были доступны на общественных слушаниях по проекту газификации Иркутской области на базе Ковыктинского газоконденсатного месторождения, прошедших 17 февраля

2006 г. в Иркутске [182]. Этих данных оказалось достаточно для построения простой экономической модели, необходимой для анализа. На рис. 2.3.5 приведены результаты вычислений годовых расходов и доходов монополии на примере 2010 г.

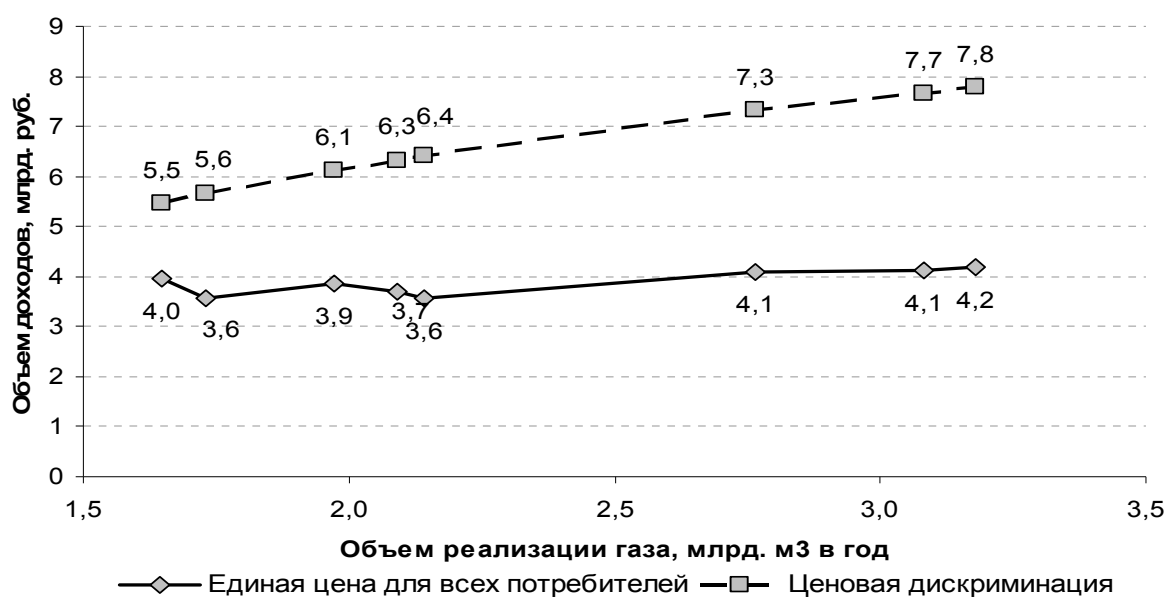


Рис. 2.3.4. Объем доходов региональной газоснабжающей организации при разных подходах к ее ценовому регулированию.

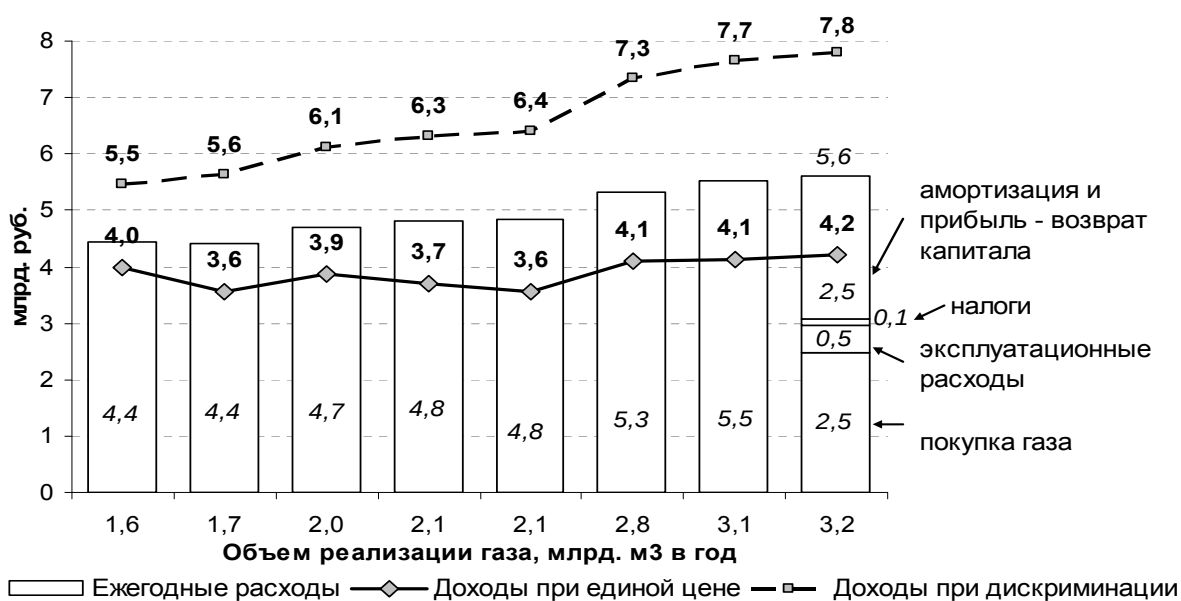


Рис. 2.3.5. Сравнение объемов доходов и расходов региональной газовой монополии (на примере 2010 г.).

Видно, что значительную часть затрат составляют покупка газа на месторождении у производителя газа и возврат капитала. Для определения цены газа на месторождении были взяты текущие цены, по которым ОАО «Газпром» покупало газ у независимых производителей. Средняя цена составила около 560 руб. / тыс. м³ [183]. Данная цена была увеличена в соответствии с прогнозными темпами инфляции, в результате в 2010 г. цена покупки газа на месторождении составила 780 руб. / тыс. м³. Следует учитывать, что цена, по которой ОАО «Газпром» покупает газ у независимых производителей, является несколько заниженной в силу большей силы «Газпрома» на переговорах и его возможностей по ограничению доступа в ЕСГ. Тем не менее, данный уровень цен, наверняка, является приемлемым для независимых производителей газа и не только покрывает все затраты, но и позволяет получить какой-то минимальный уровень прибыли. Все сверхприбыли от высоких цен на энергоносители в этом случае получает ОАО «Газпром». Второй по величине компонент в структуре затрат – возврат капитала инвестору. Он рассчитан, исходя из обеспечения инвестору нормы возврата на капитал 10%.

Результаты расчетов показывают, что при линейном ценообразовании не обеспечивается покрытие всех затрат. Глядя на структуру затрат, линейная ставка может покрыть затраты на покупку газа у его производителя, эксплуатационные расходы и налоги, но обеспечит только частичный возврат капитала, который недостаточен для частного инвестора. Вместе с тем объем доходов при ценовой дискриминации превышает необходимый уровень затрат при объеме продаж более 1,6 млрд м³ в год. Более того, доходы при ценовой дискриминации могут обеспечить доходность, близкую к 15%. Поскольку соблюсти цены, которые могли бы быть при совершенной ценовой дискриминации, крайне сложно, а скорее всего невозможно, то неизбежно, что доходы от продажи газа будут ниже, чем показаны на графике. Однако, как показал анализ чувствительности, для сохранения превышения доходов над расходами для сценариев с объемами реализации более 1,5 млрд м³ в год

возможно снижение цены газа (или размера доходов) на 10–20%. Такой диапазон позволяет с уверенностью полагать, что метод ценовой дискриминации со своей задачей справится.

Позволит ли данный «запас прочности» сформировать такую структуру сложных тарифов, что она тоже обеспечит необходимый объем доходов, на данный момент сказать сложно. Для оценки этого необходимо сформировать несколько структур сложных тарифов, которые наилучшим образом соответствовали бы структуре рынка, и сравнить их.

Еще один метод, который может способствовать реализации региональных проектов газификации, – предоставление государственных субсидий. Данный метод будет не увеличивать доходную часть проекта, а уменьшать расходную. Для оценки эффекта субсидирования взято предположение, что строительство газопровода будет финансироваться за счет средств Инвестиционного фонда Российской Федерации, у которого требования к доходности на вложение капитала ниже, чем у частного инвестора, что будет уменьшать составляющую «возврат капитала» в общих затратах фирмы. В соответствии с «Экзогенными данными для расчета показателей эффективности инвестиционных проектов» Минэкономразвития России, требуемая доходность на вложение капитала «ежегодно устанавливается Минфином России по согласованию с Минэкономразвития России исходя из доходности средств Стабилизационного фонда Российской Федерации, рассчитанной Минфином России в установленном порядке».

Средства Стабилизационного фонда вкладываются в безрисковые финансовые активы на мировом финансовом рынке, доходность которых составляет 4–6% годовых. Для целей расчетов в нашей работе использован показатель 5%. Такой уровень требуемой доходности снижает объем расходов (рис. 2.3.6). В результате большая часть рассматриваемых сценариев оказывается на грани окупаемости. В случае, если будет применена простая структура тарифов, которая не потребует досконального знания спроса и будет

способствовать увеличению доходов по сравнению с применением линейного ценообразования, можно также быть уверенным за экономическое благополучие данной монополии. Однако субсидирование, хоть и является простым в применении, имеет множество недостатков для обеспечения эффективности деятельности монополии. Поэтому данный метод следует использовать только в крайних случаях, если невозможно применить другие методы регулирования.

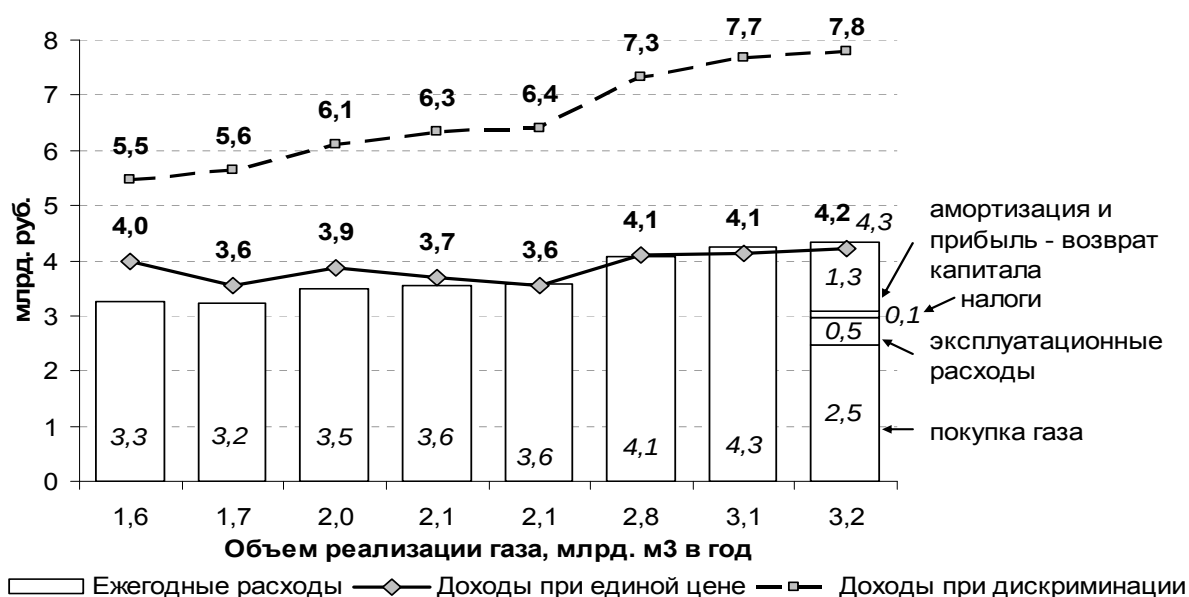


Рис. 2.3.6. Сравнение объемов доходов и расходов региональной газовой монополии (на примере 2010 г.) при предоставлении государственной субсидии из инвестиционного фонда.

Таким образом, показано, что объем доходов от реализации газа на региональном рынке превосходит объем расходов на организацию и эксплуатацию региональной системы газоснабжения, т.е. проект выгоден для осуществления. Экономические расчеты на примере проекта газификации южной части Иркутской области свидетельствуют, что применение ценовой дискриминации может обеспечить доходность инвестиций, близкую к 15%, что весьма привлекательно для инфраструктурных проектов. Метод позволяет решать вопрос недостатка необходимой прибыли целым набором средств. Ценовая дискриминация позволяет по максимуму извлекать излишек потре-

бителя в свою пользу, увеличивать объем продаж за счет снижения цен до уровня предельных издержек. Также у газоснабжающей организации имеются мощные стимулы по сокращению затрат и поиску новых рынков сбыта: компания будет привлекать новых потребителей, стараясь при этом затратить как можно меньше средств. Немаловажной является возможность выстраивать гибкие долгосрочные отношения на индивидуальных условиях с каждым крупным и средним потребителем газа. Кроме начальной цены газа, которая может быть индивидуальной для потребителей, могут быть согласованы сроки поставок, формула изменения цены, объем и характер взаимных гарантий по компенсации ущерба в случае невыполнения обязательств по поставке или отбору объемов газа в согласованных объемах и т.п.

ЧАСТЬ III. СТРАТЕГИЧЕСКОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ. СЛУЧАЙ ОЛИГОПОЛИИ

3.1. Модели олигополии: современное состояние

Большинство рынков в современной экономике относятся к рынкам несовершенной конкуренции, на которых каждый производитель в состоянии существенно влиять на цену продукции. При этом часто высокий уровень концентрации производителей сочетается с дифференциацией продукта (монополистическая конкуренция, олигополия), наличием барьеров входа в отрасль (монополия, олигополия) и взаимодействием между производителями (олигополия).

Наиболее интересным для исследования типом рыночных структур, в силу большого спектра стратегий поведения участников и нетривиальности выводов, является олигополия. Как правило, число олигополистов ограничено несколькими фирмами, хотя в некоторых случаях при информационной открытости (облегчающей координацию фирм) может достигать до нескольких десятков. Причем размер каждой фирмы должен позволять ей значимо влиять на ситуацию на рынке. Именно для олигополии в наибольшей степени характерно стратегическое взаимодействие участников.

Различным аспектам олигополистического поведения посвящено большое количество как зарубежной, так и российской литературы, среди которых выделим западные монографии Ж.Тироля [154], Д.Карлтона и Дж. Перлова [185], А.Мас-Колелла [186], а также российские учебники С.Авдашевой и Н.Розановой [187], а также А.Вурос и Н.Розановой [188]. В предлагаемый обзор включены наиболее важные из представленных в [154–188] моделей, а также рассмотрены некоторые не изученные там аспекты.

Все модели делятся на два больших класса. Первый – олигополия без сговора, в которых каждая фирма, ориентируясь на действия конкурентов,

самостоятельно максимизирует прибыль, управляя собственной ценой и объемом поставок продукции. Второй класс моделей – олигополия со сговором, когда фирмы пытаются в целях повышения собственной прибыли найти кооперативное решение.

Модели олигополии без сговора

Важной предпосылкой, определяющей конкретный вид модели олигополии без сговора, является стратегическая переменная. Если олигополисты формируют стратегию относительно объема выпуска продукции, а цены определяются, как результат взаимодействия, то модель представляет "количественную" олигополию. Если стратегическая переменная цена, то перед нами "ценовая" олигополия.

Модели количественной олигополии более адекватны в ситуации, когда фирмам после принятия плана производственные мощности неизменны, а следовательно, и неизменен объем поставок. Это характерно для отраслей тяжелой промышленности, машиностроения, нефте- и газодобычи и т.д. В частности, несмотря на многократный (более 10 раз) рост мировых цен на нефть в 1999–2008 г.г. (рис. 3.1.1), ежегодное увеличение добычи в России не превышало 7–10% даже с учетом спада 1991–1998 г.г., в последние годы (после достижения уровня конца 80-х годов прошлого столетия) рост добычи сократился до 2–2,5%, а в 2008 г. отсутствовал совсем (рис. 3.1.2). Данные взяты из источников [189–191].

Модели ценовой олигополии могут использоваться, когда фирмы в состоянии за небольшое время существенно изменить объем поставок на рынок, в том числе, при возможности, завоевать весь рынок. Примерами могут служить розничная торговля, большинство рынков услуг, некоторые рынки потребительских товаров. Однако даже в этом случае фирмы, желающие исключить ценовую войну между собой, могут выбрать объемы поставок, соот-

ветствующие равновесному уровню в модели количественной олигополии, предложенной в 1838 г. [192] Антуаном Курно.

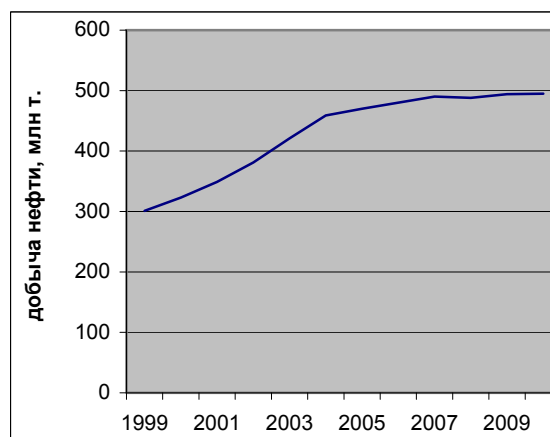


Рис. 3.1.1. Цены на нефть (1999–2010) **Рис. 3.1.2.** Мировая добыча нефти (1999–2009)

Модель Курно

Пусть на рынке присутствует n олигополистов с объемами поставок продукции $q_1, \dots, q_n$ и функциями издержек $TC_1(q_1), \dots, TC_n(q_n)$. Отраслевой спрос задан некоторой функцией $Q = D(p) \Leftrightarrow p = D^{-1}(Q)$. Прибыль каждого i -олигополиста зависит от объемов поставок конкурентов q_{-i} и составляет

$$\pi_i(q_i, q_{-i}) = TR_i(q_i, q_{-i}) - TC_i(q_i) = p q_i - TC_i(q_i) = D^{-1}\left(q_i + \sum_{j \neq i} q_j\right) q_i - TC_i(q_i).$$

При максимизации прибыли каждый олигополист должен учитывать реакцию конкурентов. В частности, при понижении цены они будут сокращать, а при повышении – увеличивать поставки на рынок. Если олигополисты в состоянии спрогнозировать действия остальных участников рынка, т.е. построить их кривые реакции $q_i(q_1, \dots, q_{i-1}, q_{i+1}, \dots, q_n)$ (оптимальные отклики каждого на меняющиеся условия функционирования рынка), то они могут отыскать свой оптимальный объем поставок продукции. Однако равновесие в чистых стратегиях существует не всегда [154]. Гарантировать существование, в частности, можно вогнутостью функции прибыли по выпуску, однако это предположение не выполняется даже при возрастающих предельных издерж-

ках, если функция спроса выпукла. Также существование равновесия Курно не всегда означает его единственность.

Для начала рассмотрим самую простую модель: дуополию (олигополию с двумя производителями) на рынке с линейной функцией спроса

$$p = a - bQ, \quad Q = \sum q_i \quad (3.1.1)$$

и издержками, пропорциональными объему производства,

$$TC_i(q_i) = c_i q_i. \quad (3.1.2)$$

Здесь величину a можно интерпретировать как максимальную цену – цену, при которой последний покупатель уходит с рынка. Коэффициент b показывает, насколько нужно снизить цену, чтобы увеличить продажи на единицу, а c_i характеризует предельные издержки (издержки производства дополнительной единицы продукции) i -фирмы.

При решении задачи на максимум прибыли каждый дуополист рассматривает объем поставок конкурента как заданный и при такой предпосылке принимает решение о собственном объеме поставок:

$$\pi_1 = TR_1(q_1, q_2) - TC_1(q_1) = (a - b(q_1 + q_2))q_1 - c_1 q_1 \rightarrow \max_{q_1},$$

$$\pi_2 = TR_2(q_1, q_2) - TC_2(q_2) = (a - b(q_1 + q_2))q_2 - c_2 q_2 \rightarrow \max_{q_2}.$$

Приравняв частные производные к нулю, получим кривые реакции

$$q_1 = \frac{a - c_1}{2b} - \frac{q_2}{2}, \quad (3.1.3)$$

$$q_2 = \frac{a - c_2}{2b} - \frac{q_1}{2}. \quad (3.1.4)$$

Равновесие в дуополии Курно (3.1.1), (3.1.2) определяется в результате решения системы линейных уравнений (3.1.3), (3.1.4) и имеет вид:

$$q_1 = (a - 2c_1 + c_2)/3b,$$

$$q_2 = (a - 2c_2 + c_1)/3b. \quad (3.1.5)$$

Данная точка является равновесной по Нэшу: ни одному из олигополистов невыгодно в одностороннем порядке менять параметры равновесия.

Проиллюстрируем графически эту ситуацию для случая одинаковых ($c_1 = c_2 = c$, рис. 3.1.3,а) и различных ($c_2 < c_1$, рис. 3.1.3,б) издержек производства. Равновесие Курно обозначено здесь буквой А.

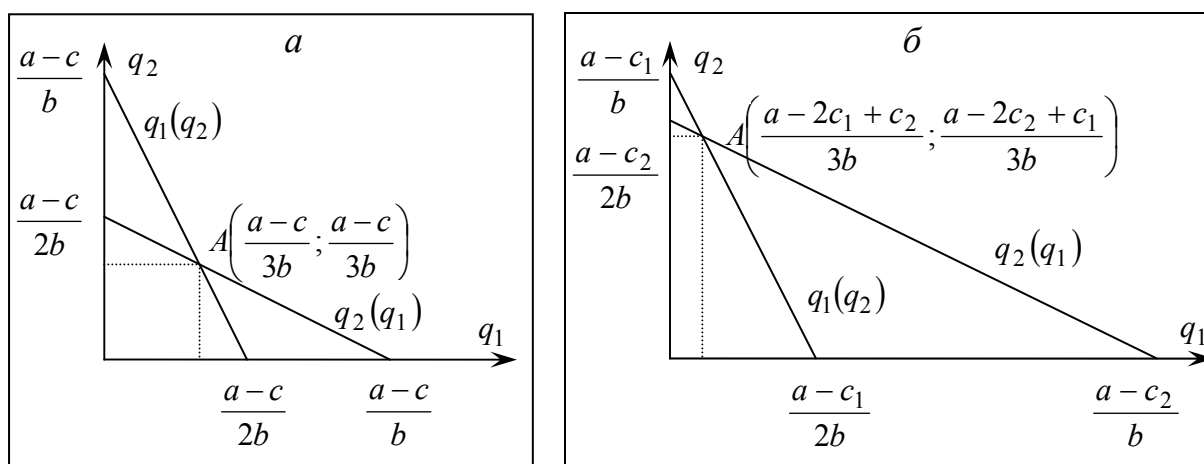


Рис. 3.1.3. Кривые реакции дуополистов и равновесие Курно.

Случаи одинаковых (а) и различных (б) издержек производства.

В случае равных издержек производства формулы (3.1.5) упрощаются, принимая вид

$$q_1 = q_2 = \frac{a - c}{3b}. \quad (3.1.6)$$

В случае же, когда издержки одной из фирм (пусть, второй) уменьшаются, она завоевывает большую долю рынка. А если выполняется неравенство

$$c_1 > \frac{a + c_2}{2}, \quad (3.1.7)$$

то первая, т.е. более дорогая, фирма добровольно уходит с рынка, а вторая поставляет продукцию в монопольном объеме $q_2 = (a - c_2)/2b$.

Отметим интересное свойство: если обе фирмы сохраняют свое присутствие на рынке (т.е. не выполняется неравенство (3.1.7)), то суммарный объем продаж продукции и цена равны соответственно

$$Q = q_1 + q_2 = \frac{2}{3} \frac{a - \bar{c}}{b}, \quad p = a - bQ = \frac{1}{3}a + \frac{2}{3}\bar{c}, \quad \bar{c} = \frac{c_1 + c_2}{2}.$$

Это означает, что сложившаяся цена и продажи на рынке не изменяются, если сохраняется средняя для двух фирм себестоимость единицы продукции. Таким образом, если в одной фирме производство единицы продукции стало дороже на рубль, а в другой – дешевле на рубль, то единственное, что следует ожидать, – это увеличение доли рынка, принадлежащей фирме, понизившей издержки.

Рассмотрим также случай квадратичных издержек производства

$$TC_1(q_1) = d_1 q_1^2 + c_1 q_1 + f_1, \quad TC_2(q_2) = d_2 q_2^2 + c_2 q_2 + f_2. \quad (3.1.8)$$

Здесь f_1 и f_2 – постоянные издержки производителей, а коэффициенты d_1 и d_2 характеризуют скорость увеличения предельных издержек.

Каждая фирма максимизирует собственную прибыль

$$\begin{aligned} \pi_1 &= (a - bq_1 - bq_2)q_1 - d_1 q_1^2 - c_1 q_1 - f_1 \rightarrow \max_{q_1}, \\ \pi_2 &= (a - bq_1 - bq_2)q_2 - d_2 q_2^2 - c_2 q_2 - f_2 \rightarrow \max_{q_2}. \end{aligned}$$

Приравняв частные производные к нулю, получим

$$q_1 = \frac{a - c_1 - bq_2}{2(b + d_1)}, \quad q_2 = \frac{a - c_2 - bq_1}{2(b + d_2)}. \quad (3.1.9)$$

Рассмотрим дуополию, состоящую из фирм с одинаковыми функциями переменных издержек (постоянные, как видно из (3.1.9), роли не играют). Это соответствует случаю

$$TC_i(q_i) = dq_i^2 + cq_i + f_i, \quad d_1 = d_2 = d, \quad c_1 = c_2 = c.$$

Используя соображения, симметрии $q_1 = q_2 = q$, найдем решение системы (3.1.9):

$$q = \frac{a - c}{3b + 2d}, \quad Q = 2q = \frac{2(a - c)}{3b + 2d}, \quad (3.1.10)$$

$$p = \frac{1}{3}a + \frac{2}{3}c + \frac{2}{3}dQ \quad (3.1.11)$$

Из (3.1.10) видно, что при увеличении квадратичной составляющей издержек объем поставок продукции падает, а цена увеличивается. В то же время коэффициент d , характеризующий скорость увеличения предельных издержек, тесно связан с коэффициентом b , отвечающим за наклон кривой спроса. Объем продаж на рынке остается неизменным, если одновременно с ростом на единицу квадратичной составляющей издержек на $2/3$ единицы уменьшается наклон обратной функции спроса. При этом цена, несомненно, увеличивается. Из (3.1.11) следует, что повышение цены прямо пропорционально коэффициенту d и сложившемуся на рынке объему продаж.

Если на рынке с линейным спросом (3.1.1) действует n олигополистов, издержки которых снова пропорциональны объему производства (представимы в виде (3.1.2)), то функции прибыли имеют вид

$$\pi_i = TR_i(q_i, q_{-i}) - TC_i(q_i) = \left(a - b \left(q_i + \sum_{j \neq i} q_j \right) \right) q_i - c_i q_i \rightarrow \max_{q_i}, \quad i = 1, \dots, n.$$

Построим кривые реакции:

$$\frac{\partial \pi_i}{\partial q_i} = a - c_i - b \sum_{j \neq i} q_j - 2b q_i = 0, \quad q_i = \frac{a - c_i}{2b} - \frac{1}{2} \sum_{j \neq i} q_j. \quad (3.1.12)$$

Для нахождения оптимальных объемов поставок продукции на рынок необходимо решить систему из n линейных уравнений вида (3.1.12) относительно $q_1, q_2, \dots, q_n$. В случае одинаковых издержек $c_1 = c_2 = \dots = c_n = c$ в точке равновесия объемы поставок всех фирм совпадут:

$$q_1 = q_2 = \dots = q_n = q = \frac{1}{n+1} \frac{a - c}{b},$$

суммарные продажи на рынке окажутся равными

$$Q = nq = \frac{n}{n+1} \frac{a - c}{b}, \quad (3.1.13)$$

а цена составит

$$p = a - bQ = \frac{1}{n+1} a + \frac{n}{n+1} c. \quad (3.1.14)$$

При $n \rightarrow \infty$ имеем формулы, справедливые для совершенной конкуренции: $p \rightarrow c$ (совершенные конкуренты получают нулевые экономические прибыли), $Q \rightarrow Q_{CK} = (a - c)/b$.

При $n = 1$ формулы (3.1.13), (3.1.14) адекватно описывают поведение монополиста: $p = (a + c)/2$, $Q = (a - c)/2b = Q_{CK}/2$. Монополист при линейном спросе и издержках (3.1.2), пропорциональных объему производства, сокращает поставки вдвое относительно совершенной конкуренции. При этом цена устанавливается ровно посередине между себестоимостью единицы продукции и максимальным уровнем, при котором продукцию перестанут покупать.

Модель Штакельберга

В модели дуополии Курно предполагалось, что фирмы обладают одинаковой рыночной силой и принимают решения одновременно. Теперь рассмотрим дуополию Штакельберга – ситуацию, когда выбор объема производства осуществляется последовательно: «фирма-лидер» (пусть, для определенности, это будет первая фирма) понимает, что расширением своих поставок и, как следствие, снижением цены делает отрасль менее прибыльной и заставляет конкурента сокращать свой объем производства. Рационально действующий конкурент («фирма-последователь») максимизирует свою прибыль, действуя так же, как и раньше в условиях модели Курно. Исходя из этого дополнительного знания, лидер ищет оптимальный объем производства:

$$\pi_1(q_1, q_2(q_1)) \rightarrow \max_{q_1}, \quad q_2(q_1) = \arg \max_{q_2} \pi_2(q_1, q_2).$$

В условиях (3.1.1), (3.1.2) последователь определяет поставки в соответствии с формулой (3.1.4). Тогда прибыль лидера запишется следующим образом:

$$\pi_1 = TR_1(q_1, q_2) - TC_1(q_1) = \left(a - b \left(q_1 + \left(\frac{a - c_2}{2b} - \frac{q_1}{2} \right) \right) \right) q_1 - c_1 q_1 \rightarrow \max_{q_1}.$$

Приравняв частную производную $\partial \pi_1 / \partial q_1$ к нулю, найдем оптимальный объем производства лидера

$$q_1 = \frac{a - 2c_1 + c_2}{2b}. \quad (3.1.15)$$

Объем производства последователя составит

$$q_2 = \frac{a - c_2}{2b} - \frac{q_1}{2} = \frac{a - 3c_2 + 2c_1}{4b}. \quad (3.1.16)$$

Суммарные продажи на рынке окажутся равными

$$Q = q_1 + q_2 = \frac{3a - 2c_1 - c_2}{4b}, \quad (3.1.17)$$

а цена составит

$$p = a - bQ = \frac{a + 2c_1 + c_2}{4}. \quad (3.1.18)$$

В случае одинаковых издержек производства $c_1 = c_2 = c$ формулы (3.1.15)–(3.1.18) примут следующий вид:

$$q_1 = \frac{1}{2} \frac{a - c}{b}, \quad q_2 = \frac{1}{4} \frac{a - c}{b}, \quad Q = \frac{3}{4} \frac{a - c}{b} = \frac{3}{4} Q_{CK}, \quad p = \frac{1}{4} a + \frac{3}{4} c.$$

Видим, что в этом случае лидер поставляет на рынок вдвое больше продукции, чем последователь. Цены несколько снижаются, по сравнению с точкой Курно, однако прибыль лидера увеличивается до максимально возможного при отсутствии сговора уровня. Данная ситуация является равновесием Нэша в двухуровневой игре (никому из игроков невыгодно в одностороннем порядке менять параметры равновесия) и называется равновесием Штакельберга.

Заметим, что при различных издержках производства лидер может занимать даже меньшую, чем конкурент, долю рынка: $q_1 < q_2$, если

$$c_1 > \frac{1}{6} a + \frac{5}{6} c_2.$$

Более того, если $c_1 > (a + c_2)/2$, то он полностью уходит с рынка (как и в модели Курно). Однако для последователя подобная ситуация возникает еще раньше – при издержках, удовлетворяющих условию $c_2 > (a + 2c_1)/3$.

Эта особенность, а также желание фирмы-последователя увеличить свои прибыли за счет конкурента может привести к соблазну начать играть роль лидера, расширяя поставки продукции (формула симметрична (3.1.15) – меняются только номера переменных) до уровня

$$q_2 = \frac{a - 2c_2 + c_1}{2b}.$$

Рассмотрим, чем это грозит даже в случае дуополии. Суммарный объем продаж и цена составят соответственно

$$Q = q_1 + q_2 = \frac{a - 2c_1 + c_2}{2b} + \frac{a - 2c_2 + c_1}{2b} = \frac{2a - c_1 - c_2}{2b},$$

$$p = a - bQ = a - b \frac{2a - c_1 - c_2}{2b} = \frac{c_1 + c_2}{2}.$$

Таким образом, получаем, что хотя бы одна фирма-лидер должна поставлять продукцию в убыток, либо (при $c_1 = c_2 = c$) обе фирмы продают продукцию строго по издержкам.

Еще более неприятным может оказаться результат в случае олигополии с числом фирм $n > 2$. Пусть среди них первая является лидером, а остальные максимизируют свою прибыль в соответствии с моделью Курно:

$$q_i = \frac{a - c_i}{2b} - \frac{1}{2} \sum_{j \neq i} q_j, \quad i = 2, \dots, n. \quad (3.1.19)$$

В случае одинаковых для всех фирм издержек производства из соображений симметрии имеем $q_2 = \dots = q_n = q^*$. Условие (3.1.19) переписывается как

$$q^* = \frac{a - c}{2b} - \frac{q_1 + (n - 2)q^*}{2}, \quad q^* = \frac{a - c}{nb} - \frac{q_1}{n}.$$

В свою очередь, лидер, зная эти формулы, максимизирует свою прибыль:

$$\pi_1 = (a - b(q_1 + (n - 1)q^*))q_1 - cq_1 \rightarrow \max_{q_1},$$

$$\pi_1 = \left(a - b \left(q_1 + \frac{n-1}{n} \left(\frac{a-c}{b} - q_1 \right) \right) \right) q_1 - c q_1 \rightarrow \max_{q_1}.$$

Приравняв частную производную по q_1 к нулю, получим

$$q_1 = \frac{a-c}{2b} = \frac{1}{2} Q_{СК}. \quad (3.1.20)$$

Это означает, что фирма-лидер, вне зависимости от числа конкурентов, ведет себя как монополист. Последователи делят между собой оставшуюся половину рынка:

$$q^* = \frac{a-c}{nb} - \frac{a-c}{2nb} = \frac{a-c}{2nb}.$$

Поскольку прибыли лидера существенно превышают прибыли последователей, велика вероятность того, что кто-то из последователей решит стать лидером. Однако если лидеров будет хотя бы двое, то объем поставленной ими продукции будет уже настолько велик, что цена упадет ниже себестоимости, и все фирмы будут терпеть убытки. Следовательно, такая ситуация не является устойчивой и называется неравновесием Штакельберга.

Борьба за лидерство

В то же время попытки стать лидером могут не ограничиваться простым установлением объема продаж (3.1.20): если конкуренты ведут себя аналогично, такие поставки продукции – далеко не лучший выбор. Однако при этом не нужно забывать (в этом и состоит позиция лидера), что увеличение собственных поставок сокращает поставки конкурентов. Для случая дуополии из (3.1.3), (3.1.4) следует, что $dq_2/dq_1 = dq_1/dq_2 = -1/2$. Таким образом, если каждая из фирм считает себя лидером и максимизирует свои прибыли

$$\begin{cases} \pi_1 = (a - b(q_1 + q_2(q_1)))q_1 - cq_1 = aq_1 - cq_1 - bq_1^2 - bq_1q_2(q_1) \rightarrow \max_{q_1}, \\ \pi_2 = (a - b(q_2 + q_1(q_2)))q_2 - cq_2 = aq_2 - cq_2 - bq_2^2 - bq_2q_1(q_2) \rightarrow \max_{q_2}. \end{cases}$$

Решив данную задачу, получим

$$q_1 = q_2 = \frac{2}{5} \frac{a-b}{c}.$$

Суммарный объем поставок и цена на рынке будут соответственно равны

$$Q = \frac{4}{5} \frac{a-b}{c} = \frac{4}{5} Q_{CK}, \quad p = \frac{1}{5}a + \frac{4}{5}c.$$

Заметим, что если обе фирмы начинают борьбу за лидерство, ситуация для каждой из них оказывается хуже, чем в равновесии Курно.

Можно представить графически (рис. 3.1.4) все рассмотренные ситуации: совершенная конкуренция (СК), борьба за лидерство (Б), дуополия Штакельберга (Ш), дуополия Курно (К), монополия (М).

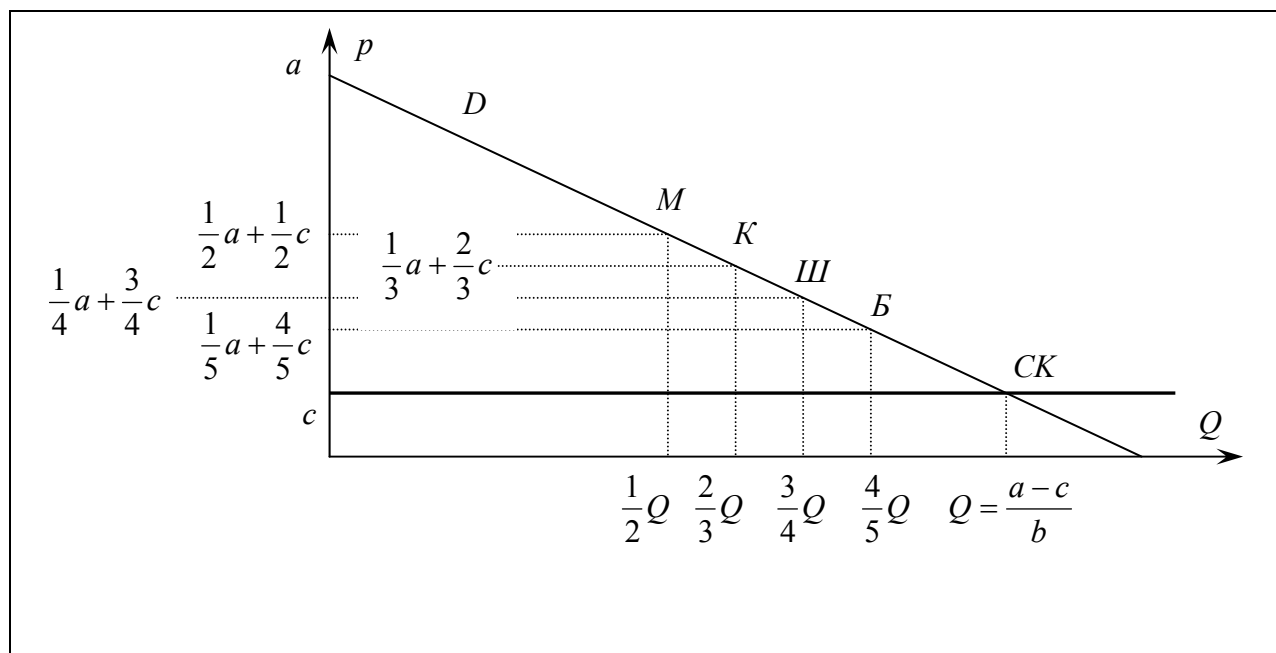


Рис. 3.1.4. Ситуации равновесия в моделях количественной олигополии.

Модель Бертрана

Классическая модель ценовой олигополии была предложена в 1883 г. Жозефом Бертраном [193] как альтернатива модели Курно. В модели Бертрана каждый из олигополистов принимает уровень цен конкурентов как данный и независимо от всех остальных принимает решение об уровне своей цены.

При предположении о том, что весь спрос достается продавцу, установившему минимальную цену, и одинаковых для всех средних издержках производства c , единственным равновесием Нэша будет всеобщая продажа продукции по издержкам и, как следствие, нулевая экономическая прибыль. Действительно, при любых ценах конкурентов, превышающих себестоимость, оптимальной стратегией является удешевление продукции с целью захвата всего рынка. Очевидно, конкуренты не захотят мириться с такой ситуацией, тем более что они тоже имеют возможность снизить цены, переманить покупателей и обеспечить себе максимальную при данных условиях прибыль.

Если средние издержки производства c_i различны, то фирма (одна или несколько) с минимальными издержками устанавливает максимальную цену, блокирующую вход на рынок конкурентов:

$$p_i = \min_{j \in I^*} c_j - \Delta, \quad i \in I^*.$$

Здесь $I^* = \{i : c_i < c_j, i \in I^*, j \notin I^*\}$ – множество номеров фирм с минимальными издержками. Эти фирмы делят между собой рынок, а остальные вынуждены его покинуть. Однако если издержки фирм различаются незначительно, получаемая при этом прибыль оставшихся участников рынка также будет крайне невелика.

Если бы парадокс Бертрана (нулевые или минимальные экономические прибыли даже при небольшом количестве фирм на рынке, включая дуополию) являлся итогом взаимодействия на большинстве олигопольных рынков, то, не получая прибылей и истощив свои ресурсы в длительных ценовых войнах, крупные фирмы перестали бы заниматься производством, а рынок олигополии прекратил бы свое существование. Однако эмпирические исследования показывают, что увеличение степени концентрации в отрасли положительно сказывается на ценах. Крупные фирмы не только не прекращают производство, но представляют собой едва ли не господствующую структуру современной развитой рыночной экономики, получая существенные положи-

тельные прибыли в долгосрочном периоде. Каким же образом парадокс Бертрана разрешается на практике?

Динамическая ценовая конкуренция

Рассмотрим ситуацию дуополии. Пусть обе фирмы выбирают стратегию низкой или высокой цены и получают при этом прибыли $\pi_2 > \pi_1 > \pi_4 > \pi_3$ в следующих ситуациях:

Таблица 3.1.1. Зависимость прибылей фирм от выбранных стратегий

Фирма 1 \	Высокая	Низкая
Фирма 2	цена	цена
Высокая	$(\pi_1; \pi_1)$	$(\pi_3; \pi_2)$
цена		
Низкая	$(\pi_2; \pi_3)$	$(\pi_4; \pi_4)$
цена		

Отсюда следует, что доминирующей для каждой фирмы будет стратегия «назначать низкую цену», следовательно, равновесие рынка с низкими ценами будет служить равновесием по Нэшу в неповторяющейся игре. Однако если взаимодействие фирм может продолжаться бесконечно долго, доминирующими могут быть, по крайней мере, две стратегии.

1. *Стратегия «око за око»* – назначить высокую цену в момент t , если другая фирма назначила высокую цену в момент $(t-1)$; и назначить низкую цену в противном случае.

2. *Стратегия «хищничества»* – назначить низкую цену в любой момент времени вне зависимости от действий конкурента.

Пусть ρ – заданная вероятность того, что игра будет продолжена в следующий момент времени. Тогда максимальный выигрыш каждой фирмы в результате применения первой стратегии с учетом дисконтирования равен

$$NPV_1 = \pi_1 + \pi_1 \rho \delta + \pi_1 \rho^2 \delta^2 + \dots = \frac{\pi_1}{1 - \rho \delta}.$$

Здесь π_1 – прибыль, полученная фирмой, назначающей высокую цену, при условии, что другая фирма также назначает высокую цену; δ – дисконтирующий множитель, связанный со ставкой дисконтирования r формулой $\delta = 1/(1 + r)$.

Максимальный выигрыш от применения второй стратегии равен

$$NPV_2 = \pi_2 + \pi_4 \rho \delta + \pi_4 \rho^2 \delta^2 + \dots = \pi_2 + \pi_4 \frac{\rho \delta}{1 - \rho \delta} = \pi_2 - \pi_4 + \frac{\pi_4}{1 - \rho \delta}.$$

Здесь π_2 – прибыль, полученная фирмой, назначающей низкую цену, при условии, что другая фирма назначает высокую цену; π_4 – прибыль, полученная фирмой, назначающей низкую цену, при условии, что другая фирма назначает низкую цену.

Выбор оптимальной стратегии фирмы, таким образом, зависит от соотношения значений выигрышей по каждому из возможных вариантов. Если $NPV_1 > NPV_2$, то стимулов вести ценовую войну у фирм не будет. Проведем ряд преобразований и проинтерпретируем получившееся соотношение:

$$NPV_1 > NPV_2 \Leftrightarrow \frac{\pi_1 - \pi_4}{1 - \rho \delta} > \pi_2 - \pi_4 \Leftrightarrow \frac{\pi_2 - \pi_1}{\pi_2 - \pi_4} < \rho \delta.$$

Фирмы отказываются от ценовой войны, если увеличивается вероятность дальнейшего взаимодействия, если увеличивается значимость будущих прибылей, а также если одностороннее снижение цены приводит к не столь значительному увеличению прибыли, в то время как взаимное снижение цены крайне невыгодно для обоих участников.

Данный результат подтвержден и эмпирическими фактами. Роберт Аксельрод, который предложил [194] в качестве разрешения парадокса Бертра на повторяющуюся игру и теоретически исследовал ее, организовал чемпионат. Он пригласил академических коллег со всего мира для разработки компьютерных стратегий. Созданные программы различались по алгоритмической сложности, начальной враждебности, способности к прощению и другим признакам.

Лучшей детерминистской стратегией оказалась стратегия «око за око». Она была простейшей из всех участвовавших, и, тем не менее, показала очень высокие результаты. Еще лучше сработала на практике стратегия «око за око с прощением». Когда оппонент предаёт, на следующем шаге игрок с небольшой вероятностью (1–5%) предлагает сотрудничество. Это позволяет случайным образом выйти из цикла взаимного предательства. Данная стратегия лучше всего работает, когда в игру вводится недопонимание, в частности, когда решение одного игрока сообщается другому с ошибкой.

Конечно, результаты, показываемые различными стратегиями, существенно зависят от статистического распределения встречаемого поведения конкурентов. Однако, анализируя стратегии, набравшие лучшие результаты, Р.Аксельрод назвал несколько условий, необходимых, чтобы стратегия получила высокий результат:

1. *Добрая.* Важнейшее условие – стратегия не должна предавать, пока этого не сделает оппонент. Почти все стратегии-лидеры были добрыми. Поэтому эгоистичная стратегия по чисто эгоистическим причинам не будет первой «бить» соперника.

2. *Мстительная.* Успешная стратегия не должна быть слепым оптимистом. Она должна всегда мстить. Пример немстительной стратегии – «всегда сотрудничать». Это очень плохой выбор, поскольку «подлые» стратегии воспользуются этим.

3. *Прощающая.* Другое важное качество успешных стратегий – уметь прощать. Отомстив, они должны вернуться к сотрудничеству, если оппонент не продолжает предавать. Это предотвращает бесконечное мщение друг другу и максимизирует выигрыш.

4. *Независтливая.* Последнее качество – не пытаться набрать больше очков, чем оппонент (что в принципе невозможно для «доброй» стратегии).

Таким образом, Р.Аксельрод пришел к утопично звучащему выводу, что эгоистичные индивиды во имя своего же эгоистического блага будут стремиться быть добрыми, прощающими и независтливыми.

Еще один важный факт. Если игра повторяется ровно N раз, единственным равновесием Нэша является стратегия «всегда предавать», что легко доказывается по индукции. На последнем ходу сопернику выгодно предать, поскольку у нас не будет возможности отомстить. Раз соперник предаст на последнем ходу в любом случае, экономически выгодно предать на предпоследнем ходу и т.д. Чтобы сотрудничество оставалось выгодным, необходимо, чтобы будущее было неопределенным для обоих игроков. В частности, в чемпионатах стратегий число N задавалось случайным, а результаты подсчитывались по среднему выигрышу за ход.

Модель Эджворта

Альтернативным выходом из парадокса Бертрана является предложенная Фрэнсисом Эджвортом [195] в 1897 г. модель с ограничениями на производственные мощности фирм-производителей.

Пусть к условиям (3.1.1), (3.1.2) и $c_1 = c_2 = c$ добавляется ограничение на выпуск продукции дуополистов соответственно величинами K_1 и K_2 , такими, что $K_1 \leq K_2 < (a - c)/b$. Это означает, что кривые средних и предельных издержек каждой фирмы с определенного момента имеют вертикальный вид: предельные издержки производства следующей единицы становятся стремящимися к бесконечности.

В этом случае ситуация продажи продукции по издержкам не является равновесием Нэша. Действительно, обе фирмы не в состоянии покрыть весь рынок своим производством. И если кто-то из них назначит чуть более высокую цену, часть покупателей (из тех, чья предельная оценка данного товара не ниже указанной цены) будет вынуждена покупать продукт у нее. А это означает положительную экономическую прибыль дорогой фирмы.

Возникает вопрос, кто будет покупать продукцию дорогой фирмы. Первое предположение, что таковыми будут случайные покупатели, носит название схемы *случайного (пропорционального) рационирования*. В этом случае остаточный спрос (спрос на продукцию дорогой фирмы, предъявляемый потребителями, которым не досталось дешевой продукции) будет пропорционален исходной функции спроса.

Альтернативная гипотеза *эффективного (параллельного) рационирования* состоит в том, что если продукции не хватает, в первую очередь ее приобретут наиболее ценящие ее. В частности, это можно объяснить перепродажей мест в очередях. В этом случае по любой цене остаточный спрос на фиксированную величину меньше исходного. Заметим, что ситуация эффективного рационирования менее выгодна для повысившего цену производителя, поскольку в остаточный спрос не включены люди, готовые заплатить максимальную цену за продукцию.

Реже рассматривается, но в принципе не исключена ситуация *антиэффективного рационирования*, при котором у дешевой фирмы будут приобретать продукцию именно те, кто не в состоянии платить много; богатые же, не готовые стоять в очередях, идут к дорогому конкуренту.

Более подробно проблема рационирования изучается в работе [154]. Мы ограничимся графической интерпретацией функции остаточного спроса для всех трех ситуаций (рис. 3.1.5).

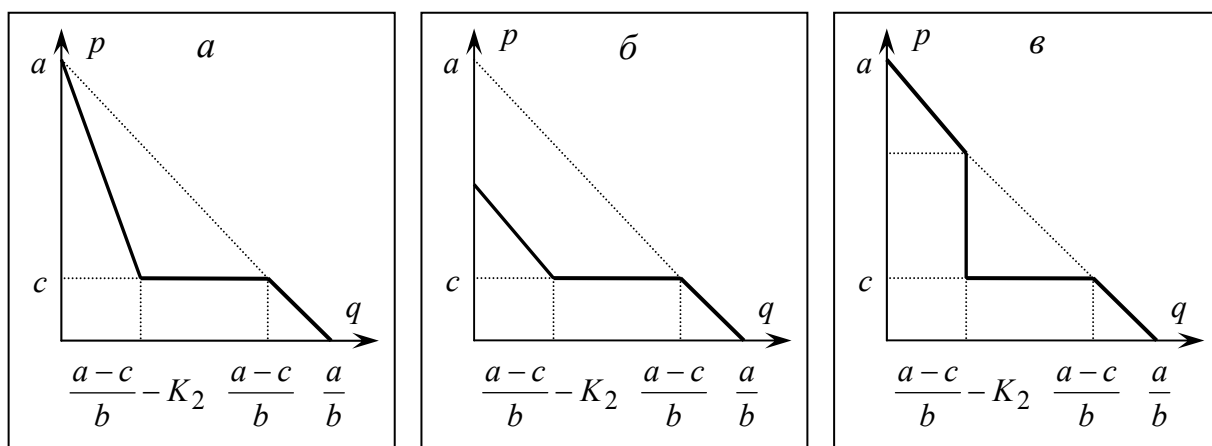


Рис. 3.1.5. Функция остаточного спроса для трех видов рациионирования:

случайное (а), эффективное (б), антиэффективное (в).

Рассмотрим сначала схему случайного рациионирования. Итак, если вторая фирма устанавливает цену c , она не в состоянии удовлетворить весь отраслевой спрос. Таким образом, первая фирма в состоянии увеличить свою цену, работая на остаточном спросе и получая положительную экономическую прибыль. Поскольку остаточный спрос, как и исходный, является линейной функцией, оптимум будет находиться ровно посередине между максимальной ценой a и издержками c : $p_1 = (a + c)/2$. Объем продаж будет равен $q_1 = (a - c)/2b - K_2/2$, а прибыль $\pi_1 = (p_1 - c)q_1 > 0$.

Вторая фирма в ответ на это устанавливает цену чуть ниже, с целью захвата большей части рынка, после чего начинается ценовая война, в результате которой цены снижаются до некоторого критического уровня $p^* > c$, при котором первой фирме снова выгодно поднять цены до уровня p_1 , после чего цикл постепенного снижения цен начинается сначала.

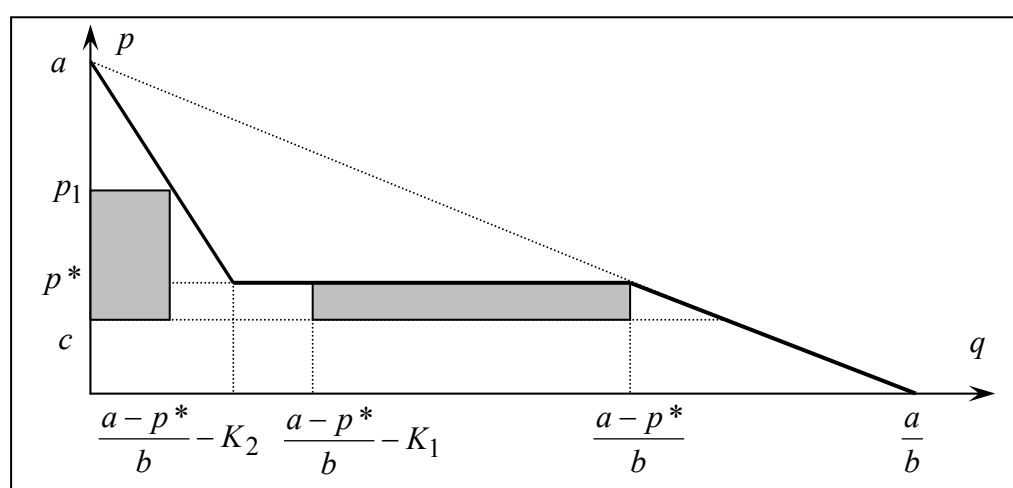


Рис. 3.1.6. Поведение фирм в условиях модели Эджворта при случайном рациионировании.

Пусть вторая фирма установила цену p . Тогда у первой имеются следующие две стратегии:

1. *Подрезать цену*, установив ее на уровне чуть ниже цены конкурента.

2. Поднять цену до уровня p_1 и максимизировать прибыль (подобно монополии) на остаточном спросе.

При продолжении снижения цены первая фирма захватит большую часть рынка (будет в состоянии продать весь произведенный продукт K_1) и получит прибыль (пренебрегая малыми отклонениями)

$$\pi_1^- = (p - c)K_1. \quad (3.1.21)$$

При повышении цены до уровня p_1 фирма работает на остаточном спросе, продает продукцию в объеме

$$q_1 = \frac{\frac{a-p}{b} - K_2}{\frac{a-p}{b}} \frac{a-p_1}{b} = \frac{(a-p-bK_2)(a-p_1)}{b(a-p)} = (a-p_1) \left(\frac{1}{b} - \frac{K_2}{a-p} \right)$$

и получает прибыль

$$\pi_1^+ = (p_1 - c)q_1 = \frac{(a-c)^2}{4} \left(\frac{1}{b} - \frac{K_2}{a-p} \right). \quad (3.1.22)$$

Фирма выбирает свою стратегию исходя из соотношения прибылей (3.1.21) и (3.1.22). Критическая цена p^* находится из равенства $\pi_1^- = \pi_1^+$ и решения соответствующего квадратного уравнения относительно p .

Заметим, что в данной модели не будет статического равновесия. Если конкурент установил цену выше p^* , оптимальная стратегия – подрезать цену, если p^* и ниже – поднять до уровня p_1 . Но ни в одном случае мы не остановимся на некотором фиксированном уровне.

Второе замечание связано с тем, что первой поднимать цену, уходя на остаточный спрос, всегда будет фирма с меньшими производственными мощностями (в нашем случае первая фирма: $K_1 \leq K_2$). Второй при уровне p^* будет однозначно выгоднее продолжать подрезать цену конкурента.

Случай эффективного рационирования отличается тем, что функция остаточного спроса сдвигается параллельно функции исходного спроса. Величина этого сдвига определяется объемом производственных мощностей K_2 конкурента. Критическая цена p^* , при которой фирме будет выгодно перехо-

доть на остаточный спрос, будет меньше, чем при случайном рациионировании. Оптимальная цена p_1 также будет ниже, чем при случайном рациионировании. Более того, она также будет связана с производственными мощностями конкурента формулой

$$p_1 = (a + c - bK_2)/2.$$

При повышении цены до уровня p_1 фирма будет продавать продукцию в объеме $q_1 = (a - p_1)/b - K_2$, не зависящем от цены p конкурента, и получать также не зависящую от цены конкурента прибыль

$$\pi_1^+ = (p_1 - c)q_1 = \frac{a - c - bK_2}{2} \left(\frac{a - c}{2b} - \frac{K_2}{2} \right) = \frac{(a - c - bK_2)^2}{4b}.$$

При подрезании цены прибыль будет вычисляться по формуле (3.1.21).

Как и прежде, критическая цена p^* будет находиться из равенства прибылей $\pi_1^- = \pi_1^+$, и в данном случае легко вычисляется аналитически:

$$(a - c - bK_2)^2 / 4b = (p - c)K_1 \Leftrightarrow p^* = c + (a - c - bK_2)^2 / 4bK_1.$$

Изобразим на рис. 3.1.7 поведение фирм при эффективном рациионировании.

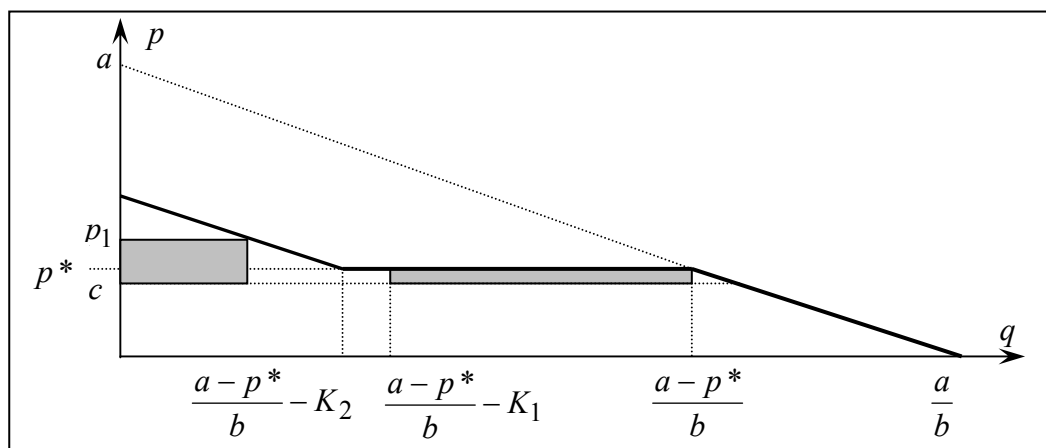


Рис. 3.1.7. Поведение фирм в условиях модели Эджворта при эффективном рациионировании.

Модели с возрастающими предельными издержками

Существование жесткого ограничения по мощности составляет частный случай технологии с убывающей отдачей от масштаба. В модели Эджворта

фирма имеет предельные издержки c вплоть до границы по мощности, а затем бесконечно большие. В общем случае предельные издержки могут просто возрастать вместе с выпуском. Действительно, за исключением особых случаев, фирма имеет возможность увеличить объем производства выше его эффективного уровня, например за счет аренды дополнительного оборудования, использования имеющегося оборудования с интенсивностью, превышающей эффективную, сверхурочной работы. Затраты при этом увеличиваются, однако, как правило, они не бесконечны.

Изобразим графически (рис. 3.1.8–3.1.10) три случая: фиксированный размер c предельных издержек, увеличение (возможно, начиная с некоторого уровня) предельных издержек с ростом производства, и жесткое ограничение по мощности, рассмотренное в модели Эджворта.

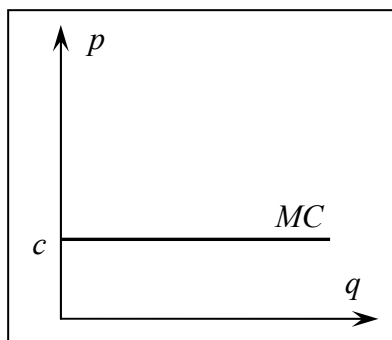


Рис. 3.1.8. Неизменные предельные издержки.

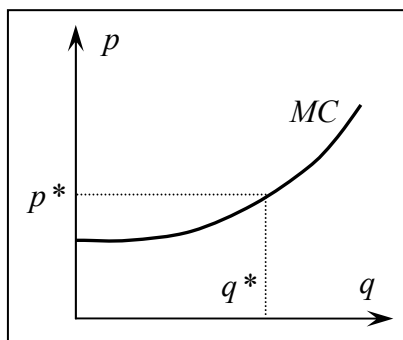


Рис. 3.1.9. Возрастающие предельные издержки.

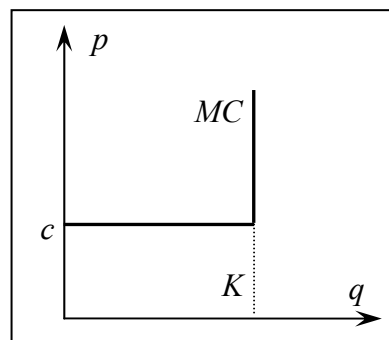


Рис. 3.1.10. Ограничение по мощности.

В случае возрастающих предельных издержек можно ожидать следующего естественного обобщения первой ситуации: цена p^* на рынке определяется по аналогии с конкурентным рынком из решения системы

$$p^* = MC_1(q_1) = \dots = MC_n(q_n), \quad q_1 + q_2 + \dots + q_n = q_D(p^*).$$

Поскольку функции предельных издержек всех конкурентов монотонно возрастающие, система имеет единственное решение, в котором фирмы получают положительную прибыль. Проиллюстрируем на рис. 3.1.11 эту ситуацию для дуополии с одинаковыми функциями предельных издержек и,

как следствие, одинаковыми объемами производства $q_1 = q_2 = q^*$. Тонкой линией изображен суммарный рыночный спрос, жирной – остаточный спрос на продукцию фирмы, если конкурент установил цену p^* . Прибыль фирмы равна площади заштрихованной области.

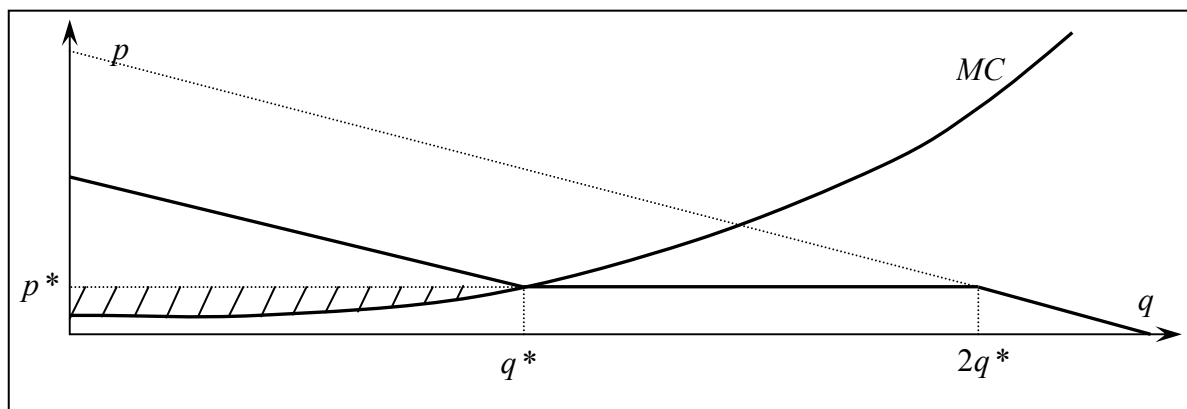


Рис. 3.1.11. Конкурентная цена и объем продаж дуополистов. Случай возрастающих предельных издержек.

Однако нетрудно заметить, что назначение всеми фирмами конкурентной цены p^* из соотношения $p = MC$ не является равновесным. При одностороннем повышении цены и работе на остаточном спросе увеличение удельной прибыли оказывается более значимым, чем потеря части покупателей.

Нахождение равновесия (или равновесий, если их много) при возрастающих предельных издержках нередко является сложной задачей. В общем случае равновесие существует только в смешанных стратегиях. Но одно свойство выдерживается всегда: цены обеих фирм превышают конкурентную цену. Этот результат формализует представление о том, что возрастающие предельные издержки смягчают ценовую конкуренцию. Более подробно данная модель исследована в работах М.Бекмана [196] для случайного рационирования и Р.Левитана и М.Шубика [197] для эффективного рационирования.

Модели с дифференцированным продуктом

Еще одним выходом из парадокса Бертрана является дифференциация продукта. Действительно, до сих пор мы считали, что продукты совершенно взаимозаменяемы, и все потребители делают покупки у производителя, назначившего самую низкую цену. В то же время практически любой продукт можно считать дифференцированным.

Как минимум, различные потребители проживают в разных местах, и расположение продавцов существенным образом влияет на их предпочтения: помимо цены товара потребители оплачивают транспортные издержки, тем большие, чем большее расстояние отделяет их от продавца. Именно эта интерпретация была предложена Г.Хотеллингом в *модели линейного города* [198] и С.Сэлопом в *модели кругового города* [199]. В другой интерпретации, связанной с качеством товара, обслуживанием и сервисом, потребители, имеющие разнородные вкусы, получают некоторую дополнительную полезность в результате потребления самого предпочитаемого ими блага, и готовы за это платить.

При этом фирмы не могут располагаться в каждом потенциальном месте покупки (в частности, из-за постоянных издержек). Следовательно, они на первом шаге выбирают свое местоположение, а на втором, ориентируясь также на местоположение и цены конкурентов, свою цену продаваемой продукции.

Можно заметить, что фирмы, продающие одинаковую продукцию, обычно не желают располагаться в одном и том же месте. Причиной этого является парадокс Бертрана – производители совершенных заменителей сталкиваются с неограниченной ценовой конкуренцией. В противоположность этому дифференциация (как по расположению, так и качествам продукта) позволяет создать клиентуру (занять «рыночную нишу») и пользоваться некоторой рыночной властью над ней.

Рассмотрим простейшую модель [187]. Пусть товар, производимый с из-

держками c , в каждой из двух фирм пользуется спросом, описываемым следующими уравнениями:

$$q_1(p_1, p_2) = a - bp_1 + dp_2, \quad q_2(p_1, p_2) = a - bp_2 + dp_1,$$

где $0 < d < b$, $a > c(b - d)$.

Видим, что прямая ценовая эластичность спроса отрицательна, а перекрестная эластичность – положительна (что следует из знаков коэффициентов при ценах). Если цена в фирме достаточно велика по сравнению с ценой конкурента, то следствием будет отсутствие покупателей. Однако при небольшой разнице цен некоторая часть покупателей остается верной продукции более дорогой фирмы.

Условие $d < b$ означает, что если цены товаров в обеих фирмах вырастут на одну и ту же величину, объем спроса в них сократится. Условие $a > c(b - d)$ означает, что если обе фирмы назначат цены на уровне предельных издержек, объемы спроса на их товары будут положительными.

Определим результат такого взаимодействия, т.е. найдем набор цен (p_1^*, p_2^*) , максимизирующий прибыль каждой из фирм:

$$\pi_1 = (p_1 - c)(a - bp_1 + dp_2) \rightarrow \max_{p_1},$$

$$\pi_2 = (p_2 - c)(a - bp_2 + dp_1) \rightarrow \max_{p_2}.$$

Продифференцировав функции прибыли по p_1 и p_2 получим кривые реакции

$$p_1 = \frac{a + bc + dp_2}{2b}, \quad p_2 = \frac{a + bc + dp_1}{2b}.$$

Решив данную систему, имеем:

$$p_1^* = p_2^* = \frac{a + bc}{2b - d} = c + \frac{a - c(b - d)}{2b - d} > c.$$

Таким образом, дифференциация товара также смягчает ценовую конкуренцию, т.е. соперничество фирм не ведет к полному исчезновению их прибылей.

Некоторым недостатком простейшей модели является то, что суммарный спрос на рынке одинаково реагирует на снижение цены как в дешевой, так и в дорогой фирме:

$$Q(p_1, p_2) = q_1(p_1, p_2) + q_2(p_1, p_2) = 2a - (b-d)p_1 - (b-d)p_2.$$

В то же время интуитивно понятно, что расширение рынка происходит в первую очередь при снижении цены в дешевой фирме, ориентированной на менее обеспеченных людей [200]. Понижение же цены в дорогой фирме приводит в основном к перераспределению покупателей между фирмами. Исследуем данную ситуацию для случая произвольного числа фирм.

Пусть на рынке присутствуют n одинаковых фирм, производящих продукцию с издержками c . Нумерацию фирм осуществим так, что самая низкая цена будет наблюдаться в первой фирме $p_1 = \min_{i=1, \dots, n} p_i$. При этом понимаем, что все результаты будут выполняться с точностью до нумерации, а значит, в реальности будет не одно, а n равновесий. Суммарный спрос на рынке составит $Q = a - bp_1$.

Если все фирмы устанавливают одинаковые цены, то спрос делится поровну между ними и составляет $q_i = (a - bp)/n$. В то же время при повышении цены в j -фирме на каждый рубль происходит перераспределение покупателей: объем продаж в ней сокращается на $b\Delta$, а у каждого из $(n-1)$ конкурентов увеличивается на $b\Delta/(n-1)$. Параметр Δ , подробнее описанный ниже, характеризует степень реакции потребителя на разницу цен в фирмах. Представленную модель запишем в матричном виде:

$$\mathbf{q} = \left(\frac{1}{n} \mathbf{a} + b\mathbf{V}\mathbf{p} \right), \quad (3.1.23)$$

$$\text{где } \mathbf{q} = \begin{pmatrix} q_1 \\ q_2 \\ q_3 \\ \dots \\ q_n \end{pmatrix}, \quad \mathbf{p} = \begin{pmatrix} p_1 \\ p_2 \\ p_3 \\ \dots \\ p_n \end{pmatrix}, \quad \mathbf{a} = \begin{pmatrix} a \\ a \\ a \\ \dots \\ a \end{pmatrix},$$

$$\mathbf{B} = \begin{pmatrix} -\Delta - \frac{1}{n} & \frac{\Delta}{n-1} & \frac{\Delta}{n-1} & \dots & \frac{\Delta}{n-1} \\ \frac{\Delta}{n-1} - \frac{1}{n} & -\Delta & \frac{\Delta}{n-1} & \dots & \frac{\Delta}{n-1} \\ \frac{\Delta}{n-1} - \frac{1}{n} & \frac{\Delta}{n-1} & -\Delta & \dots & \frac{\Delta}{n-1} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\Delta}{n-1} - \frac{1}{n} & \frac{\Delta}{n-1} & \frac{\Delta}{n-1} & \dots & -\Delta \end{pmatrix}.$$

Для построения кривых реакции максимизируем прибыль каждой фирмы. Заметим, что особой является только самая дешевая фирма, все остальные не отличаются между собой. Следовательно, в точке равновесия будут выполняться условия

$$p_2 = \dots = p_n = p^*, \quad q_2 = \dots = q_n = q^*, \quad \pi_2 = \dots = \pi_n = \pi^*.$$

С учетом этого кривые реакции [33] примут следующий вид:

$$p_1(p^*) = \frac{a + (n\Delta + 1)bc + n\Delta bp^*}{2b(n\Delta + 1)}, \quad (3.1.24)$$

$$p^*(p_1) = \frac{\frac{n-1}{n} \frac{a}{b} + (n-1)\Delta c + \frac{n\Delta - n + 1}{n} p_1}{n\Delta} \quad (3.1.25)$$

Решив систему уравнений (3.1.24)–(3.1.25), получим точку равновесия

$$p_1 = c + \frac{\frac{a}{b} - c}{n\Delta + 1 + n/(2n-1)}, \quad p^* = c + \frac{\frac{a}{b} - c}{n\Delta} - \frac{\frac{2}{2n-1} \left(\frac{a}{b} - c \right)}{n\Delta^2 + \Delta + n\Delta/(2n-1)}.$$

$$q_1 = \frac{1}{n} (a - (n\Delta + 1)bp_1 + n\Delta bp^*),$$

$$q^* = \frac{1}{n} \left(a + \left(\frac{n\Delta}{n-1} - 1 \right) bp_1 - \frac{n}{n-1} \Delta bp^* \right).$$

Рассмотрим несколько возможных вариантов значений величины Δ . Первый вариант $\Delta \equiv 1$ означает, что изменение цены в любой из фирм приведет к изменению объема ее продаж, не зависящему от количества конкурентов. При повышении цены фирма теряет одно и то же число клиентов и в

случае дуополии, и в случае значительного числа фирм на рынке. Потерянные клиенты распределяются равномерно по всем конкурентам, однако очевидно, что при большом числе фирм на рынке влияние на каждого из конкурентов становится минимальным.

Второй вариант (противоположная крайность) $\Delta = n - 1$ приводит к тому, что увеличение числа конкурентов резко усиливает реакцию потребителей на изменение цены одного из них. В этом случае продажи каждого из $(n - 1)$ конкурентов изменяются на фиксированную величину, вне зависимости от их числа. Следовательно, продажи самой фирмы меняются прямо пропорционально количеству конкурентов.

Третий, промежуточный вариант $\Delta = 2(n - 1)/n$ с одной стороны предполагает усиление реакции потребителя на изменение цены в одной из фирм при увеличении числа конкурентов (найти адекватную замену становится проще), но с другой для конкурентного рынка (при $n \rightarrow \infty \Delta \rightarrow 2$) влияние всего вдвое сильнее, чем в случае дуополии (при $n = 2 \Delta = 1$). Дополнительным доводом в пользу третьего варианта является факт, что если все дорогие фирмы ведут единую ценовую политику $p_2 = \dots = p_n = p^*$, то функция спроса на их продукцию

$$q^* = \frac{1}{n}(a + bp_1 - 2bp^*)$$

идентична случаю дуополии. В частности, при любой зафиксированной цене дешевой фирмы, ее конкуренты полностью теряют рынок (q^* обращается в ноль) при одной и той же цене, не зависящей от их количества.

Анализ полученных формул и расчеты на численных примерах [201] показывают, что

1. Увеличение числа фирм на рынке приводит к снижению и выравниванию цен, снижению прибылей фирм (в том числе, суммарной) и их выравниванию, однако даже при большом количестве фирм, все они в состоянии получать прибыль.

2. Увеличение значения Δ , что означает усиление реакции потребителя на разницу цен ($\Delta \rightarrow \infty$ приводит к классической модели Бертрана), ведет к более быстрому снижению и выравниванию цен, сокращению и выравниванию прибылей фирм. В то же время, даже при большом, но конечном значении Δ фирмы в состоянии получать прибыль.

Представленная модель имеет некоторые общие черты с моделью олигополии Курно с поправкой на то, что в ней стратегическими переменными являются не объемы продаж, а цены. При этих предположениях можно также исследовать равновесие Нэша в двухуровневой игре, которое в некотором смысле является ценовым аналогом модели Штакельберга.

Однако прежде, чем перейти к рассмотрению модифицированных моделей, необходимо убедиться в том, что не произойдет «инверсии фирм»: при достаточно высокой цене первой фирмы, кому-то из конкурентов будет экономически выгоднее занять ее место, выиграв в расширении объемов продаж сильнее, чем потеряв в удельной прибыли. Первая фирма будет стараться не допустить подобной ситуации.

Возможность инверсии фирм

Определим, при каких ценах первая фирма может гарантировать себе место самой дешевой. Пусть ее цена составляет p_1 . Тогда оптимальной ценой остальных олигополистов будет $p^*(p_1)$. При этом каждый из них будет продавать продукцию в объеме $q^*(p_1, p^*(p_1))$, а прибыль составит $\pi^* = (p^*(p_1) - c)q^*(p_1, p^*(p_1))$.

Если кто-то из дорогих конкурентов решит занять место дешевой фирмы, продавая продукцию по цене $\underline{p}^*$, а остальные фирмы оставят цены на прежнем уровне, то ее прибыль составит

$$\underline{\pi}^* = (\underline{p}^* - c)\underline{q}^* = \frac{1}{n}(\underline{p}^* - c) \left(a - (n\Delta + 1)b\underline{p}^* + n\Delta bp^* - \frac{n\Delta}{n-1}b(p^* - p_1) \right).$$

Вычислив производную и приравняв ее к нулю, найдем оптимальную цену:

$$\underline{p}^* = \frac{a/b + (n\Delta + 1)c + n\Delta p^* - \frac{n\Delta}{n-1}(p^* - p_1)}{2(n\Delta + 1)}.$$

Первая фирма будет защищена от подобного развития событий, если $\pi^* > \underline{\pi}^*$.

В общем случае зависимость критической цены первой фирмы от числа фирм и реакции рынка на изменение цен имеет сложный вид, однако в каждом конкретном случае легко проверить, может ли иметь место инверсия фирм. Также нетрудно численно найти максимальную цену p_1 , при которой первая фирма гарантирует себе место самой дешевой.

Аналогично рассмотрим симметричный случай, когда дешевая фирма повышает цену до значения $\bar{p}_1$, а остальные остаются на прежнем уровне p^* . Ее прибыль

$$\bar{\pi}_1 = (\bar{p}_1 - c)\bar{q}_1 = \frac{1}{n}(\bar{p}_1 - c)(a + (n\Delta - 1)bp^* - n\Delta b\bar{p}_1)$$

будет максимальна [18] при цене

$$\bar{p}_1 = \frac{a + (n\Delta - 1)bp^* + bcn\Delta}{2bn\Delta}.$$

Первая фирма уйдет с дешевого сегмента рынка, если цены конкурентов будут слишком низкими и потеря части покупателей компенсируется существенным увеличением удельной прибыли: $\bar{\pi}_1 > \pi_1$. Однако на рынках, находящихся в состоянии равновесия, подобная ситуация, в отличие от предыдущего случая, маловероятна. Легко убедиться, что в рассмотренном выше равновесии Нэша для всех трех значений Δ первой фирме выгодно оставаться самой дешевой. Все последующие модели связаны с увеличением прибылей на основе повышения цен, следовательно, в них проверки второго вида инверсии вообще не требуется.

Модель «лидер–последователь»: равновесие Нэша в двухуровневой игре

Исходя из предположения, что дорогие фирмы (последователи) будут вести себя оптимальным образом, дешевая фирма (лидер) может максимизировать свою прибыль

$$\pi_1(p_1, p^*(p_1)) = (p_1 - c)q_1(p_1, p^*(p_1)) = (p_1 - c) \frac{1}{n} (a - (n\Delta + 1)bp_1 + n\Delta bp^*(p_1)).$$

Приравняв к нулю производную и проведя ряд преобразований, получим

$$p_1 = c + \frac{a/b - c}{2 + n - n\Delta/(2n - 1)}.$$

При этом (особенно при больших значениях Δ) необходимо проверять возможность инверсии первого вида: существенное снижение цены одним из дорогих конкурентов. Цена будет установлена на максимальном уровне, гарантирующем отсутствие инверсии.

Основным нетривиальным выводом, диаметрально противоположным результатам модели Штакельберга, является факт, что хотя лидер, повышая цену, увеличивает свою прибыль, но сильнее свои прибыли увеличивают последователи. Если же последователи каким-то образом в состоянии сигнализировать дешевой фирме о своем нежелании бороться за дешевый ценовой сегмент, то их прибыли увеличиваются еще существеннее.

Случай дорогого лидера реализуется, только если все дорогие фирмы гарантируют сохранение единых цен p^* . Поскольку односторонний отказ от данной стратегии в пользу инверсии при высоких ценах экономически выгоден для каждой отдельной фирмы, эта ситуация возможна только в результате сговора. В то же время сговор принесет его участникам существенное увеличение прибылей. Рассмотрим эту ситуацию.

Предполагая, что первая фирма (последователь) будет вести себя оптимальным образом, лидеры могут максимизировать прибыль:

$$\begin{aligned}\pi^*(p_1(p^*), p_1) &= (p^* - c)q^*(p_1(p^*), p^*) = \\ &= \frac{1}{n}(p^* - c) \left(a + \left(\frac{n\Delta}{n-1} - 1 \right) bp_1(p^*) - \frac{n}{n-1} \Delta bp^* \right).\end{aligned}$$

Выполнив ряд преобразований, найдем, что оптимальная цена лидеров равна

$$p^* = c + \frac{(a - bc)(2n^2\Delta - n\Delta + n - 1)}{2n\Delta b(n\Delta + n + 1)}.$$

Расчеты [201] показывают, что благодаря сговору лидеры могут существенно поднять цены – тем сильнее, чем слабее реакция потребителя на разницу цен. Если в предыдущей модели «лидер(1)–последователи(*)» при большом количестве фирм цены и объемы продаж практически полностью совпадали с исходным равновесием Нэша, то здесь даже при больших n наблюдается существенное отличие.

Второй вывод сходен с выводом по предыдущей модели, но выражен более ярко: последователь получает большую (и в данном случае существенно большую) прибавку к прибыли, чем лидеры. Разница достигает нескольких раз.

И наконец, третий вывод заключается в следующем: при выполнении определенных условий (не очень сильная реакция потребителей на разницу цен) в рамках данной модели возможно увеличение суммарной прибыли при увеличении количества фирм. Что говорит, в частности, об экономической целесообразности дробления крупных компаний на несколько мелких. Доля дешевой фирмы на рынке при этом, конечно, снижается.

Отметим еще одно свойство. В отличие от модели олигополии Штакельберга, где решение всех фирм играть роль лидеров приводит к катастрофическому затовариванию рынка и снижению цен, здесь одновременное повышение цен до лидерского уровня только увеличит их суммарные прибыли.

Картель и максимизация прибыли с помощью ценовой дискриминации

Для полноты исследования рассмотрим возможные действия фирм в ситуации сговора. Классическая модель предлагает картельные соглашения – сокращение суммарного объема производства до монопольного и соответственное увеличение цены. Квоты для всех участников рынка и цены в этом случае устанавливаются на уровне

$$q_i = \frac{1}{2n}(a - bc), \quad p_i = \frac{1}{2}\left(\frac{a}{b} + c\right), \quad i = \overline{1, n}.$$

Суммарная прибыль в ситуации картеля при классических предпосылках будет максимальна. Действительно, одновременное изменение цен фирм как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения сократит их прибыли, а одностороннее изменение приведет к полному захвату рынка более дешевой фирмой, что выгодно для нее, но обнулит прибыль конкурента и уменьшит суммарную прибыль.

В нашей ситуации, когда остаются покупатели, по каким-либо причинам покупающие продукцию в более дорогой фирме, можно получить суммарную прибыль, больше картельной с помощью ценовой дискриминации: покупатели, ориентированные на минимум цены, покупают у более дешевого производителя, а часть из обеспеченных заплатит больше. Отыщем оптимальные цены с помощью максимизации суммарной прибыли:

$$\begin{aligned} \pi(p_1, \dots, p_n) &= \pi_1(p_1, \dots, p_n) + \dots + \pi_n(p_1, \dots, p_n) = \\ &= (p_1 - c)q_1 + \dots + (p_n - c)q_n \rightarrow \max_{p_1, \dots, p_n}. \end{aligned}$$

Найдем частные производные и приравняем их к нулю. Заметим, что снова для всех дорогих фирм $i = 2, \dots, n$ условия будут одинаковыми. Следовательно, все они в точке оптимума установят единую цену $p_2 = p_3 = \dots = p_n = p^*$.

Выпишем условия оптимальности:

$$p_1 = \frac{\frac{a}{b} + nc + (2n\Delta - n + 1)p^*}{2(n\Delta + 1)}, \quad p^* = \frac{\frac{a}{b}(n-1) + (2n\Delta - n + 1)p_1}{2n\Delta}. \quad (3.1.26)$$

Решив систему (3.1.26) относительно p_1 и p^* , получим

$$p^* = \frac{\frac{a}{b}(2n^2\Delta + n - 1) + c(2n^2\Delta - n^2 + n)}{4n^2\Delta - n^2 + 2n - 1}. \quad (3.1.27)$$

Ситуация (3.1.27), в отличие от равновесий Нэша в одноуровневой и двухуровневой играх, не является устойчивой. Для каждой из дорогих фирмы есть огромные стимулы снизить цену и увеличить свою долю на рынке. Однако в случаях, если соглашения между фирмами достаточно жесткие (или, например, в случае, когда существует несколько торговых точек, принадлежащих одному производителю), суммарная прибыль (которая затем может перераспределяться) будет максимальна и больше монопольной.

Среди выводов по данной модели можно выделить следующие:

1. Суммарные прибыли фирм больше монопольных, и разница тем больше, чем слабее реакция потребителя на разницу цен.

2. При слабой и средней степени реакции потребителя на разницу цен ($\Delta \equiv 1$ и $\Delta = 2(n-1)/n$) увеличение числа фирм в состоянии даже увеличить их суммарные прибыли. Более того, увеличение до определенного предела числа фирм может увеличить и оптимальные цены всех продавцов на рынке, кроме самого дешевого. Объяснение здесь простое: при большом количестве торговых точек и их удобном расположении покупатель не покупает продукцию в самом дешевом месте.

3. При слабой реакции потребителя на разницу цен увеличение числа фирм приводит к увеличению разницы цен в них. Если же потребитель значительно реагирует на цену ($\Delta = n-1$), то при увеличении числа фирм цены быстро выравниваются, и ситуация становится очень похожей на случай картельных соглашений.

Модели олигополии со сговором

Предшествующий анализ предполагал мгновенную конкуренцию: фирмы одновременно назначали цены, получали соответствующие прибыли и исчезали. На практике, однако, фирмы могут взаимодействовать неоднократно. Долгосрочные инвестиции, технологические знания, а также ограничения входа способствуют долговременным взаимодействиям в относительно устойчивом множестве фирм. При этом, как отмечено выше, повторение игры – одно из решений парадокса Бертрана.

Эдвард Чемберлин [202] высказал предположение, что в условиях олигополии, производящей однородный продукт, фирмы признают свою взаимозависимость и будут поддерживать монопольную цену без явного сговора. Если каждый будет добиваться максимальной прибыли разумно и рационально, то он поймет, что при наличии лишь двух или нескольких продавцов его собственное действие оказывает значительное влияние на конкурентов, которые не будут мириться с потерями, не оказывая противодействия. А поскольку снижение цены, предпринятое кем бы то ни было, приведет к снижению цен остальных и уменьшению его собственных прибылей, то несмотря на то, что продавцы полностью независимы, равновесный результат будет таким же, как если бы между ними существовало монополистическое соглашение.

Ценовым лидером чаще всего может выступать фирма, являющаяся потенциальным победителем в ценовой войне:

1. *Доминирующая фирма* – фирма, владеющая большей долей на рынке, и, как следствие, обладающая большими ресурсами, позволяющими дольше других выдерживать ценовую войну. Доминирующая фирма часто выпускает продукт более высокого качества, чем аутсайдеры. При этом высокое качество продукта определяется не только внутренними свойствами выпускаемого товара, но и рекламой, репутацией фирмы или тем, что данная фирма давно

производит данный товар, в результате чего у потребителей вырабатывается приверженность марке.

2. *Группа относительно небольших фирм, заключивших картельное соглашение* между собой. Координация деятельности фирм, заключивших соглашение, оказывает такое же влияние на рыночную цену, что и одна крупная фирма.

3. *Фирма с минимальными издержками*, позволяющими установить более низкую, чем у остальных, цену и выиграть ценовую войну. Причинами более низких издержек может быть использование более эффективных технологий и более качественных ресурсов (включая лучший менеджмент), а также возрастающая отдача от масштаба.

4. *Барометрический лидер* – фирма, более тонко чувствующая конъюнктуру спроса, что позволяет ей получать большие, чем у конкурентов, прибыли и дольше выдерживать ценовую войну. Также барометрический лидер обычно обладает способностью эффективнее использовать накопленный опыт.

Лидер регулирует уровень рыночной цены и берет на себя ответственность за приспособление цены к изменяющимся условиям рынка. На рынке кроме лидера предлагает товар значительное число фирм, образующих конкурентное окружение. Они принимают цену, установленную лидером и определяют оптимальный объем производства из условия максимизации прибыли. Цена доминирующей фирмы может служить своего рода «ценовым зонтиком» для фирм-аутсайдеров.

Модель Форхаймера

Пусть на рынке однородного товара со спросом $Q = Q_D(p)$ действует фирма, претендующая на ценовое лидерство, и n фирм конкурентного окружения. Лидер (обозначенный нулевым номером) предлагает последователям продавать продукцию по цене p , превышающей издержки. Фирмы-последователи, опасаящиеся ценовой войны, принимают предложение, а оп-

тимальные объемы производства определяют исходя из максимизации собственной прибыли:

$$q_i^*(p) = \arg \max_{q_i} \pi_i(p, q_i) = \arg \max_{q_i} (pq_i - TC_i(q_i)), \quad i = \overline{1, n}. \quad (3.1.32)$$

Заметим, что условие (32) эквивалентно нахождению $q_i^*(p)$ из равенства

$$p = MC_i(q_i) = TC_i'(q_i), \quad i = 1, \dots, n.$$

В совокупности все последователи будут производить продукцию в объеме $\sum(q_i^*(p))$. Тогда на долю лидера выпадает остаточный спрос

$$Q_{ocm}(p) = Q_D(p) - \sum(q_i^*(p)).$$

Лидер выбирает оптимальную цену исходя из максимизации прибыли на остаточном спросе:

$$p^* = \arg \max_p (pQ_{ocm}(p) - TC_0(Q_{ocm}(p))).$$

Сделаем два замечания относительно представленной модели. Во-первых, необходимым условием получения такого решения является знание фирмой-лидером функции рыночного спроса и функций предложения фирм-конкурентов. Во-вторых, функции предельных издержек всех конкурентов должны иметь возрастающий участок (участок убывающей отдачи от масштаба). В противном случае возможно существенное расширение предложения конкурентов и фактический захват рынка ими.

В краткосрочном периоде указанная стратегия позволяет доминирующей фирме получать положительную прибыль, однако если предположить возможность входа на рынок новых фирм-последователей, проблема ценообразования становится не такой простой. У доминирующей фирмы появляется необходимость выбора, по крайней мере, между альтернативами:

1. Не обращая внимания на возможность входа в отрасль новых фирм-последователей, *максимизировать прибыль*.

2. Устанавливать низкую цену, устраняющую стимулы входа в отрасль для конкурентов.

Рассмотрим первую возможность. Если доминирующая фирма назначает высокую цену, которая позволяет конкурентным фирмам получать экономическую прибыль, то у конкурентных фирм будут стимулы расширять объем выпуска. Кроме того, новые фирмы, привлеченные положительной прибылью в отрасли, войдут на рынок. В результате предложение товара увеличится, кривая остаточного спроса доминирующей фирмы переместится влево, доля доминирующей фирмы на рынке будет уменьшаться, сокращая рыночную власть фирмы. Такая ценовая политика высоких цен доминирующей фирмы носит название «самоубийственной».

Величина потерь доминирующей фирмы, возникающих из-за следования «самоубийственной» ценовой политике, зависит от того, насколько существенны ее преимущества в издержках. Если доминирующая фирма преимуществом в издержках не обладает, в долгосрочном периоде она может быть вытеснена из отрасли фирмами-последователями. В этом состоит одно из главных ограничений монопольной власти на рынке доминирующей фирмы в конкурентном окружении, действующее в долгосрочном периоде.

Формализуем модель Форхаймера для случая линейного спроса (3.1.1), одинаковых фирм-последователей и квадратичных издержек производства. Предположим, что

$$TC_i(q_i) = dq_i^2 + cq_i + f, \quad i = 1, \dots, n, \quad d > 0, \quad c > 0, \quad f > 0.$$

Пусть также задана функция издержек ценового лидера

$$TC_0(q_0) = d_0q_0^2 + c_0q_0 + f_0, \quad d_0 > 0, \quad c_0 > 0, \quad f_0 > 0.$$

При цене p оптимальный объем производства последователей составит

$$p = 2dq_i + c \Leftrightarrow q_i = (p - c)/2d.$$

Остаточный спрос ценового лидера окажется равен

$$q_0 = Q - nq_i = \frac{a-p}{b} - \frac{p-c}{2d}n = \left(\frac{a}{b} + \frac{nc}{2d}\right) - \left(\frac{1}{b} + \frac{n}{2d}\right)p, \quad (3.1.28)$$

откуда легко получить

$$p = \frac{2ad + nbc}{2d + nb} - \frac{2bd}{2d + nb}q_0. \quad (3.1.29)$$

Выпишем максимизируемую функцию прибыли ценового лидера

$$\pi_0 = pq_0 - TC_0(q_0) = \frac{2ad + nbc}{2d + nb}q_0 - \frac{2bd}{2d + nb}q_0^2 - d_0q_0^2 - c_0q_0 - f_0 \rightarrow \max_{q_0}.$$

Приравняем производную к нулю

$$\left(2d_0 + \frac{4bd}{2d + nb}\right)q_0 = \frac{2ad + nbc}{2d + nb} + c_0,$$

$$q_0 = \frac{2d(a - c_0) + nb(c - c_0)}{4dd_0 + 2d_0nb + 4bd}.$$

Подставим полученное выражение в (3.1.29) для определения оптимальной цены. После ряда преобразований запишем следующую формулу:

$$p = c + \frac{a-c}{x+z} + \frac{a-c}{xy} + \frac{c_0-c}{y}, \quad (3.1.30)$$

где $x = 1 + nb/2d$, $y = 2 + 2d_0/b + nd_0/d$, $z = b/d_0$.

Вход последователей ожидается до тех пор, пока будет сохраняться положительная прибыль, т.е. будет выполняться условие

$$\pi_i(n) = \left(c + \frac{a-c}{x+z} + \frac{a-c}{xy} + \frac{c_0-c}{y}\right) \frac{p-c}{2d} - d \left(\frac{p-c}{2d}\right)^2 - c \frac{p-c}{2d} - f \geq 0.$$

Получив максимальное значение n числа фирм-последователей, удовлетворяющее данному неравенству, подставим его в формулы (3.1.28), (3.1.29) для нахождения цены и объема продаж ценового лидера.

Рассмотрим численный пример. Пусть спрос задан выражением $Q = 1200 - p$ (тыс. шт.), а издержки производства фирм-последователей – $TC_i(q_i) = 5q_i^2 + 300q_i + 2000$ (тыс. руб.). Пусть фирма-лидер характеризуется более медленным ростом предельных издержек $TC_0(q_0) = q_0^2 + 300q_0 + 2000$

(тыс. руб.). Если на рынке окажется 5 конкурентов, лидер устанавливает цену $p = 780$ (руб.) и производит продукцию в объеме $q_0 = 180$ (тыс.шт.), получая прибыль $\pi_0 = 52000$ (тыс. руб.). Последователи производят продукцию в объеме $q_i = 48$ (тыс. шт.), получая прибыли $\pi_i = 9520$ (тыс. руб.).

Положительные прибыли привлекают на рынок новых производителей, максимальное число которых равно 30. Тридцать первый последователь уводит прибыли всех фирм, кроме лидера, в отрицательную область. Прибыли лидера существенно сокращаются с ростом числа последователей, однако остаются положительными. Сведем сложившиеся на рынке цены, объемы продаж и прибыли в зависимости от числа конкурентов (табл. 3.1.2).

Таблица 3.1.2. Зависимость экономических показателей от числа фирм-последователей

n	p	q_i	q_0	Q	π_i	π_0
5	780	48	180	420	9520	52000
10	675	37,5	150	525	5301	31750
20	562,5	26,25	112,5	637,5	1445	14875
30	502,5	20,25	90	697,5	50	8125
31	498	19,8	88,24	702	−40	7684

Отметим, что фирма-лидер может пользоваться как более медленным, чем у последователей, ростом предельных издержек $d_0 < d$ (в этом случае преимущества начинают сказываться при значительных объемах производства), так и их меньшей изначальной величиной $c_0 < c$. Однако если фирма не обладает конкурентными преимуществами, она рискует потерять все прибыли, если будет пускать на рынок конкурентов. При большом объеме продаж более выгодным является преимущество лидера от эффекта масштаба, однако при существенном сокращении спроса лучше обладать абсолютными преимуществами.

Картель и конкурентное окружение

Довольно распространенной является ситуация, когда в роли ценового лидера выступает картель – объединение фирм, одновременно ограничивающих поставки продукции на рынок в целях повышения цены и максимизации прибыли. При этом не все фирмы отрасли могут участвовать в картельных соглашениях.

Действительно, фирма конкурентного окружения получает двойную прибыль – как за счет более высоких цен, установившихся благодаря сокращению объемов продаж картеля, так и за счет превышения выпуска продукции над установленными квотами (одна фирма слабо повлияет на ценовую ситуацию на рынке даже при существенном увеличении ею объемов продаж).

Также данная ситуация «картель + конкурентное окружение» может сложиться после частичного распада картеля или в результате вхождения в отрасль новых независимых производителей, привлеченных повышенными ценами и прибылями. Если картель не в состоянии блокировать появление новых фирм, последние пополняют конкурентное окружение.

В [203] исследована зависимость экономических показателей (цен, объемов продаж, прибылей) от степени монопольной власти. Показано, что заключение картельных соглашений приводит к существенному совокупному повышению прибылей фирм отрасли, тем более значительному, чем больше фирм присоединяется к картелю.

В то же время картель не является устойчивым объединением, поскольку доминирующей стратегией отдельной фирмы становится нарушение квот. Причем стремление нарушить квоты усиливается с ростом рыночной доли картеля. Это объясняется тем, что именно при сильном картеле максимально ограничиваются продажи и максимально поднимаются рыночные цены. Неустойчивость соглашений приводит к тому, что отсутствие возможности фирм отслеживать выпуск друг друга и наказывать за обман может способствовать частичному или полному распаду картеля.

Нетривиальными при формировании картеля остаются задачи определения квот, а также перераспределения полученной прибыли между фирмами в случае картеля с побочными платежами. Особенно усложняется ситуация при существенных различиях в издержках. Возможно возникновение ситуаций, в которых с точки зрения максимизации прибыли картеля ряд фирм с более высокими издержками должны существенно сократить производство или вообще уйти с рынка (оптимальное решение для них $q_i^k = 0$), но это невыгодно (а часто и затруднено по технологическим соображениям) для последних. В свою очередь фирмы с более низкими издержками не будут склонны материально поддерживать остальных, и ситуация рискует перерасти в классическую ценовую войну.

Также сложна проблема возможного появления в отрасли новых участников, что может в немалой степени уменьшить прибыли фирм, изначально работающих на рынке. Изучим подробнее вопрос о возможности ограничения входа на рынок.

Модели с барьерами входа

Под входным барьером будем понимать всё, что позволяет укоренившимся фирмам получать сверхприбыли без угрозы входа. Иногда барьеры ставит государство. Примерами этого могут быть лицензии, патенты, разрешения на деятельность. Но чаще возведение барьеров осуществляют сами фирмы, находящиеся на рынке. Джой Бэйн в [204] выделил четыре элемента рыночной структуры, которые влияют на способность ограничивать вход на рынок:

1. *Абсолютные преимущества в издержках.* Укоренившиеся фирмы в состоянии установить цену на уровне ниже минимума средних издержек фирм-последователей. Это полностью блокирует вход конкурентов в отрасль.

2. *Положительный эффект масштаба.* Более низкие издержки на единицу продукции могут быть достигнуты за счет большего объема выпуска

укоренившихся фирм (часто единственной). При входе конкурентов на рынок, они занимают только часть рынка, и на этих объемах не в состоянии получить экономическую прибыль.

3. *Преимущества продуктовой дифференциации.* Для избежания острой ценовой конкуренции фирмы стремятся дифференцировать свои продукты. Поэтому потенциальные новички ищут на рынке незаполненные ниши. Чтобы ограничить вход, укоренившиеся фирмы могут попытаться заполнить все пространство продуктов, не оставив ни одной свободной прибыльной зоны.

4. *Потребности в капитале.* Новички могут столкнуться с трудностями в поисках финансирования из-за риска для кредиторов. Во-первых, банки менее склонны предоставлять кредиты новичкам, нежели известным фирмам. Во-вторых, их росту могут препятствовать убытки, причиняемые укоренившимися фирмами в целях ограничения возможности в поисках финансирования для новых инвестиций.

Бэйн также предложил различать три возможных ситуации, сложившиеся на рынке относительно угрозы входа новичков:

1. *Блокированный вход.* Укоренившиеся фирмы конкурируют, не обращая внимания на возможный вход новичков. Но даже отсутствие специальных мер, ограничивающих вход, не делает рынок привлекательным для новых фирм. Угроза входа практически отсутствует.

2. *Сдерживаемый вход.* Вход невозможно блокировать, но укоренившиеся фирмы модифицируют свое поведение так, чтобы эффективно мешать входу.

3. *Предоставляемый вход.* Укоренившиеся фирмы (каждая в отдельности) находят более выгодным позволить новичкам войти, нежели возводить дорогостоящие входные барьеры.

Модель Бэйна

Выбор стратегии поведения в многопериодной модели Бэйна [204] осуществляется на основе сравнения дисконтированной ценности потока прибыли, которую получит укоренившаяся фирма, препятствуя входу потенциальных конкурентов (при этом угроза входа отсутствует или незначительна), и потока прибыли, который фирма получит, максимизируя прибыль в краткосрочном периоде (вход конкурентов вероятен).

Очевидно, что выбор между двумя стратегиями будет зависеть не только от размера прибыли в том и другом случае, но и от дисконтирующего множителя δ , отражающего предпочтение фирмы по отношению к будущим и текущим суммам денег, и от уровня хозяйственного риска. Чем ниже дисконтирующий множитель и выше уровень хозяйственного риска, тем предпочтительнее оказывается стратегия максимизировать сегодняшнюю прибыль, не обращая внимания на угрозу потенциального входа.

Модель Модильяни

В модели Модильяни [205] формализована ситуация относительного преимущества в издержках, связанного с положительным эффектом масштаба. Эта модель, в частности, адекватно описывает ситуацию в отрасли, характеризующейся высокими постоянными издержками, которые делают невыгодной работу на небольших объемах производства.

Обратим внимание, что модель Модильяни предусматривает низкую скорость входа новых фирм на рынок: лидер успевает назначить ограничивающую вход цену. Если бы новые фирмы могли войти в отрасль мгновенно, ничто не препятствовало бы им поменяться местами со старой фирмой, назначив еще более низкую цену. Хотя это ничего не меняет с точки зрения результатов модели: количество производителей в отрасли остается прежним.

Уровень ограничивающей вход цены зависит от превышения цены над уровнем издержек при минимально эффективном выпуске. Чем больше уровень минимально эффективного выпуска по отношению к размеру рынка и чем меньше эластичность спроса, тем больше возможности для отклонения цены от уровня издержек и тем выше возможности проводить политику ограничивающего вход ценообразования.

Модель Джелмана–Сэлопа

В модели Джелмана–Сэлопа [206] возможный отказ лидера от агрессивной политики ограничения входа связан с тем, что новичок входит на рынок с низкой ценой p_2 и малым объемом производства K_2 .

Лидер может либо закрыть вход (что невыгодно для новичка), установив цену $p_1 = p_2 - \varepsilon$ и получая прибыль

$$\pi_1^- = (p_2 - c_1)Q_D(p_2),$$

либо максимизировать свою прибыль на остаточном спросе, зависящем от типа рационирования. В частности, при эффективном рационировании остаточный спрос равен исходному за вычетом K_2 , а прибыль составляет

$$\pi_1^+(p) = (p - c_1)(Q_D(p) - K_2).$$

При случайном рационировании спрос уменьшается пропорционально, а прибыль оказывается равной

$$\pi_1^+(p) = (p - c_1)Q_D(p)(1 - K_2/Q_D(p_2)).$$

Оптимальная стратегия новичка заключается в установлении цены и объема производства, максимизирующих прибыль при условии, что лидеру будет выгоднее политика предоставления входа. При издержках производства c_1 и c_2 и эффективном рационировании задача примет вид

$$(p_2 - c_2)K_2 \rightarrow \max_{p_2, K_2} \max_{p_1} (p_1 - c_1)(Q_D(p_1) - K_2) \geq (p_2 - c_1)Q_D(p_2),$$

а при случайном рационировании

$$(p_2 - c_2)K_2 \rightarrow \max_{p_2, K_2}, \quad \max_{p_1} (p_1 - c_1)Q_D(p_1)(1 - K_2/Q_D(p_2)) \geq (p_2 - c_1)Q_D(p_2).$$

Модель Спенса

Если в модели Джелмана–Сэлопа стратегической переменной является цена, то модель Спенса [207] развивает идеи, заложенные в моделях количественной олигополии Курно и Штакельберга. Модель Спенса можно интерпретировать как модель последовательного выбора мощностей. Это означает, что, хотя конкуренция на продуктовом рынке определяет рыночную цену в краткосрочном периоде, в долгосрочном периоде фирмы конкурируют в накоплении мощностей. Преимущество укорененности (возможность раннего накопления капитала) побуждает укоренившиеся фирмы накапливать большие мощности. При этом покупка оборудования, если она наблюдается соперниками, может иметь стратегические последствия: конкуренты могут интерпретировать ее как сигнал о потенциально возможном снижении цены и, как следствие, низкой прибыльности рынка, и могут снизить масштаб своего входа или вообще не появиться в отрасли.

Формализуем модель для случая линейного спроса (3.1.1), издержек производства единицы продукции c и издержек покупки единицы мощностей r . (предполагается, что на мощностях объема K можно производить $q = K$ единиц продукции). На первом этапе фирма-лидер выбирает мощности K , на втором последователь решает, стоит ли ему входить в отрасль, и далее при его входе осуществляется взаимодействие по Курно. Выпишем кривую реакции фирмы-лидера, максимизировав его функцию прибыли:

$$\pi_1 = (a - bq_1 - bq_2)q_1 - cq_1 - rK \rightarrow \max_{q_1 \in [0; K]},$$

$$q_1 = \min \left\{ \frac{a - c}{2b} - \frac{q_2}{2}; K \right\}.$$

Аналогично для фирмы-последователя, с поправкой на то, что его производственные мощности еще не построены, и соответствующие издержки будут зависеть от планируемого объема производства:

$$\pi_2 = (a - bq_1 - bq_2)q_2 - cq_2 - rq_2 \rightarrow \max_{q_2}, \quad q_2 = \frac{a - c - r}{2b} - \frac{q_1}{2}.$$

Решив представленную систему для случая достаточных производственных мощностей, получим:

$$q_1^1 = \frac{a - c + r}{3b}, \quad q_2^1 = \frac{a - c - 2r}{3b}, \quad Q^1 = \frac{2a - 2c - r}{3b},$$

$$p^1 = \frac{a + 2c + r}{3},$$

$$\pi_1^1 = (p - c)q_1 - rK = \frac{(a - c + r)^2}{9b} - rK,$$

$$\pi_2^1 = (p - c - r)q_2 = \frac{(a - c - 2r)^2}{9b}.$$

Если же фирма-лидер принимает решение ограничить мощности, то

$$q_1^2 = K, \quad q_2^2 = \frac{a - c - r}{2b} - \frac{K}{2}, \quad Q^2 = \frac{a - c - r}{2b} + \frac{K}{2},$$

$$p^2 = \frac{a + c + r - bK}{2},$$

$$\pi_1^2 = (p - c - r)K = \frac{a - c - r - bK}{2}K,$$

$$\pi_2^2 = (p - c - r)q_2 = \frac{(a - c - r - bK)^2}{4b}.$$

Заметим, что функция прибыли фирмы-лидера π_1^2 при ограничении мощностей достигает максимума при $K^* = (a - c - r)/2b$. Если цена производственных мощностей не очень велика: $r \leq (a - c)/5$, выполняется условие $q_1^1 \leq K^*$, поэтому ограничение производственных мощностей не требуется, будет реализовано первое равновесие, и последователь получит прибыль π_2^1 . В против-

ном случае лидеру есть резон установить мощности K^* . Последователь при этом довольствуется суммой $\pi_2^2(K^*) = (a - c - r)^2 / 16b$.

При отсутствии барьеров входа конкурент всегда входит на рынок, однако при ограничениях (например, лицензировании данной деятельности или появлении другого рода постоянных издержек в объеме F) фирма-лидер может остаться монополистом. Монополист поставляет продукцию в объеме $q_1^3 = (a - c - r)/2b$ по цене $p^3 = (a + c + r)/2$ и получает прибыль $\pi_1^3 = (a - c - r)^2 / 4b$. Соответственно, поставив себе цель не пустить конкурента на рынок, компания-монополист может лоббировать введение лицензирования, даже если за лицензию придется платить и ей самой.

Конкурент не входит на рынок, если не может получить положительные прибыли. При $r \leq (a - c)/5$ его максимально возможная прибыль составляет π_2^1 . Соответственно при $F = (a - c - 2r)^2 / 9b + \Delta F$, $\Delta F \geq 0$ он на рынок не входит. Найдем значения ΔF , при которых такая стоимость лицензии будет выгодна фирме-лидеру:

$$\begin{aligned} \pi_1^3 - F &\geq \pi_1^1, \\ \frac{(a - c - r)^2}{4b} - \frac{(a - c - 2r)^2}{9b} - \Delta F &\geq \frac{(a - c + r)^2}{9b} - r \frac{a - c + r}{3b}, \\ \Delta F &\leq \Delta F_{\max} = (a - c + r)^2 / 36b > 0. \end{aligned}$$

Видим, что при любых параметрах модели будет достаточно широкий диапазон значений для стоимости лицензии, которая будет выгодна фирме-лидеру. Более того, лидер может потратить сумму в пределах $\Delta F_{\max}$, на лоббирование в органах власти решения о «нужном» размере стоимости лицензии. Заметим, что эта сумма увеличивается с ростом цены единицы мощностей.

Аналогичная картина наблюдается и при дорогих мощностях. Если $r > (a - c)/5$, максимальная прибыль конкурента равняется $\pi_2^2(K^*)$. Следова-

тельно, при $F = (a - c - r)^2 / 16b + \Delta F$, $\Delta F \geq 0$ он на рынок не входит. Лицензия выгодна фирме-лидеру, если

$$\pi_1^3 - F \geq \pi_1^2(K^*), \quad \frac{(a - c - r)^2}{4b} - \frac{(a - c - r)^2}{16b} - \Delta F \geq \frac{(a - c - r)^2}{8b},$$

$$\Delta F \leq \Delta F_{\max} = (a - c - r)^2 / 16b > 0.$$

Снова имеется достаточно широкий «коррупционный» диапазон, позволяющий лидеру тратить сумму, не превышающую $\Delta F_{\max}$, на ограничение входа конкурентов путем введения лицензирования. Правда, в отличие от первой ситуации, диапазон сокращается с ростом цены единицы мощностей: при очень дорогих мощностях даже прибыли монополиста может оказаться недостаточно для ведения дорогостоящей политики лоббирования.

Модель Милгрота–Робертса

В модели Милгрота–Робертса [208] учитывается асимметрия информации. Укоренившаяся фирма назначает низкую цену не потому, что имеет большие производственные мощности, а потому, что пытается передать информацию о том, что либо спрос, либо ее предельные издержки низки, а следовательно, вход в отрасль малоприбылен.

Более подробно модели олигополии с барьерами входа рассмотрены Ж.Тиroleм в [154], а также Д.Карлтоном и Дж.Перловым в [185].

Грабительское ценообразование доминирующей фирмы

Доминирующая фирма может использовать ценовую политику для создания барьеров входа и укрепления своего лидерства на рынке. С этой целью она готова даже пожертвовать краткосрочной прибылью, назначая цену на уровне, близком к средним издержкам. Для усиления монопольной власти доминирующая фирма может пойти еще дальше – назначить цену ниже уровня средних и даже средних переменных издержек, проводя политику грабительского (или «хищнического») ценообразования.

Грабительское ценообразование предусматривает назначение цены на много ниже средних издержек производства фирм конкурентного окружения.

Для того чтобы при этом сама фирма-лидер не несла потери, она должна обладать значительным преимуществом в издержках. Для фирм-последователей политика грабительского ценообразования ведет к разорению и вытеснению с рынка. Эта политика может использоваться доминирующей фирмой для «расчистки» рынка, поглощения конкурентных фирм и превращения доминирующей фирмы в монополию.

Эффективность грабительского ценообразования зависит от соотношения средних издержек доминирующей фирмы и фирм-конкурентов, а также от высоты входа в отрасль. После вытеснения конкурентов с рынка отсутствие или низкий уровень барьеров входа приведет к проникновению на рынок новых конкурентов. Грабительское ценообразование в этом случае может превратиться в ценовую войну, не обеспечивающую доминирующей фирме прибыли в долгосрочном периоде. Грабительское ценообразование эффективно для фирмы тогда, когда выполнив свою задачу – устранение конкурентов, оно уступает место монопольной цене.

Ограничения в использовании барьеров входа

Несмотря на кажущуюся простоту ценообразования, ограничивающего вход, его применение на практике ставит перед фирмами ряд проблем, которые снижают эффективность этой политики как метода установления барьеров входа.

1. Доминирующая фирма должна точно оценить издержки как своего производства, так и производства потенциальных конкурентов, а также условия спроса (прежде всего ценовую эластичность рыночного спроса). Если доминирующая фирма переоценивает свое преимущество в издержках и назначает слишком низкую цену, вход будет предотвращен, но фирма потеряет какую-то часть прибыли. Если доминирующая фирма недооценит преимущество в издержках и назначит слишком высокую цену, проникновение новых фирм не будет предотвращено.

2. Для того чтобы ценообразование, ограничивающее вход, было эффективным, доминирующая фирма должна поддерживать величину выпуска в отрасли на соответствующем уровне. Фирма должна таким образом установить свой объем продаж, чтобы суммарный выпуск всех продавцов оказался в точности равен уровню, способному эффективно ограничить вход. Однако

заранее определить не только свою рыночную долю, но и долю фирм-последователей чрезвычайно непросто, поскольку в отраслях существуют значительные расхождения в издержках производства между фирмами, а объем спроса никогда не бывает устойчивым в течение длительного периода.

3. Модель ценообразования, ограничивающего вход, исходит из того, что потенциальный конкурент полагает объем выпуска доминирующей фирмы неизменным. Однако на практике новая фирма может рассматривать случай, когда доминирующая фирма будет вынуждена сократить свой выпуск после проникновения конкурента в отрасль, особенно если новая фирма представляет собой крупный диверсифицированный концерн. В таком случае ценовая война является опасной и для доминирующей фирмы. Для предотвращения такой ситуации доминирующая фирма может назначить цену на уровне, максимизирующем краткосрочную прибыль, и попытаться предотвратить вход новых фирм с помощью угрозы снижения цены до ограничивающего уровня в случае их входа. Исход здесь решает способность доминирующей фирмы убедить потенциальных конкурентов в реальности осуществления угрозы. Это возможно, например, путем создания репутации агрессивного конкурента или использования преимуществ асимметрии информации в отношении внутренних условий отрасли – издержек производства, в первую очередь.

4. Ценообразование, ограничивающее вход, неэффективно в условиях быстро растущего спроса и в отраслях с высокой скоростью технологических инноваций, поскольку быстро меняющаяся окружающая среда не дает доминирующей фирме возможности адекватно определить уровень цены, ограничивающей вход. Кроме того, проникновение в такие отрасли часто преследует цель роста фирмы, а не прибыли как таковой, что делает цену менее значимым параметром экономической деятельности фирмы.

5. Существует асимметрия информации об издержках – отнюдь не очевидно, что действующая фирма знает структуру и уровень издержек на единицу продукции потенциальных конкурентов. В этом случае эффективность политики, ограничивающей вход, ставится под вопрос: чем больше фирма ошибется в определении издержек потенциального конкурента, тем выше возможность того, что она не сможет предотвратить его вход в отрасль. То-

гда ограничивающее вход ценообразование будет гораздо менее эффективной политикой, нежели максимизация краткосрочной прибыли. С другой стороны, если потенциальные конкуренты хорошо информированы об уровне издержек действующей в отрасли фирмы, ей нет необходимости понижать цену для предотвращения входа: достаточно того, что фирмы-последователи верят в возможность этого.

Столь большой спектр рассмотренных моделей (их классификация представлена на рис. 3.1.12) означает, что поведение олигополистов является крайне неопределенным, а все изученные равновесия не очень устойчивы. Даже фирма, просто максимизирующая свою прибыль, может конкурировать по ценам, пытаясь завоевать большую долю рынка, или по объемам, оценивая вероятное влияние поставок на цены и прибыли. Она может войти в сговор с частью или всеми конкурентами, заключив картельные соглашения. Она может максимизировать краткосрочную прибыль или учитывать будущее, надеясь на длительное взаимодействие на рынке. Она может предпринять что-то выходящее за рамки рассмотренных моделей поведения. При этом вероятная реакция конкурентов также может быть различной.

Означает ли это, что никакие прогнозы невозможны, а модели бесполезны? Видимо, нет. Во-первых, модели позволяют более глубоко разобраться в причинах того или иного поведения фирм на реальных рынках, объяснить некоторые нетривиальные эффекты. Во-вторых, они описывают возможный диапазон стратегий фирм и складывающихся на рынке равновесий. В частности, можно очертить круг заведомо нерезультативных стратегий, которые фирмам использовать невыгодно. В-третьих, используя знания об особенностях конкретного рынка, можно предполагать, какой вид взаимодействия более ожидаем. Ну и в любом случае знание теоретических последствий тех или иных решений позволяет как фирмам, так и регулирующим органам лучше ориентироваться и оперативно принимать правильные решения в сложной и постоянно изменяющейся обстановке.



Рис. 3.1.12. Классификация основных моделей олигополии.

3.2. Модели олигополии применительно к спотовому рынку электроэнергетики

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

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 эффек-

тивный механизм организации электроэнергетической отрасли. Необходим глубокий всесторонний анализ как форм организации, так и специфических условий, к которым они будут применены.

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.

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

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 распространенных 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 распространенных 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 [209, 210]. 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 пересекает 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 [211], а применительно к рынкам электроэнергии (с учетом ограничений на мощность) рассматривались в работах [212]. Линейный вариант равновесия функций предложения (LSFE) и его применение к анализу рынка Великобритании и Уэльса разрабатывался в ряде зарубежных работ [213].

В российской литературе моделирование отечественного оптового рынка электроэнергии на основе подхода, использующего линейные функции предложения, было проведено в работе [214], 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 определённых 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 недос-

товерной, и это существенно приближает модель к реальности. Активное развитие данный подход получил в середине 90-х годов [215, 216, 217]. С учётом сетевых ограничений подход рассмотрен в [218, 219]. 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 соответствующего узла [220, 221]. В этом случае приходится иметь дело с так называемыми МРЕС-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 [20], где выделено несколько возможных спосо-

бов организации торговли электроэнергией на рынке и признано, что механизм полной либерализации цен не является наилучшим для России.

В работе [63] 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 [161]. 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 узловые 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 проводится анализ моделей, описывающих взаимодействие на рынке электроэнергии: это модели несовершенной конкуренции для рынка однородного товара без сетевых ограничений.

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

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 [162].

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 пред-

полагаемыми, 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 , $i = \overline{1, n}$, $n \geq 2$ – 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

$$\pi(P, q_i) = D^{-1}(Q(P)) \cdot q_i(P) - C_i(q_i). \quad (3.2.1)$$

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

$$\frac{\partial D^{-1}(Q(P))}{\partial Q(P)} \cdot w_i(P) \cdot q_i(P) + D^{-1}(Q(P)) = \frac{\partial C_i(q_i(P))}{\partial q_i(P)}, \quad (3.2.2)$$

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 :

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

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 [218]. 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 [227].

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 предположе-

ниях для некоторых моделей можно получить аналитическое решение и сравнить результаты.

Пусть

$$D(P) = N - \gamma P \quad (3.2.3)$$

– линейная функция совокупного спроса, 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:

$$C_i(q_i) = \frac{1}{2} c_i q_i^2 + a_i q_i, \quad (3.2.4)$$

$c_i > 0$, $a_i \neq 0$, $i = \overline{1, n}$ – 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 (3.2.3) и издержек (3.2.4) задачу (3.2.1) можно записать следующим образом:

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

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

$$q_i(P) = \frac{P - a_i}{c_i + \frac{w_i}{\gamma}}. \quad (3.2.5)$$

Это функция предложения компании без учёта ограничений на выработку, где w_i – индекс влияния i -ой фирмы 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 тоже 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

$$q_i^K(P) = \begin{cases} 0, & P \leq a_i, \\ \frac{\gamma(P - a_i)}{1 + c_i\gamma}, & a_i < P \leq \frac{V_i(1 + c_i\gamma)}{\gamma} + a_i, \\ V_i, & P > \frac{V_i(1 + c_i\gamma)}{\gamma} + a_i, \end{cases} \quad i = \overline{1, n}. \quad (3.2.6)$$

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

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

Функция предложения стратегического игрока i примет вид

$$\hat{q}_i^K(p) = \begin{cases} 0, & P \leq a_i, \\ \frac{\hat{\gamma}(P - a_i)}{1 + c_i \hat{\gamma}}, & a_i < P \leq \frac{V_i(1 + c_i \hat{\gamma})}{\hat{\gamma}} + a_i, \\ V_i, & P > \frac{V_i(1 + c_i \hat{\gamma})}{\hat{\gamma}} + a_i, \end{cases} \quad i = \overline{1, n}. \quad (3.2.7)$$

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 (3.2.7), будут меньше, чем в (3.2.6). 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 [213]. Для электроэнер-

гетики 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 [214]

$$q_i(P) = \beta_i(P - \alpha_i), \quad (3.2.8)$$

$\beta_i \geq 0, i = 1, \dots, n$, 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 –

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

Тогда условие первого порядка максимизации прибыли примет вид:

$$\beta_i(P - \alpha_i) = \left(\gamma + \sum_{j \neq i} \beta_j \right) ((P - \alpha_i) - c_i \beta_i(P - \alpha_i)), \quad i = \overline{1, n}. \quad (3.2.9)$$

Равновесие достигается при $\alpha_i = a_i, i = \overline{1, n}$. В [212] доказано, что при этом условии существуют неотрицательные $\beta_i > 0$, которые дают решение задачи и определяют равновесие в линейных функциях предложения (LSFE).

Для представления (5) параметр функции предложения

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

Тогда индексы влияния фирмы w_i находятся из решения системы, следующей из (3.2.9):

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

При этом для достижения равновесия необходимо, чтобы в (3.2.8) $\alpha_i = a_i, i = 1, \dots, n$. В [212] доказано, что при этом условии существуют неот-

рицательные $w_i > 0, i = 1, \dots, n$, 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

$$q_i^{LE}(P) = \begin{cases} 0, & P \leq a_i, \\ \frac{\gamma(P - a_i)}{w_i + c_i\gamma}, & a_i < P \leq \frac{V_i(w_i + c_i\gamma)}{\gamma} + a_i, \\ V_i, & P > \frac{V_i(w_i + c_i\gamma)}{\gamma} + a_i. \end{cases} \quad i = \overline{1, n} \quad (3.2.10)$$

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 объёма 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 (3.2.9), 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, пре-

восходящих значение наибольшего среди взаимодействующих на рынке стратегических фирм коэффициента a_i (обеспечивается неотрицательность объемов производства). В противном случае необходимо использовать уже кусочно-линейные аппроксимации [212].

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 объёмов всех генерирующих компаний. Тогда функция предложения каждой фирмы не будет зависеть от эластичности спроса и определится как

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

В равновесии получим цену Вальраса:

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

Формально теоретически сравнить представленные выше модели можно в ситуации, когда цена находится в интервале $P \in \left(\max_i a_i, \min_i \left(V_i \left(\frac{w_i}{\gamma} + c_i \right) + a_i \right) \right)$, $i = \overline{1, n}$, 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. 3.2.1 представлены выражения для функций предложения.

Таблица 3.2.1. 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 экономически активные агенты, меняется эластичность. Спрос активнее реагирует на изменение цен – становится эластичнее $\hat{\gamma} > \gamma$ и

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

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:

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

Так как эластичность потребительского излишка отрицательная относительно индекса влияния $w_i - \varepsilon_{w_i}^{SD} < 0$, то максимальным SD 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.

Моделирование взаимодействия на рынке электроэнергии Сибири

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

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.

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.

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.

Имеют место повышенные требования к надёжности системы в связи с суровыми климатическими условиями. Важна тесная координация предприятий электроснабжения и коммунального хозяйства. Здесь появляются про-

блемы управления функционированием многопродуктовых производств, содержащих тепло- и электроснабжение.

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

большая протяжённость линий электропередач, определяемая низкой плотностью населения и очаговым характером развития экономики.

Учесть все эти 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 части 1.

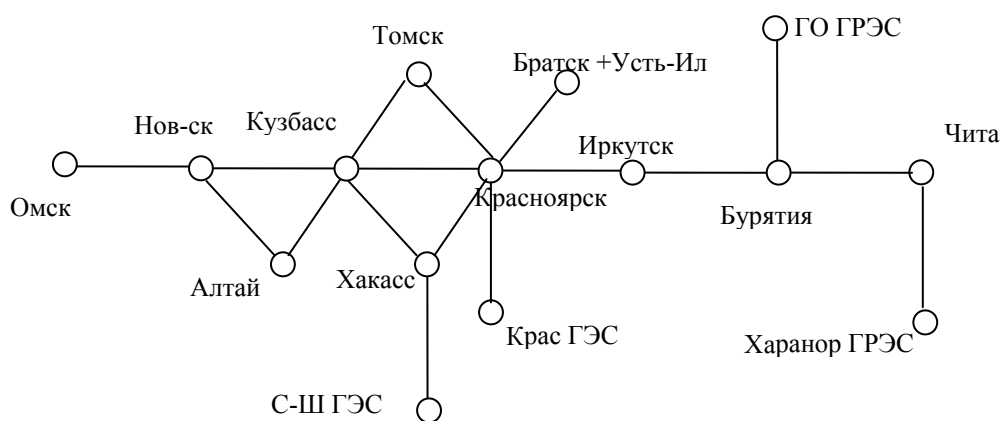


Рис. 3.2.1. Схема электроэнергетической системы «Сибирь».

На рис. 3.2.1 представлена схема, состоящая из 14 узлов, для которой было смоделировано ценообразование с учётом стратегического взаимодействия генераторов на рынке. В табл. 3.2.2 и 3.2.3 представлены основные ха-

рактеристики генерации и потребления (среднечасовое потребление и среднегодовые издержки генераторов). Для примера взят 2008 год.

Таблица 3.2.2. 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

Определение функции спроса на электроэнергию в зоне Сибирь

Будем исходить из предположения, что спрос однороден для всех потребителей на всём географическом пространстве. Имея статистику потребления (цены и объёмы потребления) за 2005 и 2008 (табл. 3.2.2) годы 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.

- Нет разделения потребителей на категории, такие как население, промышленные потребители, сельхозпотребители. 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.
- 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 [222, 223, 224]. 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. 3.2.2 параметр наклона функции спроса оценивается как $\gamma = 239,4$. А суммарная спрос выглядит как $D(P) = 77731 - 239,4p$.

Таблица 3.2.3. 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
С.-Ш.ГЭС	4781	-	-
Кр.ГЭС	3873	-	-
БГЭС-УИГЭС	9657	-	-

Производители (генераторы энергии) 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). Все станции имели ограничения на генерацию (столбец 2 в табл. 3.2.3). 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. 3.2.4 и 3.2.5. В табл. 3.2.6 представлены сводные результаты расчётов по рассматриваемым моделям.

Таблица 3.2.4. Цена, установившаяся на рынке, и объемы производства из расчёта среднегодовых характеристик станций зоны Сибирь (на основе данных 2008 г.).

Цена (руб./МВт ч) и объёмы генерации (МВт)	Вид рынка (функции предложения)			
	Модель Вальраса	Модель LSFE	Модель Курно	Модель мо- нополии
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 3.2.5. Величина прибыли, которую получают генерирующие компании при реализации различных механизмов функционирования на электроэнергетическом рынке зоны Сибирь (на основе данных 2008 г.).

Величина прибыли генераторов (тыс. руб.)	Вид рынка (функции предложения)			
	Модель Вальраса	Модель LSFE	Модель Курно	Модель мо- нополии
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

Таблица 3.2.6. Основные характеристики равновесий при различных моделях функционирования рынка электроэнергии.

	Цена (руб./МВт ч)	Суммарный объём предложе- ния (МВт)	Суммарная прибыль генерато- ров (тыс.руб.)	Выигрыш потребителя	Общественное благосостоя- ние
Вальрас	255	16801,10	1991,35	577,8	2556,2
LSFE	257	16069,33	2009,69	540,1	2549,1
Курно	259	16037, 21	2020,51	520,7	2541,2
Монополия	268	13536,72	2071,13	383,7	2455,5

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 генераторов. 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.

В табл. 3.2.7 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 (предполо-

жения мало- и полноводного года), модель с эластичным и неэластичным спросом.

Таблица 3.2.7. 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 спроса	255	257	259
Неэластичный спрос (γ уменьшили на 10%)	255	297	370
Маловодный год (выработка ГЭС снизилась на 8%)	264	267	268

В результате моделирования стратегического взаимодействия на оптовом рынке электроэнергетической системы «Сибирь» моделями несовершенной конкуренции было определено [225]:

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.

Таблица 3.2.8. Характеристики рынка (цена и прибыль) в случае выбора компаниями разных типов заявок (1-й – LSFE (10), остальные – Курно (7)) в сравнении с условиями, когда все агенты будут придерживаться одинаковых способов формирования функций предложения.

Прибыль (тыс. руб.)	Вид рынка (функции предложения)		
	Все – Курно, а 1-й (Иркутск) – LSFE	Модель LSFE	Модель Курно
цена	258,15	257	259
Иркутск	448,27	446,61	448,16
Гусиноозер.ГРЭС	157,49	156,97	157,58
Харанор. 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

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 информируемости 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 (первый столбец в табл. 3.2.8). 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 (вто-

рой столбец в табл. 3.2.8). 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 [226].

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 объем. 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.

Нерегулируемый рынок даёт значительную свободу производителю энергии при формировании своей стратегии. Отклонение от предельных из-

держек 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 мельче 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 экономических механизмов (mechanism design) и требуют отдельного обсуждения.

3.3. Неустойчивость олигополических рынков на примере электроэнергетических (теоретические исследования двухузловой задачи формирования стратегии производителем в зависимости от рыночных сигналов)

Одной из особенностей олигопольных рынков является их неустойчивость. В частности, у отдельных олигополистов всегда может возникнуть желание добиваться смены установившегося на рынке равновесия, в результате чего он может временно выигрывать за счёт других.

В отличие от статических моделей, динамические имитационные модели олигопольных рынков позволяют исследовать их свойства, связанные с переходными процессами из одного стационарного состояния в другое. Такие переходные процессы возникают при изменении правил поведения участников рынка.

Из-за различий возможностей и различий в правилах поведения отдельных поставщиков могут возникать ситуации, характеризующиеся различными ценами и объемами поставляемых продуктов на разных рынках, приводящие к различным прибылям поставщиков. Если правила поведения игроков не меняются достаточно длительное время, то ситуация на рынке (цены, объёмы поставляемых и потребляемых товаров) характеризуется некоторым стационарным состоянием, которое может быть получено и на статической модели. Если же один или несколько игроков меняют правила своего поведения, то после некоторого переходного процесса модель оказывается в другом стационарном состоянии [227].

Может оказаться, что новое стационарное состояние более выгодно отдельным поставщикам, чем пребывание в предшествующем стационарном состоянии. Однако может оказаться и так, что сам процесс перехода из одного стационарного состояния в другое с его промежуточными ценами на рын-

ке и прибылями поставщиков будет еще более выгоден отдельным игрокам, чем длительное пребывание в каком-то одном из стационарных состояний.

Описание модели

Рассмотрим граф (рис.3.3.1), состоящий из m узлов, представляющих поставщиков и n узлов, представляющих рынки.

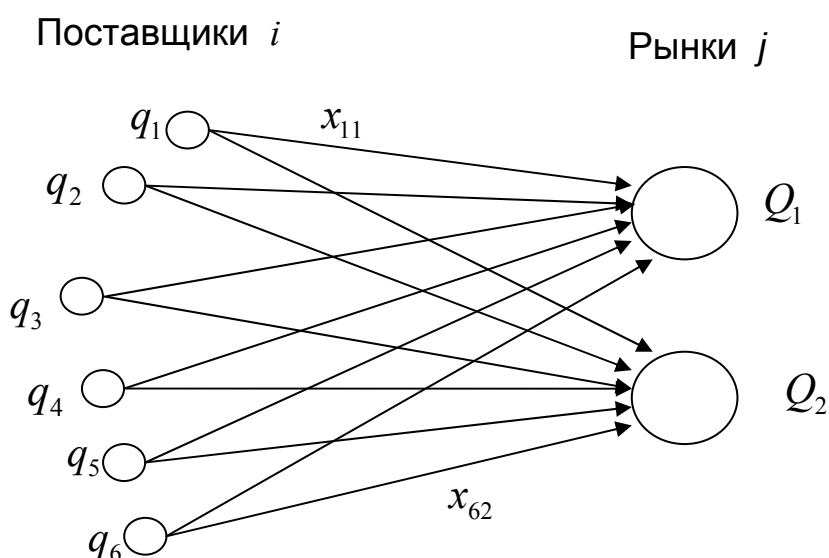


Рисунок 3.3.1. Схематичное представление взаимодействия поставщиков и рынков в имитационной модели

Поставки осуществляются каждым поставщиком на каждый рынок. Основными переменными модели являются: q_i — объем производимого i -ым поставщиком продукта, Q_j — объем потребляемого на j -ом рынке продукта, x_{ij} — объемы поставок продукта i -го поставщика на j -ый рынок для $i = 1, \dots, m$, $j = 1, \dots, n$.

Рынок состоит из большого числа потребителей, имеющих малый удельный вес и не способных в своих интересах воздействовать на цену, складывающуюся на этом рынке. Эта цена зависит только от объема товара, поставляемого на указанный рынок.

Состояния рынков определяются следующими переменными:

$Q_j = \sum_{i=1}^m x_{ij}$ - объем потребляемого на j -ом рынке продукта,

$P_j = \pi_j(Q_j)$ - уровень цены на j -ом рынке (убывающая функция от Q_j),

$\pi_j(Q_j)$ – обратная функция спроса, зависимость уровня цены, складывающейся на j -ом рынке, от объема, потребляемого им продукта Q_j .

В рассматриваемых здесь примерах используется линейная функция спроса

$$\pi_j(Q_j) = A_j - B_j Q_j$$

при $A_j > 0$, $B_j > 0$.

Поставщик является активным элементом в модели. Поставщики характеризуются следующими переменными, относимыми к единице модельного времени:

$q_i = \sum_{j=1}^n x_{ij}$ – объем производимого продукта i -го поставщика.

$C_i = \frac{k_i \cdot q_i^2}{2}$ – переменные издержки i -го поставщика при заданном $k_i > 0$,

$MC_i = \frac{\partial C_i}{\partial q_i} = k_i \cdot q_i$ – предельные издержки i -го поставщика,

$R_{ij} = P_j x_{ij}$ – доходы i -го поставщика в результате поставок на j -ый рынок,

$\bar{R}_i = \sum_{j=1}^n R_{ij} = \sum_{j=1}^n P_j x_{ij}$ – суммарные доходы поставщика i в результате поставок на все рынки.

Отсюда прибыль i -го поставщика

$$S_i = \bar{R}_i - C_i,$$

тогда общая прибыль всех поставщиков будет

$$S = \sum_{i=1}^m S_i.$$

Во всех рассматриваемых далее моделях величины x_{ij} , Q_j , q_i , P_j , C_i , MC_i , R_{ij} , $\bar{R}_i$, S_i , S являются переменными, зависящими от времени, для которых в каждый момент времени $t \geq 0$ выполняются указанные здесь соотношения.

Рассматриваются три типа моделей.

Модель «Вальрас». Поставщик предполагает, что не может повлиять на установившиеся цены, и при этом стремится осуществить такие поставки, которые максимизируют его прибыль. Стационарное состояние достигается при установлении равенства цены на продукт предельным издержкам на его производство.

Продукты производятся и перераспределяются так, чтобы разность между ценой продукта и предельными издержками на производство стремилась к нулю, что выражает следующее правило поведения i -го поставщика (правило «Вальрас»)

$$\frac{dx_{ij}}{dt} = x_{ij}(P_j - MC_i), \quad j = 1, \dots, n, \quad (3.3.1)$$

при выбранных начальных значениях переменных $x_{ij} > 0$.

Ситуацию, когда все поставщики действуют по правилу «Вальрас», будем называть модель «Вальрас». Данная модель приводит к стационарным решениям, которых может быть много по переменным x_{ij} , но имеющих единственные значения по переменным Q_j, P_j, q_i . Происходит выравнивание цен на всех рынках.

Алгоритм расчетов по модели. Вычисляем для каждого момента времени

$$P_j = A_j - Q_j B_j, \quad j = 1, \dots, n,$$

$$MC_i = \frac{dC_i}{dq_i} = k \cdot q_i, \quad i = 1, \dots, m.$$

На основе этих показателей динамика изменения объемов поставок определяется из уравнений (3.3.1).

Модель «Курно». Поставщик стремится увеличить прибыль, изменяя объёмы производства и перераспределяя свои поставки с учетом не только цен на разных рынках, но и с учетом влияния изменений его поставок на изменение цен. Изменение потоков во времени зависит от разницы между предельным доходом на рынке $MR_{ij} = \frac{dR_{ij}}{dx_{ij}}$ и предельными издержками $MC_i(q_i)$, что выражает следующее правило поведения i -го поставщика (правило «Курно»)

$$\frac{dx_{ij}}{dt} = x_{ij}(MR_{ij}(x_{ij}) - MC_i(q_i)), \quad j = 1, \dots, n. \quad (3.3.2)$$

Стационарное состояние для такого правила поведения достигается при равенстве предельного дохода MR_{ij} и предельных издержек MC_i , т.е. когда

$$MR_{ij}(x_{ij}) - MC_i(q_i) = 0.$$

Отметим, если при регулировании перетоков в модели “Вальрас” кроме предельных издержек поставщику требуется знать только складывающиеся на рынках цены, то в модели “Курно” требуется еще располагать информацией о значении производной обратной функции спроса, так как

$$MR_{ij} = P_j + x_{ij} \frac{dP_j(Q_j)}{dQ_j}.$$

Алгоритм расчетов по модели. Вычисляем для каждого момента времени

$$MR_{ij} = A_j - Q_j B_j - x_{ij} B_j, \quad i = 1, \dots, m, \quad j = 1, \dots, n,$$

$$MC_i = \frac{dC_i}{dq_i} = k \cdot q_i, \quad i = 1, \dots, m.$$

На основе этих показателей динамика изменения объемов поставок, определяется из уравнений (3.3.2).

Смешанная модель «Вальрас – Курно». Смешанная модель возникает в ситуации, когда один поставщик (в приводимых далее расчетах это будет поставщик с номером $i = 1$) может действовать по правилу «Вальрас», другие

поставщики с номерами $i = 2, \dots, m$ действуют по правилу «Курно». Цель построения таких моделей состоит в том, чтобы рассмотреть вопрос, не могут ли отдельные поставщики олигопольного рынка выигрывать при смене правил своего поведения.

Исходные данные и результаты расчетов

Все, рассматриваемые далее модели включают два рынка ($n = 2$), с обратными функциями спроса:

$$P_1 = 25 - Q_1,$$

$$P_2 = 20 - Q_2.$$

Число поставщиков m может варьироваться от 1 до 6. Все поставщики имеют одинаковые издержки

$$C_i(q_i) = \frac{0,5 \cdot q_i^2}{2}.$$

Соответственно – предельные издержки i -го поставщика будут

$$MC_i = 0,5 \cdot q_i.$$

Приведем значения некоторых переменных для стационарных состояний трех вариантов моделей - «Вальрас», «Курно» и «Вальрас–Курно» с различным числом поставщиков.

Все поставщики действуют по правилу «Вальрас». Тогда независимо от объемов начальных поставок, модель переходит в стационарное состояние с предопределенными значениями следующих переменных:

- для потребителей - цены, объемы потребления товара,
- для поставщиков - объемы производимых продуктов, прибыль.

Устанавливаются равные на всех рынках цены. Обратим внимание, что по мере увеличения числа поставщиков их суммарная прибыль убывает.

Таблица 3.3.1. Характеристики стационарных состояний при различном числе поставщиков, действующих по правилу «Вальрас»

m	P_1	P_2	Q_1	Q_2	MC_i	q_i	S_i	S
1	11,25	11,25	13,75	8,75	11,25	22,5	126,6	126,6
2	7,5	7,5	17,5	12,5	7,5	15	56,25	112,5
3	5,625	5,625	19,38	14,37	5,625	11,25	31,64	94,92
4	4,5	4,5	20,5	15,5	4,5	9	20,25	81
5	3,75	3,75	21,25	16,25	3,75	7,5	14,06	70,31
6	3,214	3,214	21,79	16,79	3,214	6,429	10,33	61,99

В модели «Вальрас» в стационарном состоянии различаются только доли поставляемых продуктов одного поставщика на разные рынки, которые зависят от начальных объемов поставок всех поставщиков (рис.3.3.2).

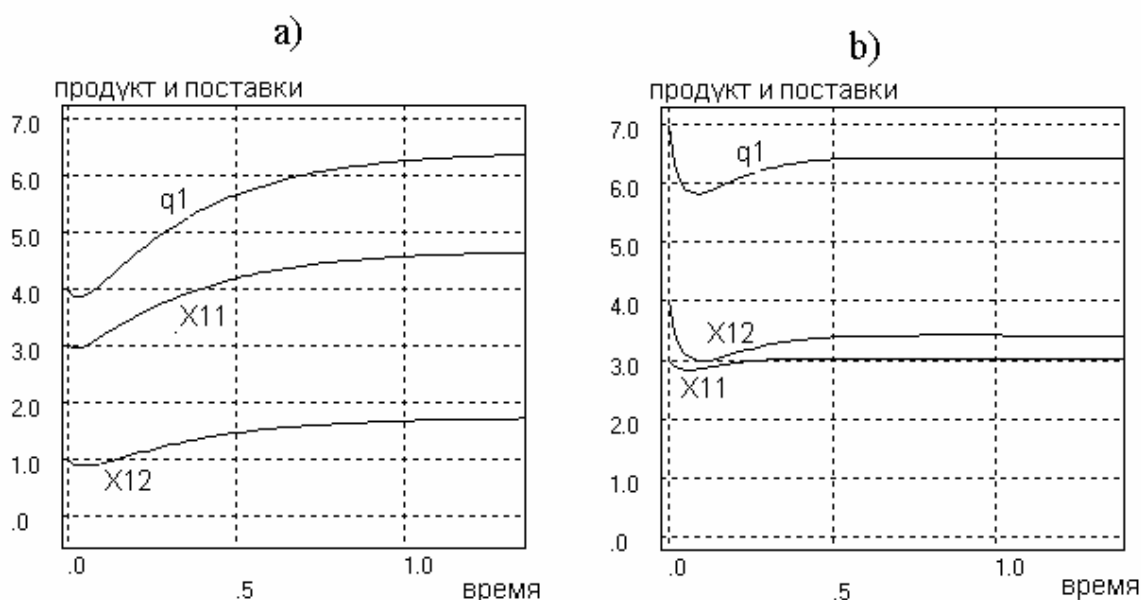


Рисунок 3.3.2. Результат расчетов объемов производства и поставок модели «Вальрас» при различных начальных состояниях

Если все поставщики действуют по правилу «Курно» (табл.3.3.2), то независимо от объемов начальных поставок, модель переходит к одному стационарному решению по всем переменным. В модели «Курно» цены для разных потребителей различаются.

Таблица 3.3.2. Характеристики стационарных состояний при различном числе поставщиков, действующих по правилу «Курно»

m	P_1	P_2	Q_1	Q_2	MC_i	q_i	S_i	S
1	16,25	13,75	8,75	6,25	7,5	15	171,9	171,9
2	12,08	10,42	12,92	9,583	5,625	11,25	96,31	192,6
3	9,625	8,375	15,38	11,62	4,5	9	61,53	184,6
4	8	7	17	13	3,75	7,5	42,69	170,8
5	6,845	6,012	18,15	13,99	3,214	6,429	31,34	156,7
6	5,982	5,268	19,02	14,73	2,813	5,625	23,99	143,9

Обратим внимание:

- по мере увеличения числа поставщиков происходит сближение цен потребителей,
- суммарная прибыль поставщиков по мере увеличения их числа вначале возрастает, принимает максимальное значение $S = 192,6$ при $m = 2$ и далее, убывает.

В модели «Курно» в стационарном состоянии значения всех переменных предопределены и не зависят от начальных объемов поставок (рис.3.3.3).

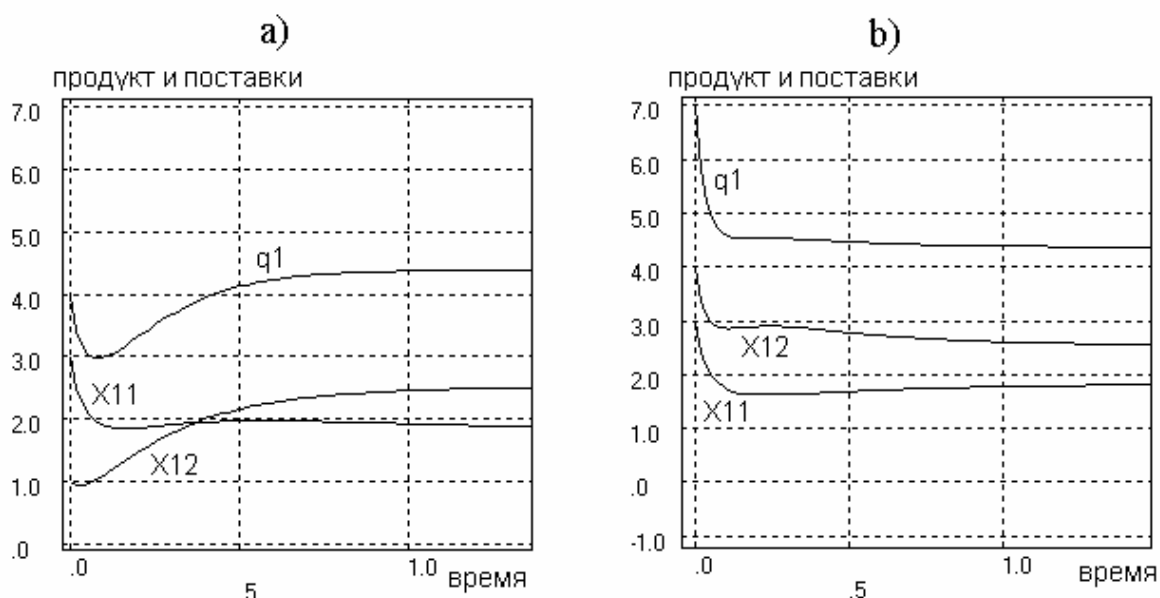


Рисунок 3.3.3. Результат расчетов объемов производства и поставок модели «Курно» при различных начальных состояниях

Один поставщик действует по правилу «Вальрас», другие по правилу «Курно» (табл.3.3.3). В этом варианте моделей по мере увеличения числа поставщиков их суммарная прибыль монотонно убывает. Происходит выравнивание цен во всех узлах – потребителях.

Таблица 3.3.3 Характеристики стационарных состояний при различном числе поставщиков, один из которых с номером $i = 1$ действует по правилу «Вальрас», другие с номерами $i = 2, \dots, m$ действуют по правилу «Курно»

m	P_1	P_2	Q_1	Q_2	MC_1	MC_i	q_1	q_i	S_1	S_i	S
2	9	9	16	11	9	4, 5	18	9	81	60, 75	141, 8
3	7, 5	7, 5	17, 5	12, 5	7, 5	3, 75	15	7, 5	56, 25	42, 19	140, 6
4	6, 429	6, 429	18, 57	13, 57	6, 429	3, 214	12, 86	6, 429	41, 33	30, 99	134, 3
5	5, 625	5, 625	19, 37	14, 38	5, 625	2, 812	11, 25	5, 625	31, 64	23, 73	126, 6
6	5	5	20	15	5	2, 5	10	5	25	18, 75	118, 7

При небольшом числе поставщиков $m < 5$ прибыль поставщика, действующего по правилу «Вальрас», ниже прибыли поставщика, действующего в тех же условиях по правилу «Курно». Однако, начиная с общего числа поставщиков $m \geq 5$ его прибыль, оказывается выше, чем у поставщика, действующего по правилу «Курно» в тех же условиях (табл. 3.3.2).

Для случая $m=6$ рассмотрим эту ситуацию на графике (рис.3.3.4). Пусть шесть поставщиков действуют по правилу «Курно». В момент времени $t = 10,0$ поставщик 1 переходит к правилу «Вальрас» и в результате модель переходит в стационарное состояние, где поставщик 1 получает большую прибыль.

Обратный переход (рис.3.3.5) показывает, что на определенном интервале времени, прежде чем модель перейдет в стационарное состояние, поставщик 1 получает прибыль существенно выше, чем, действуя по правилу «Вальрас» в стационарном режиме.

Из этих графиков видно, что одному из олигополистов в точке олигопольного равновесия выгодно перейти к другому правилу поведения – пра-

вилу «Вальрас». Из-за чего его прибыль возрастёт при снижении прибыли остальных участников.

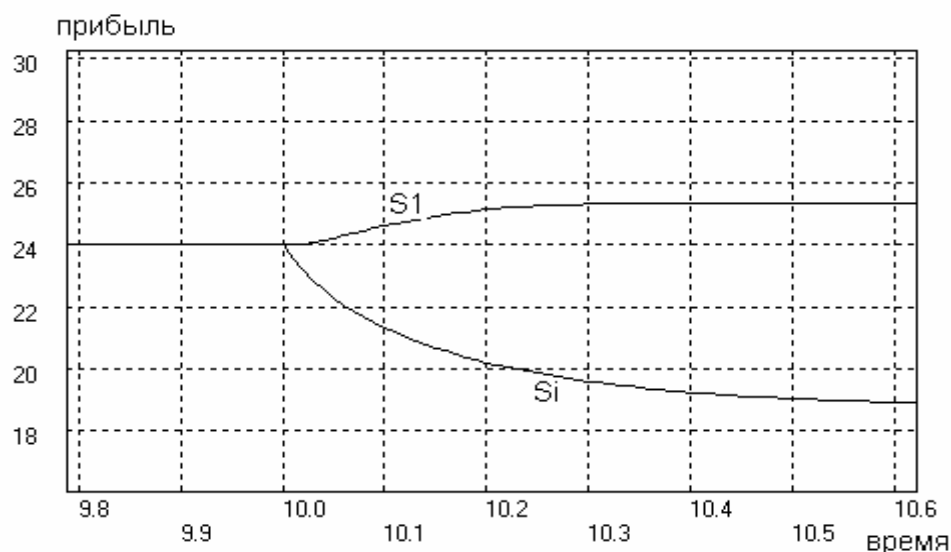


Рисунок 3.3.4. Переход поставщика 1 от правила «Курно» к правилу «Вальрас».

Кривая S_1 – прибыль поставщика с номером $i=1$, кривая S_i – прибыль одного из поставщиков с номером $i=2, \dots, 6$

После этого ему опять выгодно перейти к правилу «Курно», ведущего к олигопольному равновесию. Здесь после его временного выигрыша наступает период снижения его прибыли. Затем ему опять выгодно перейти к правилу «Вальрас» и так далее.

Эффект переключения с одного правила поведения на другое интересно рассмотреть для случая, когда поставщику заведомо выгоднее основную часть времени действовать по правилу «Курно», чем по правилу «Вальрас». На рис.6 представлена ситуация всего с двумя поставщиками. Поставщик 2 действует все время по правилу «Курно», а поставщик 1 до момента времени $t=1,97$ действует по правилу «Курно», затем переходит на правило «Вальрас» до момента времени $t=2,0$. После чего опять переключается на правило «Курно». Площадь заштрихованной на графике области А равна потери прибыли поставщика 1 после его перехода на правило «Вальрас» и в начальный период его обратного перехода на правило «Курно». Площадь заштрихованной на графике области В равна дополнительной прибыли в последующий

период его обратного перехода на правило «Курно». Потеря и дополнительная прибыль рассматриваются по отношению к случаю, когда поставщик 1 все время действовал бы по правилу «Курно».

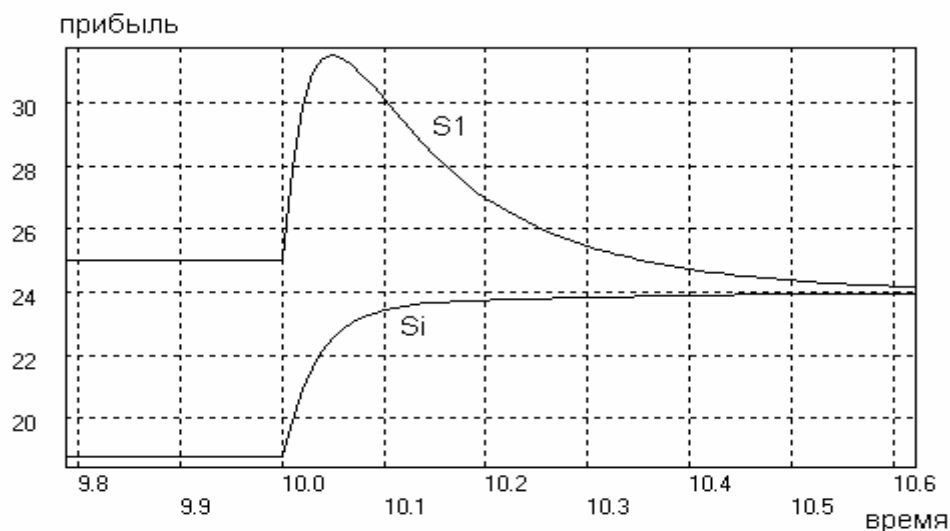


Рисунок 3.3.5. Переход поставщика 1 от правила «Вальрас» к правилу «Курно». Кривая S_1 – прибыль поставщика с номером $i=1$, кривая S_i – прибыль одного из поставщиков с номером $i=2, \dots, 6$

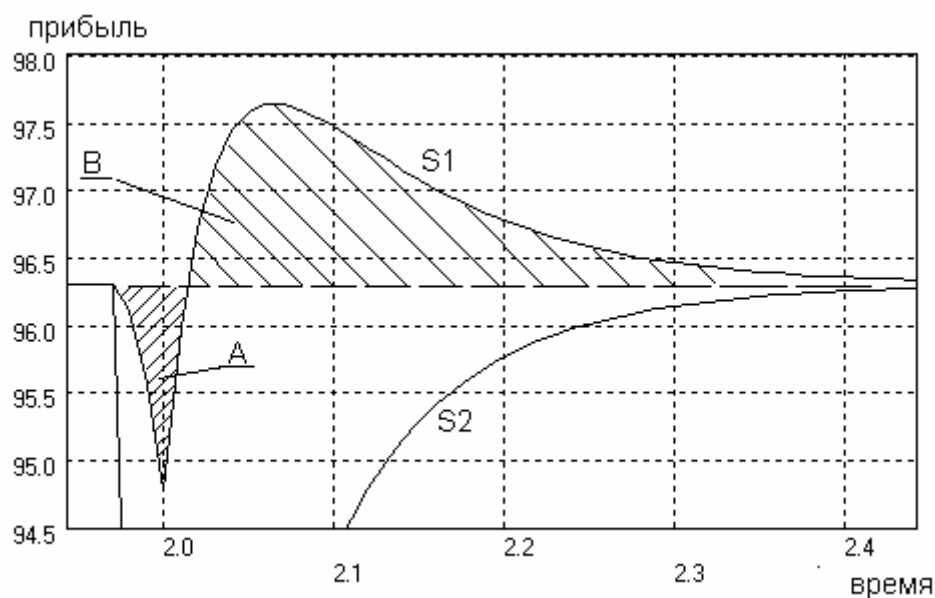


Рисунок 3.3.6. Переход поставщика 1 от правила «Курно» к правилу «Вальрас» и обратно. Кривая S_1 – прибыль 1-го поставщика, кривая S_2 – прибыль 2-го поставщика

Представленные в данном параграфе результаты имитационного поведения поставщиков - производителей товара на олигопольных рынках иллюстрируют возможные эффекты в изменении ситуации на рынке при смене правил поведения отдельных участников. В определенных ситуациях некоторые игроки могут получать краткосрочные преимущества при выходе из состояния олигопольного равновесия. Расширение объемов поставок у таких игроков может дать им увеличение прибыли, хотя это будет сопровождаться снижением цен. Само снижение цен приведет к падению прибыли у других участников. Данный факт, если он будет осознан и другими поставщиками, будет стимулировать и их выход из состояния олигопольного равновесия, что в конечном итоге приведет к снижению прибыли у всех поставщиков.

Приведенные расчеты иллюстрируют также возможности появления временных преимуществ у отдельных игроков при смене их правил поведения за счет инерционности в изменениях состояний других участников. Данный факт означает возможность получения дополнительных преимуществ за счет частой смены правил поведения отдельных игроков. Этот факт, осознанный многими участниками, будет стимулировать к частой смене их правил поведения, что в конечном итоге приведет к хаосу на рынках.

Следует подчеркнуть, что рассмотренными примерами не исчерпывается все многообразие правил поведения и вариантов возможной смены этих правил. Многие другие варианты изменений правил поведения, очевидно, также могут сопровождаться долгосрочными и временными выигрышами отдельных поставщиков, а также их общим проигрышем и неустойчивой ситуацией на рынках, в конечном счете.

БИБЛИОГРАФИЯ

1. **Солонина З.В.** План ГОЭРЛО – первый генеральный план развития российской экономики // Теория, методы и инструменты принятия решений в живых, социальных и технических системах. Иркутск, ИСЭМ СО РАН. 2001.
2. **Паршев А.П.** Почему Россия не Америка. М.: Крымский мост, 1999.
3. **Зоркальцев В.И.** Методы прогнозирования и анализа эффективности функционирования системы топливоснабжения. М.: Наука. 1988.
4. **Нигматулин Б.** Электроэнергетика России. Мифы и реальность // *Энергорынок. Профессиональный журнал*. 2011. № 5, С. 9-12.
5. Протокол расширенного заседания секции электроэнергетики Научного совета по комплексным проблемам энергетики РАН. Москва, 29 сентября 2011.
6. Целевая модель рынка: новый взгляд // *Энергорынок. Профессиональный журнал*. 2011. № 4, С. 23-31.
7. **Гительман Л., Ратников Б.** Реформа электроэнергетики: ревизия или продолжение курса // *Энергорынок. Профессиональный журнал*. 2011. № 9. С. 34-40.
8. **Путин В.В.** Выступление на заседании правительственной комиссии по развитию электроэнергетики. Саяно-Шушенская ГЭС, 19.12.2011.
9. **Дербенев В., Фурщик М.** Электроэнергетика: низкие тарифы или инвестиции? // *Энергорынок. Профессиональный журнал*. 2011 № 5. С. 28-30.
10. **Егоров М.** Зачастую программы развития электроэнергетики субъектов РФ не соответствуют планам территориального развития регионов // *Энергорынок. Профессиональный журнал*. 2011. № 12. С. 17-19.

11. **Миронов И.** Оптовый рынок является на 100% либерализованным только на словах // *Энергорынок. Профессиональный журнал*. 2011. № 1. С. 9-10.
12. **Кутовой Г.П.** Реформа электроэнергетики и промышленные потребители: печальный итог. Что делать // *Энергетик*. 2011. №11 С. 9-16.
13. **Фатеева Е.** Задолженность потребителей розничного рынка электроэнергии: динамика, анализ, решения // *Энергорынок. Профессиональный журнал*. 2011. № 7/8. С. 35-38.
14. **Трачук А.** Риски роста концентрации субъектов на рынке электроэнергии // *Энергорынок. Профессиональный журнал*. 2010. № 3. С. 28-31.
15. **Прохорова Н.** Консолидация или либерализация // *Энергорынок. Профессиональный журнал*. 2011. № 10. С. 12.
16. **Еремин В.** Рыночные реформы в российской электроэнергетике: первоочередные задачи // *Энергорынок. Профессиональный журнал*. 2011. № 5. С. 31-33.
17. **Сурменко В., Панов И.** Вперед к рынку// *Энергорынок. Профессиональный журнал*. 2011. № 5. С. 34-37.
18. **Паламарчук С.И.** Реформирование электроэнергетики и текущие проблемы электроснабжения потребителей //Материалы Всеросс. научно-практ. конференции «Реформирование электроэнергетики и его влияние на социально-экономическое развитие Сибири», Красноярск, СФУ. 2011. С. 32-39.
19. **Кудрявый В.В.** Противозатратная электроэнергетика // *Энергорынок. Профессиональный журнал*. 2011. № 4. С. 17-22.
20. **Беляев Л.С.** Проблемы электроэнергетического рынка. Новосибирск, «Наука», 2009. 296 с.

21. **Данилов В.И., Дзюба А.А.** Обоснование типа рынка в электроэнергетике // *Электрические станции*. 2012. № 2 С. 7-12.
22. **Caramanis M.C., Bohn R.E., Schweppe F.C.** Optimal Spot Pricing: Practice and Theory // *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*. 1982. Vol. Pas-101. No.9. pp. 3234-3245.
23. **Caramanis M.C.** Investment Decision and Long-Term Planning under Electricity Spot Pricing // *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*. 1982. Vol. Pas-101. No.12. pp. 4640-4648.
24. **Беляев Л.С., Подковальников С.В.** Рынок в электроэнергетике: Проблемы развития генерирующих мощностей. Новосибирск: Наука. 2004.
25. **deVries L.J., Hakvoort R.A.** Market Failure in Generation Investment? The Dutch Perspective // Fifth International Conference on Power System Management and Control, London, UK, 17-19 April, 2002, Conference Publication # 488.
26. **Gross G., Ruiz P.** Resource Adequacy in Competitive Electricity Markets // Power Engineering Society Summer Meeting, 2004, USA, Denver, PESGM2004-001369.pdf
27. **Lopez A. de S.** Investment Requirements in Generation Capacity and Reserve Margin // Power Engineering Society Summer Meeting, 2004, USA, Denver, PESGM2004-001371.pdf
28. **Salvaderi L.** Reserve Adequacy Requirements: The Recent Developments in the Italian System // Power Engineering Society Summer Meeting, 2004, USA, Denver, PESGM2004-001372.pdf
29. **Pereira M. V.Barroso L. A. Rosenblatt J.** Supply Adequacy in the Brazilian Power Market // *Power Engineering Society Summer Meeting*. 2004. USA, Denver, PESGM2004-001375.pdf
30. **Wu Zh.,Ilic. M.** Capacity Expansion and Investment as a Function of Electricity Market Structure: Part I – Generation // *IEEE PowerTech*, 2005, Russia, St.-Petersburg, ISBN 5-93208-034-0

31. Electricity market reform. An international perspective. / Ed. by Sioshansi F.P., Pfaffenberg W. Elsevier: Elsevier Global Energy Policy and Economics Series, 2006. –656 p.
32. **deVries L.J.** Securing the Public Interest in Electricity Generation Markets. The Myths of the Invisible Hand and the Copper Plate // Ph. D. Thesis, Netherlands, Amsterdam, Delft University, 2004. - 353 p.
33. The new energy paradigm / Ed. by D.Helm. Oxford: Oxford University Press. 2007. 518 p.
34. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 г. Утверждена распоряжением Правительства РФ № 1662-р от 17 ноября 2008 г.
35. Системный подход при управлении развитием электроэнергетики / **Л.С. Беляев, Г.В.Войцеховская, В.А.Савельев** и др. Новосибирск: Наука. Сиб. отд., 1980. - 240 с.
36. **Волкова Е.Д., Захаров А.А., Подковальников С.В., Савельев В.А., Семенов К.А., Чудинова Л.Ю.** Система управления развитием электроэнергетики России // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2011): Труды Пятой международной конференции (3-5 октября 2011 г., Москва, Россия). Том I. М.: Учреждение Российской академии наук Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, 2011. –С.385-394. ISBN 978-5-91450-087-7 (Т.1).
37. Интервью директора Департамента государственного регулирования тарифов и инфраструктурных реформ Д.А. Аскинадзе. Договоры о предоставлении мощности на энергорынок учитывают все основные замечания «стратегов» // Интернет-сайт Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике, <http://www.e-apbe.ru/news/detail.php?ID=3550>.
38. Постановление Правительства РФ № 738 от 07.12.2005 «О порядке формирования источника средств на оплату услуг по формированию

технологического резерва мощностей по производству электрической энергии и финансирования объектов по производству электрической энергии в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности».

39. Постановление Правительства РФ № 89 от 24.02.2010 «О некоторых вопросах организации долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности)».
40. Постановление Правительства РФ № 823 от 17.10.2009 «Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики». – Собрание законодательства, 2010, № 43, Ст. 5073, С.12555-12564.
41. Успенский А. Опасный прецедент // Интернет-сайт ежедневной деловой газеты RBCdaily. 16.10.2008,
<http://www.rbcdaily.ru/2008/10/16/tek/385781>.
42. Интернет-сайт Системного оператора Единой энергетической системы. 22.10.2010, http://www.sops.ru/index.php?id=energy_news_view&no_cache.
43. Кампания по подписанию агентских договоров генераторами завершилась // Интернет-сайт Минэнерго РФ 21.10.10 г.
http://minenergo.gov.ru/news/min_news/5428.html?print=Y
44. Постановление Правительства РФ № 738 от 07.12.2005 «О порядке формирования источника средств на оплату услуг по формированию технологического резерва мощностей по производству электрической энергии и финансирования объектов по производству электрической энергии в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности».
45. Интервью директора Департамента электроэнергетики Минпромэнерго РФ В.Кравченко журналу «Энергорынок». О механизме гарантированных инвестиций в электроэнергетике // Интернет-сайт правовой ин-

формации в области недропользования, энергетики и экологии, <http://www.lawtek.ru/analysis/elektra/39315.html?print>.

46. Постановление Правительства РФ № 626 от 30.07.09 «О внесении изменений в акты Правительства РФ по вопросам формирования перспективного источника средств на оплату услуг по формированию технологического резерва мощностей по производству электрической энергии».
47. На Ямале запущена в действие программа по строительству собственных объектов генерации и модернизации имеющихся мощностей. Новости от 15.12.2011г. <http://www.ec-progress.ru/?id=1996>.
48. Постановление Правительства РФ № 238 от 13.04.2010 «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности) переходного периода».
49. Стратегия развития // *Приложение к журналу ТЭК*. 2010. №3 (03).
50. Приказ Министерства энергетики РФ №431 от 07.09.2010 «Об утверждении Положения о порядке определения величины спроса на мощность для проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и порядке определения плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах (группах зон) свободного перетока электрической энергии (мощности)».
51. В России проведен первый конкурентный долгосрочный отбор мощности. http://www.mpei.ru/news/single_news.asp?id=4950000004815.
52. Заседание Наблюдательного Совета НП «Совет рынка» от 8 апреля 2011 года по вопросу № 2 «Об изменениях и дополнениях к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка и Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка». Изменения, связанные с уточнением сро-

- ков проведения КОМ на 2012-2015 годы. <http://www.npsr.ru/idc/idcplg?IdcService=...>
53. **Гительман Л., Ратников Б.** Реформа электроэнергетики: оценка эффективности и корректировка курса // *Энергорынок*. 2009. № 2. С. 19-24.
 54. В 2012 г. Россия продает госсобственности на 10 млрд. долларов. <http://globalmsk.ru/news/id/5040>
 55. "Евросибэнерго" готовит поглощение "МРСК" Сибири". <http://omskpress.ru/news/26438/?print>
 56. Энергетика и промышленность России. Материалы восьмого профессионального энергетического форума «Развитие российской электроэнергетики» от 23.09.2011 года. http://www.vestipb.ru/news_5204.html.
 57. **Терешко О.А., Голоднова О.С.** Инновационное развитие ТО и Р в электроэнергетике // *Экономика и финансы в энергетике*. 2010. №4. http://ensafe.ru/index.php?option=com_content&view=section&layout=blog&id=2&Itemid=2
 58. **Трачук А.** Риски роста концентрации на рынке электроэнергии // *Энергорынок*. 2010. №3. С. 28 - 32.
 59. **Подковальников С.В.** Механизмы развития и инвестирования генерирующих мощностей в России в условиях финансово-экономического кризиса // *Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы»*. 2009. № 3 <http://escosys.narod.ru/journal/journal87.htm>.
 60. **Волков Э.П., Баринов В.А.** Вопросы совершенствования системы управления развитием и функционированием электроэнергетики в условиях ее реформирования // *Известия РАН. Энергетика*. 2008. № 6. С. 35-48.

61. Совет рынка подготовил предложения по изменению модели ДРМ // Интернет-сайт BigpowerNews. 10.06.2011, <http://www.bigpowernews.ru/news/document32217.phtml>.
62. **Moreno R., Barroso L.A., Rudnick H., Mocarquer S., Bezerra B.** Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences // *Energy Policy*. 2010. Vol. 38. pp.5758-5769.
63. **Подковальников С.В., Хамисов О.В.** Несовершенные электроэнергетические рынки: моделирование и исследование развития генерирующих мощностей // *Известия РАН. Энергетика*. 2011. № 2. С. 57-76.
64. **Подковальников С.В., Хамисов О.В.** Моделирование и исследование организационных структур электроэнергетических рынков // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2011): Труды Пятой международной конференции (3-5 октября 2011 г., Москва, Россия). Том I. М.: Учреждение Российской академии наук Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, 2011. С.411-418. ISBN 978-5-91450-087-7 (Т.1).
65. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2011 году. М.: СО ЕЭС.-2012. 31 с. (<http://www.so-ups.ru>)
66. Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации в 2010 году. Информационно-аналитический доклад. М.: АПБЭ, СО ЕЭС, ФСК ЕЭС. 2011. 361 с.
67. Основные положения Стратегии развития Единой национальной электрической сети на десятилетний период. М.: ОАО «ФСК ЕЭС». 2003. 62 с.
68. Стратегия развития ОАО «Холдинг МРСК» до 2015 года и на перспективу до 2020 года (сокращенная версия). М.:ОАО «Холдинг МРСК». 2011. 13 с.
69. Доклад Рабочей Группы о повышении устойчивости

- функционирования электроэнергетического комплекса Российской Федерации. М.: Гос. Совет РФ. 2011. 115 с.
70. Аналитическая записка об экономическом и финансовом состоянии естественных монополий. М.: Счетная Палата РФ. 2009. <http://www.ach.gov.ru/activity/09/1.php>
 71. Отчет о результатах экспертно-аналитического мероприятия «Подготовка аналитической записки по аудиту эффективности мер по снижению затрат при реализации инвестиционных программ хозяйствующих субъектов с государственным участием. М.: Счетная Палата РФ. 2011. 96 с.
 72. Проверки МРСК Центра, приведшие к отставке ее гендиректора Дмитрия Гуджояна, продолжились в «Янтарьэнерго», в совете директоров Холдинга МРСК намерены перетряхнуть весь холдинг, газета. <http://www.bigpowernews.ru/print/46427.phtml>, <http://bigpowernews/print/46684.phtml>.
 73. Оздоровление электроэнергетики закончилось появлением монополий. <http://www.rbcdaily.ru/2012/12/21/tek/562949985372113/print>
 74. Структура формирования цены на рынке электроэнергии. М.: Некоммерческое партнерство «Совет Рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью». 2009. 10 с.
 75. Анализ цен, тарифов и развития конкурентных отношений на розничных рынках электроэнергии Российской Федерации в 2009–2010 годах. М.: Агентство прогнозирования балансов в электроэнергетике. 2011. 179 с.
 76. Российский статистический ежегодник. Стат.сб./Росстат. М.. 2010. 816 с. ISBN 978-5-89476-297-5.
 77. Российский статистический ежегодник. Стат.сб./Росстат. М., 2011. 795 с. ISBN 978-5-89476-319-4.

78. Сайт администратора торговой системы. www.atsenergo.ru.
79. Годовые отчеты ОАО «ОГК-1» за 2007-2011 гг. Источник:
http://www.ogk1.com/investor_relations/disclosure_of_information/annual_reports/.
80. Годовые отчеты ОАО «ОГК-3» за 2007-2011 гг. Источник:
<http://www.ogk3.ru/ru-annualreports/>.
81. Годовые отчеты ОАО «Э.ОН Россия» за 2007-2011 гг. Источник:
<http://www.eon-russia.ru/RU/Investor-relations/SitePages/YearReports.aspx>.
82. Годовые отчеты ОАО «Энел ОГК-5» за 2007-2011 гг. Источник:
http://www.ogk-5.com/press_center/investor_information/annual_reports/.
83. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 9 сентября 2008 года N 166-э/1.
84. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 25 ноября 2008 г. N 269-э/5.
85. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 24 ноября 2009 № 323-э/2.
86. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 16 ноября 2010 № 305-э/1.
87. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 29 ноября 2011 г. № 302-э/3.
88. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 17 июля 2012 г. № 179-э/1.
89. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 24 ноября 2005 г. N 551-э/2.
90. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 17 ноября 2006 года N 283-э/2.
91. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 28 декабря 2007 г. N 543-э/1.

92. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 25 ноября 2008 года N 270-э/6.
93. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 24 ноября 2009 № 327-э/1.
94. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 07 декабря 2010 № 396-э/1.
95. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 13 декабря 2011 № 348-э/1.
96. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 4 декабря 2012 г. N 320-э/1.
97. Постановление Федеральной энергетической комиссии РФ от 25.06.2003 № 49-э/2.
98. Постановление Федеральной энергетической комиссии РФ от 18.10.2003 № 84-э/2.
99. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 1.12.2004 №215-э/2.
100. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 6.12.2005 N 587-э/9.
101. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 27.06.2006 №144-э/2.
102. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 17.11.2006 N 285-э/4.
103. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 25.12.2007 №538-э/6.
104. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 2.12.2008 № 315-э/6.
105. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 29.12.2009 № 552-э/2.
106. Приказ Федеральной службы по тарифам РФ от 28.12.2010 № 486-э/3.
107. Годовые отчеты ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» за 2002-2011 гг. Источник: http://www.fsk-ees.ru/shareholders_and_investors/disclosure_of_information/annual_reports/.
108. Постановление Региональной энергетической комиссии г. Москвы от 31 марта 2005 года № 33.

109. Постановление Региональной энергетической комиссии г. Москвы от 30 декабря 2005 г. № 116.
110. Постановление Региональной энергетической комиссии г. Москвы № 83 от 27.12.2006.
111. Постановление Региональной энергетической комиссии г. Москвы от 29 декабря 2007 № 154.
112. Постановление Региональной энергетической комиссии г. Москвы от 30 декабря 2008 № 138.
113. Постановление Региональной энергетической комиссии г. Москвы от 25 декабря 2009 г. № 120.
114. Постановление Региональной энергетической комиссии г. Москвы № 299 от 30.12.2010 г.
115. Постановление Региональной энергетической комиссии г. Москвы от 29.04.2011 года № 34.
116. Постановление Региональной энергетической комиссии г. Москвы от 26.12.2011 № 165/1.
117. Постановление Региональной энергетической комиссии г. Москвы от 30.05.2012 N 112.
118. Постановление Региональной энергетической комиссии г. Москвы от 21.12.2012 года № 391.
119. Годовые отчеты ОАО «Холдинг МРСК» за 2008-2011 гг. Источник: <http://www.holding-mrsk.ru/investors/info/year/>.
120. Постановление Региональной энергетической комиссии г. Москвы № 81 от 27.12.2006 г.
121. Постановление Региональной энергетической комиссии г. Москвы № 100 от 27.12.2007 г.
122. Постановление Региональной энергетической комиссии г. Москвы от 22 декабря 2008 года № 123.

123. Постановление Региональной энергетической комиссии г. Москвы от 21 декабря 2009 г. № 108.
124. Постановление Региональной энергетической комиссии г. Москвы № 289 от 30.12.2010 г.
125. Постановление Региональной энергетической комиссии г. Москвы от 02.12.2011 № 134.
126. Приказ департамента по тарифам Новосибирской области от 21 ноября 2007 г. № 125/3-Е.
127. Приказ департамента по тарифам Новосибирской области от 02.12.08г. №68-Е.
128. Приказ департамента по тарифам Новосибирской области от 23.12.2009 № 79-Е.
129. Приказ департамента по тарифам Новосибирской области от 24 декабря 2010г. №94-Е.
130. Приказ департамента по тарифам Новосибирской области от 26.04.2011 № 51-ЭЭ.
131. Приказ департамента по тарифам Новосибирской области от 22.12.2011 №697-ЭЭ.
132. Приказ департамента по тарифам Новосибирской области от 22.12.2011 №697-ЭЭ.
133. Постановление Правления службы по тарифам Иркутской области от 17.12. 2007, № 42-П (от 28.12. 2007, № 49-П).
134. Постановление Правления службы по тарифам Иркутской области от 11.12. 2008, № 48-П.
135. Приказ службы по тарифам Иркутской области от 28.12. 2009, № 125-спр (т 20.10. 2010, № 77-спр).
136. Приказ службы по тарифам Иркутской области от 28.12.2010, № 215-спр.

137. Приказ службы по тарифам Иркутской области от 29.12.2011, № 274-спр.
138. Приказ службы по тарифам Иркутской области от 29.12.2011, № 274-спр.
139. **Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С.** Проблемы и перспективы развития электроэнергетики России. М.: Энергоатомиздат, 2001. 432 с
140. **Кузовкин А.И.** Реформирование электроэнергетики и энергетическая безопасность. М.: ОАО Институт микроэкономики, 2006. 388 с.
141. **Woo C.K., King M., Tishler A., Chow L.C.H.** Cost of electricity deregulation // *Energy*. 2006. Vol. 31. P. 845-856.
142. **Беляев Л.С., Худяков В.В.** Зарубежный опыт реформирования рынков электроэнергии // *Энергия: экономика, техника, экология*. 2009. № 3. С. 2-9, и № 4. С. 2-7, и № 5. С. 2-7.
143. **Беляев Л.С.** Электроэнергетические системы и рынок в электроэнергетике // *Энергия: экономика, техника, экология*. 2004. № 1. С. 10-17, № 2. С. 21-27.
144. **Беляев Л.С., Большаков И.С.** Оптовые цены на электроэнергию при рынке «Единственный покупатель» и конкурентном рынке // *Известия РАН. Энергетика*. 2010. № 6. С. 79-91.
145. **Фишер С., Дорнбуш Р., Шмалензи Р.** Экономика: Пер. с англ. М.: Дело. 1993. 829 с.
146. **Гальперин В.М., Игнатьев С.М., Моргунов В.И.** Микроэкономика: В 2-х томах. СПб.: Экономическая школа. 1999. Т.2. 503 с.
147. **Депортер Б.** Регулирование естественной монополии // Сборник статей Центра повышения квалификации по праву и экономике. Университет Гента. 2002. 16 с.
148. **Королькова Е.И.** Естественная монополии: регулирование и конкуренция // *Экономический журнал ВШЭ*. 2000. № 2. С.235–273.

149. **Тироль Ж.** Рынки и рыночная власть: теория организации промышленности: В 2х т. / Пер. с англ. Гальперина В.М. и Зенкевича Н.А. Изд. 2е испр. СПб: Экономическая школа. 2000. 778 с.
150. Цены и ценообразование: Учебник для вузов. 3е изд. / Под ред. В.Е. Есипова. СПб: Питер. 2000. 464 с.
151. **Королькова Е.И.** Тенденции в развитии теоретических подходов к регулированию естественных монополий // *Экономический журнал ВШЭ*. 1999. № 2. С.238–264.
152. **Мишура А.В.** Проблемы тарифной политики на региональном рынке электроэнергии. Рукопись диссертации на соискание степени кандидата экономических наук. 2003. 156 с.
153. **Averch H., Johnson L.** Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint // *American Economic Review*. 1962. V.52, №5.
154. **Surrey J.** The British electricity experiment. London: Earthscan Publications Ltd. - 1996.
155. **Lamoureux M.** Evolution of electric utility restructuring in the UK // *IEEE Power Engineering Review*. 2001, June. - P. 3–5.
156. **Lamoureux M.** Evaluation of electric utility restructuring in the UK // *IEEE Power Engineering Review*. 2001, June. P. 6–9.
157. **Barkovich B., Hawk D.** Charting a new course in California // *IEEE Spectrum*. 1996, June. P. 26–31.
158. **Rudnick H.** Pioneering electricity reform in South America // *IEEE Spectrum*. 1996, August. P. 38–44.
159. **Voropai N.I., Palamarchuk S.I., Podkovalnikov S.V.** Present state and liberalization process of Russian electricity industry // *Proc. Power System Management and Control Conf.*, 2011, pp. 31-34.
160. **Lamoureux M., Palamarchuk S.I., Voropai N.I.** Current developments in Russian power industry restructuring // *Proc. Liberalization and Moderniza-*

- tion of Power Systems: Congestion Management Problems, The International Workshop. 2003. P. 117–128.
161. **Давидсон М.Р., Догадушкина Ю.В., Крейнс Е.М., Новикова Н.М., Удальцов Ю.А., Ширяева Л.В.** Математическая модель конкурентного оптового рынка электроэнергии в России // *Известия РАН. Теория и системы управления*. 2004. №3 С.72–83.
 162. Федеральный закон Российской Федерации №35 «Об электроэнергетике», 26.03.2003.
 163. 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.
 164. Постановление Правительства РФ №41 «О критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети», 26.01.2006.
 165. **Joskow P.** Regulation of Natural Monopoly // Chapter 16, Handbook of Law and Economics, M. Polinsky and S. Shavell, editors. Elsevier. -2007.
 166. **Joskow P.** Incentive Regulation and its Application to Electricity Networks // Review of Network Economics. 2008. Vol.7, №4. P.547–560.
 167. **Laffont J., Tirole J.** The Theory of Incentives and Procurement. Cambridge: MIT Press, 1993.
 168. **Owen B., Brauetigam R.** The Regulation Game: Strategic Use of the Administrative Process. Cambridge: Ballinger Publishing Company, 1978.
 169. **Stigler G.** The Theory of Economic Regulation // Bell Journal of Economics and Management Science. 1971. Vol.2. P.3–21.
 170. **Joskow P.** Market Imperfections versus Regulatory Imperfections // CESifo DICE Report. 2010. Vol.8, №3, pp. 3–7.

171. **Baumol W., Panzar J., Willig R.** Contestable Markets and the Theory of Industry Structure. New York: Harcourt Brace Jovanovich. 1982.
172. **Martin S.** The Theory of Contestable Markets // *Bulletin of Economic Research*. 2000. Vol.37, № 1, pp. 65–68.
173. **Farsi M., Fetz A., Filippini M.** Economies of scale and scope in multi-utilities // *The Energy Journal*. 2008. Vol.29, № 4, pp. 123–144.
174. **Кузнецов Ю.В.** Запрет вертикальной интеграции увеличивает риски инвестиций в электроэнергетику. 2001 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.polit.ru/documents/420573.html>.
175. **Vassiliev M.Yu.** Vertical Integration in Electricity Markets // *Proc. 2005 IEEE Russia Power Tech International Conference*. 2005. Pp. 1–4.
176. **Львов Д.С., Чернавский С.Я.** О реформировании электроэнергетики России // *Экономическая наука современной России*. 2000. №2, с.53–60.
177. **Кузнецов Ю.В., Лебедев Г.В., Львин Б.М.** Концепция развития энергетики в Российской Федерации. 1999. М.: МГТУ.
178. **Gordon R.** Reforming the Regulation of Electric Utilities. Lexington: Lexington Books. 1982.
179. **DiLorenzo T.** The Myth of Natural Monopoly // *The Review of Austrian Economics*. 1996. Vol.9, №26, pp.43–58.
180. **Spence M.** Capacity, Investment and Oligopolistic Pricing // *Bell Journal of Economics*. 1977. Vol.8, pp. 534–544
181. **Айзенберг Н.И.** Теоретические основы регулирования естественных монополий. Препринт. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2006. 28 с.
182. **Газопровод Ковыкта Саянск – Иркутск. (ТЭО) Проект.** Том 11: Эффективность инвестиций. Открытое акционерное общество. Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть». Январь, 2006.
183. **Серов А.** Газпром риск оправдан. ООО Инвестиционная Компания «Файненшл Бридж». <http://www.rcb.ru/rcb/2007-13/8525>

184. **Tirole J.** The Theory of Industrial Organization. The MIT Press, 1994.
185. **Carlton D., Perloff J.** Modern Industrial Organization. Addison-Wesley, 2000.
186. **Mas Colell A., Whinston M., Green J.** Microeconomic Theory. Oxford University Press, 1995.
187. **Авдашева С.Б., Розанова Н.М.** Теория организации отраслевых рынков. М.: Магистр, 1998.
188. **Вурос А.Д., Розанова Н.М.** Экономика отраслевых рынков. М.: ТЕИС, 2000.
189. <http://ru.wikipedia.org/wiki/нефть> ссылки на обширную статистику по нефтяному рынку
190. <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/crude2.html> – цены на нефть с 1997 по 2010 г.г.
191. <http://www.gks.ru> – объемы добычи нефти в России
192. **Cournot A.** Recherches sur les Principes Mathematiques de la Theorie des Richesses. 1838.
193. **Bertrand J.** Theorie Mathematique de la Richesse Sociale // Journal des savants. 1883. P.499–508.
194. **Axelrod R.** The Evolution of Cooperation. Basic Books, 1984.
195. **Edgeworth F.** La Teoria Pura del Monopolio // Giornale Degli Economisti. 1897. №40. P.13–31.
196. **Beckman M.** Edgeworth-Bertrand Duopoly Revisited // Operation Research-Verfahren, III. Verlag, 1967.
197. **Levitan R. Shubik M.** Price Duopoly and Capacity Constraints // International Economic Review. 1972. V.13. P.111–122.
198. **Hotelling H.** Stability in Competition // Ibid. 1929. V.39. P.41–57.
199. **Salop S.** Monopolistic Competition with Outside Goods // Bell Journal of Economics. 1979. V.10. P.141–156.

200. **Филатов А.Ю.** Ценовая олигополия с несовершенной эластичностью спроса. Микроэкономическое обоснование // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2009. №4(24). С.215–219.
201. **Филатов А.Ю.** Модель ценовой олигополии с несовершенной эластичностью спроса // Теория и методы согласования решений. Новосибирск: Наука, 2009. С.130–145.
202. **Chamberlin E.** The Theory of Monopolistic Competition. Harvard University Press, 1933.
203. **Филатов А.Ю.** Картель и конкурентное окружение: особенности рынка, зависимость экономических показателей от степени монопольной власти» // Методы исследования и моделирования технических, социальных и природных систем. Новосибирск: Наука, 2004. С.214–220.
204. **Bain J.** Barriers to New Competition. Harvard University Press, 1956.
205. **Modigliani F.** New Development on the Oligopoly Front // Journal of Political Economy. 1958. V.66. P.215-232.
206. **Gelman J., Salop S.** Judo Economics: Capacity Limitation and Coupon Competition // Bell Journal of Economics. 1983. V.14. P.315–325.
207. **Spence M.** Capacity, Investment and Oligopolistic Pricing // Bell Journal of Economics. 1977. Vol.8. P.534–544.
208. **Milgrom P., Roberts J.** Limit pricing and Entry under Incomplete Information // Econometrica. 1980. Vol.50. P.443–460.
209. **Vasin A.A., Vasina P.A.** Models of supply functions competition with application to the network auctions. Moscow: EERC. 2005.
210. **Vasin A.A., Vasina P.A.** Homogeneous Good Markets and Auctions // Working Paper 2005/047. Moscow, New Economic School. 2005.
211. **Klemperer P., Meyer M.** Supply Function Equilibria in Oligopoly under uncertainty // *Econometrica*, 1989. Vol. 57(6), P. 1243-1277.
212. **Baldick R., Hogan W.W.** Capacity Constrained Supply Function Equilibrium Models of Electricity Markets: Stability, Non-decreasing Constraints,

- and Function Space Iterations, POWER Working paper, Revised August. 2002.
213. **Baldick R., Grant R., Kahn E.** Theory and application of linear supply function equilibrium in electricity markets // *Journal of Regulatory Economics*. 2004. Vol. 25(2). P. 143-167.
 214. **Аболмасов А., Колодин Д.** Конкурентный рынок или создание монополий: структурные проблемы российского оптового рынка электроэнергии. ERRC final report. 2002.
 215. **Bulavsky V.A., Kalashnikov V.V.** Equilibrium in generalized Cournot and Stackelberg models // *Economics and Mathematical Methods (Ekonomika i Matematicheskie Metody)*. 1995. Vol. 31. P. 164-176.
 216. **Bulavsky V.A., Kalashnikov V.V., Kalashnikova N.I., F. J.Castillo Pérez** Mixed Oligopoly with Consistent Conjectures. // *The European Journal of Operational Research*. 2011. Vol 210(3). P. 729–735.
 217. **Liu Youfei, Ni Y.X., Wu F.F., Cai Bin** Existence and uniqueness of consistent conjectural variation equilibrium in electricity markets // *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2007. Vol. 29. P. 455-461.
 218. **Day C.J., Hobbs B.F., Pang J.** Oligopolistic competition in power networks: a conjectured supply function approach. // *IEEE transactions on power systems*. 2002. Vol. 17(3). P.597–607.
 219. **Hobbs B., Metzler C., Pang J.** Strategic Gaming Analysis for Electric Power Systems: An MPEC Approach // *IEEE transactions on power systems*, 2000. Vol. 15(2). P. 638-645.
 220. **Hu X., Rulph D.** Using EPECs to Model Bilevel Games in Restructured Electricity Markets with Locational Prices // *Operations research*. 2007. Vol. 55(5). P. 809–827.
 221. **Bompard E., Lu W., Napoli R., Jiang X.** (2010): A supply function model for representing the strategic bidding of the producers in constrained electric-

- ity markets// *Electrical Power and Energy Systems*. 2010. Vol. 32. P. 678-687.
222. **Стофт С.** Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии: Пер. с англ. М.: Мир. 2006
223. **Aizenberg Natalia** Interaction of Generation Companies in the Electricity Market of Russia. // *Procedia Computer Science*. 2014. Vol. 31. P. 75–84.
224. **Марченко О. В.** Оценка влияния неэластичности спроса на эффективность рыночного механизма в электроэнергетике // *Известия Российской академии наук. Энергетика*. 2005. №. 4. С. 35-44
225. **Айзенберг Н.И., Филатов А.Ю.** Анализ функционирования оптовых электроэнергетических рынков: монография. Иркутск: Изд-во ИГУ. 2013. 97 с.
226. **Айзенберг Н.И., Зоркальцев В.И., Киселева М.А.** Модели несовершенной конкуренции применительно к анализу электроэнергетического рынка Сибири // *Журнал новой экономической ассоциации*. 2013. №2 (18). - С. 62-89.
227. **Mas-Colell A., Whinston M., Green J.** Microeconomic Theory. New York, Oxford University Press 1995.

Модели рынков несовершенной конкуренции: приложения в энергетике

Научная редакция: *В.И. Зоркальцев, Н.И. Айзенберг*

Учреждено к печати Институтом систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН

Подписано к печати 12 февраля 2015 г.

Уч.-изд.л.15.9

Электронное издание

664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130.

ISBN 978-5-93908-124-5

