

**Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА
И ГОСУДАРСТВЕННОЙ СЛУЖБЫ
ПРИ ПРЕЗИДЕНТЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»**

Курдин А.А.

**Подходы к тарифному регулированию в сфере
естественных монополий: эволюция мировой практики**

Москва 2019

Аннотация. В работе отражена систематизация и исторический анализ подходов к регулированию естественных монополий, применявшихся в США и Европе на протяжении последнего столетия. В центре внимания находятся нефтегазовый сектор, электроэнергетика и железнодорожные перевозки как крупнейшие сферы деятельности естественных монополий. Исследование международного опыта позволяет выявить тенденции в развитии регулирования естественных монополий и оценить перспективы применения этого опыта к российским предприятиям.

Ключевые слова: регулирование естественных монополий, нефтегазовый сектор, электроэнергетика, железнодорожные перевозки

Курдин А.А. старший научный сотрудник Центра исследований конкуренции и экономического регулирования Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ

Данная работа подготовлена на основе материалов научно-исследовательской работы, выполненной в соответствии с Государственным заданием РАНХиГС при Президенте Российской Федерации на 2018 год

Содержание

Содержание	3
Введение.....	4
1 Транспортировка газа, нефти и нефтепродуктов	5
1.1 США	5
1.2 Европейский союз	13
2 Электроэнергетика	19
2.1 Великобритания	19
2.2 Европейский союз	22
2.3 США	24
3 Железнодорожный транспорт	26
3.1 США	26
3.2 Европейский союз	27
Заключение	30
Список использованных источников	32

Введение

Сферы деятельности естественных монополий играют большую роль в российской экономике с учетом ее структурных и географических особенностей. Несмотря на продолжающийся процесс реформирования естественных монополий, эффективность работы операторов естественно-монопольных сегментов остается предметом активных дискуссий.

Практика регулирования естественных монополий имеет длительную историю. Многие иностранные юрисдикции, даже наиболее развитые в плане применения экономического анализа к регулированию экономики, прошли через целый ряд проб и ошибок на пути к современным механизмам тарифного регулирования. Впрочем, и современные механизмы подвергаются регулярному пересмотру в связи с изменением экономических реалий и необходимости подстраиваться к новым тенденциям, в частности, к развитию цифровизации экономики, в том числе инфраструктурных отраслей, к появлению новых воздействий со стороны финансовых рынков, к технологическим сдвигам.

В работе рассматриваются наиболее важные и интересные с точки зрения применения в российской практике этапы развития тарифного регулирования в тех естественно-монопольных отраслях (или отдельных сегментах), которые занимают наибольшую долю в структуре деятельности сфер естественных монополий в современной России. Это транспортировка газа, нефти и нефтепродуктов, передача электрической энергии, железнодорожный транспорт. Преимущественное внимание уделяется опыту развитых юрисдикций, прежде всего США и ЕС, и более подробно рассматриваются проблемы тарификации в первой из перечисленных отраслевых сфер – в сфере транспортировки углеводородов, так как длительный и довольно сложный опыт эволюции регулирования данной сферы в этих юрисдикциях позволяет выявить ряд универсальных проблем и решений регулирования (в том числе тарифного) естественных монополий.

Регулирование естественных монополий в работе рассматривается в широком контексте: речь идет не только о тарифном регулировании, но и в целом об отраслевой организации, о попытках реструктуризации и реформирования естественных монополий. Это объясняется тем, что эффективность функционирования отраслей зависит не столько от того, как конкретно регулировать те или иные рыночные параметры, в частности тарифы и цены, сколько от того, что именно нужно регулировать и нуждается ли тот или иной сегмент в регулировании вообще.

1 **Транспортировка газа, нефти и нефтепродуктов**

1.1 США

История регулирования естественно-монопольного, сетевого сегмента нефтяной и газовой отраслей США может рассматриваться как один из примеров «нащупывания» институционального оптимума через целый ряд проб и ошибок, хотя на сегодняшний момент американское регулирование естественных монополий в этих отраслях нередко рассматривается как один из образцов корректной политики в отношении естественных монополий, по крайней мере в газовой отрасли.

Важным фактором развития регулирования на протяжении всего XX века была доминирующая роль частной собственности во всем нефтегазовом секторе, в том числе и в сфере транспортировки по трубопроводам, в отличие от ряда других развитых юрисдикций. Если при государственной собственности в естественно-монопольном сегменте можно обойтись и без формализованного порядка регулирования, заменив его текущими управленческими директивами *ad hoc*, то существование частной собственности заставляет формализовать как ценообразование, так и иные параметры деятельности (например, доступ к сетям) монополиста на национальном или региональном рынке.

Несмотря на кажущуюся схожесть нефтяной и газовой отрасли в части транспортировки продукции по трубопроводам, в США эти отрасли разошлись по разным институциональным траекториям уже в первой половине XX века.

До 1930-х годов как в нефтяной, так и в газовой отрасли США сохранялась вертикальная интеграция добывающего и транспортного сегментов. Крупнейшие корпорации (холдинги) одновременно контролировали всю цепочку поставок энергоносителей. Если опираться на теорию транзакционных издержек [1], это вполне экономически обоснованная модель бизнеса с учетом высокой специфичности трубопроводов и высокой частоты транзакций при условии непрерывных поставок нефти и газа.

При этом государство, принимая во внимание рыночную власть компаний, контролирующей естественно-монопольный сегмент отрасли, в 1906 году законом Хэпберна (*Harburn Act*) ввело принцип «*common carriage*», то есть «общей транспортировки», для нефтепроводов. Это означало введение обязательства собственников трубопроводов предоставлять доступ к ним всем желающим по регулируемой цене. Однако аналогичный принцип так и не был введен для газовой отрасли, в том числе под влиянием отраслевого лоббирования [2].

С тех пор и до нашего времени в нефтяной транспортировке США действует регуляторная модель, фактически заданная в начале XX века.

Закон Хэпберна фактически распространял на нефтепроводы действие понятия «common carriage», введенного ранее для железнодорожного сектора. Иными словами, закон Хэпберна распространил на нефтепроводы действие Закона о межрегиональной торговле (Interstate Commerce Act) 1887 года, однако это не означало рассмотрения нефтепровода именно как естественной монополии. Напротив, в каком-то смысле данное регулирование явилось принципиально альтернативным вариантом для США.

Во-первых, в отличие от позднее введенного регулирования газопроводного сектора, принцип «common carriage» не предполагал какого-либо вмешательства в распоряжение активами перевозчика, как с точки зрения разделения, так и с точки зрения приобретения или отчуждения активов, а также их строительства.

Во-вторых, регулирование использования нефтепроводов осуществлялось в условиях сохранения конкуренции на рынке транспортировки нефти, поскольку для транспортировки нефти всегда сохранялся альтернативный вариант: железнодорожная либо автомобильная транспортировка. В этом заключается и принципиально важное отличие нефтяного и газового сектора, которое также сыграло свою роль при введении разного порядка регулирования в США.

Введение закона Хэпберна в отношении транспортировки нефти, а не газа, также имеет общественно-политический контекст в связи со сложившейся на тот момент структурой рынка нефти. Огромная рыночная власть сохранявшей тогда доминирующее положение Standard Oil Дж. Рокфеллера порождала широкий общественный запрос на вмешательство государства. В части транспорта нефти со стороны Standard Oil также наблюдались злоупотребления, в том числе при перевозке железными дорогами. Поэтому решение Конгресса усилить регулирование транспортировки нефти не вызвало серьезных возражений. Вопрос стоял о распространении регулирования еще и на газовую сферу

Закон Хэпберна и принцип «common carriage», с одной стороны, позволили регулятору предотвратить создание входных барьеров и способствовали снижению рыночной власти нефтяных компаний. С другой стороны, есть, по крайней мере, две позиции для интенсивной критики закона и подобных принципов [3].

Во-первых, речь идет о сокращении стимулов для строительства нефтепроводов: если нефтяная компания, имеющая источник доходов собственно в торговле нефтью (а не в транспортировке), будет нуждаться (например, для реализации определенного добывающего проекта) в трубопроводе, к которому, однако, придется открыть доступ

других сторон, то получается, что надо строить трубопроводы более высокой мощности и, следовательно, с более высокими затратами. У компании появляются дополнительные риски при возведении этих мощностей, и в каких-то случаях проекты из-за этого не будут реализованы.

Во-вторых, у регулятора (Межрегиональной торговой комиссии США, ICC) на тот момент не было необходимого опыта и компетенций для полномасштабного регулирования.

К этому можно добавить и не менее весомые риски ограничения доступа, ведь, несмотря на формально провозглашенный принцип «common carriage», сохранение нефтепровода в собственности компании все равно дает ей повышенные возможности манипулирования.

С тех пор в нефтяной отрасли ситуация принципиально не изменилась: нефтяные компании по-прежнему имеют право контролировать и на практике контролируют нефтепроводы, тарифы на транспортировку регулируются государством. Существенное изменение коснулось самого регулятора. В 1978 году произошел переход полномочий регулирования транспортировки по нефтепроводам от ICC к Федеральной энергетической регуляторной комиссии (FERC), что способствовало повышению квалификации тарифного регулирования благодаря специализации. В течение всего столетия регулярно поднимались вопросы о необходимости пересмотра подхода к регулированию транспортировки нефти, поскольку одно лишь регулирование тарифа недостаточно для обеспечения недискриминационного доступа к транспортным мощностям, однако эти аргументы так и не привели к существенным реформам.

С точки зрения тарифного регулирования следует отметить, что в отрасли фактически действовало RAB-регулирование, то есть регулирование нормы доходности инвестированного капитала. Соглашение Consent Decree 1941 года между властями, нефтяными компаниями и собственниками трубопроводов (не все они были вертикально интегрированы) об ограничении дивидендных выплат в отрасли транспортировки нефти по трубопроводам на уровне 7%, что привело к снижению транспортных тарифов.

Важно заметить, что порядок расчета тарифов вовсе не был прозрачным и вполне отрегулированным. На протяжении всего существования ICC методы оценки тарифной базы не раскрывались, только в конце 1970-х годов косвенным образом удалось их обнародовать, и они сразу же были подвергнуты серьезной критике со стороны Департамента юстиции США [3]. С другой стороны, ICC не вмешивалась в особенности

учета нефтяных компаний, что в свою очередь давало возможности для манипуляций регулируемой стороне.

В условиях неопределенности для нефтяных компаний при условии необходимости обеспечения доступа к трубопроводным проектам сторонних пользователей естественным шагом стало объединение в совместные предприятия (консорциумы) ряда крупных компаний для строительства трубопроводов – тех компаний, которые заинтересованы в транспортировке в данном конкретном регионе. Эта практика также продолжается до сих пор.

В связи с этим, когда FERC получила полномочия регулировать транспортные тарифы в нефтяной отрасли, вместо традиционной ситуации спора между покупателями и производителями транспортных услуг, регулятор оказался в ситуации тесного переплетения групп специальных интересов в вертикально интегрированной отрасли, так что возник вопрос о целесообразности регулирования как такового, тем более что, как уже говорилось выше, естественная монополия для транспортировки нефти и нефтепродуктов является не вполне «монопольной» из-за наличия альтернативных возможностей поставок.

В то же время необходимо отдавать отчет и в том, что даже при условии «консенсуса», или «институционального равновесия по Нэшу» в отрасли, когда ни один из участников не заинтересован в изменении сложившегося порядка односторонним образом, этот порядок может иметь внешние эффекты для потребителей и поставщиков вверх и вниз по цепочке добавления стоимости. Поэтому даже при отсутствии споров – а их количество в сфере транспортировки нефти действительно минимально – регулятору приходится контролировать уровни тарифов.

В настоящее время тарифное регулирование в этой сфере основано на методе индексации. В соответствии со ст. 342 Кодекса федеральных регламентов (Code of Federal Regulations) от 2018 года оператор нефтепровода при начале его функционирования подает тарифную заявку в FERC, основанную в свою очередь на затратах на предоставление услуг и расчете нормы доходности инвестированного капитала. Но возможен и альтернативный путь.

Важной альтернативой этой заявке, связанной с вышеупомянутыми особенностями нефтяной отрасли, является возможности замены заявки на документальное согласие неаффилированного лица – пользователя нефтепровода – с уровнем тарифов. Предполагается, что если впоследствии этот уровень тарифов будет оспорен, то оператор нефтепровода должен будет уже в обязательном порядке подавать стандартную тарифную заявку [4].

Эта опция является перспективным механизмом снижения транзакционных издержек в условиях ограниченного числа клиентов инфраструктуры или при реализации совместных проектов по строительству инфраструктуры несколькими пользователями.

Впоследствии максимально допустимый (предельный) уровень тарифов индексируется FERC на основе индекса цен производителей с возможными некоторыми корректировками по решениям FERC.

Одним из важнейших направлений критики тарифного регулирования в сфере транспортировки по нефтепроводам было и остается отсутствие в нефтяной отрасли т. н. «commodity clause» («товарной оговорки»), предполагающей, что транспортировщик не может торговать товаром, который он перевозит. Эта оговорка была введена законом Хэпберна, но только применительно к железнодорожным перевозкам, тогда как в нефтегазовом секторе все осталось по-прежнему.

Совмещение функций транспортировки (в более широком смысле – *предоставления услуг* пользования сетевой инфраструктурой, которая как раз обычно и составляет естественно-монопольный сегмент) и функций купли-продажи товара, который транспортируется (для этого требуется *получение услуг* пользования сетевой инфраструктурой) – важнейшая проблема для всех естественных монополий, на решение которой и была направлена «commodity clause». Совмещение этих функций априори порождает неравенство участников рынка с точки зрения рыночной власти, обусловленное исключительно организацией отрасли, а не конкурентными преимуществами. Разделение собственности, то есть запрет одновременно владеть активами по производству продукции и инфраструктурой, может внести вклад в решение проблемы, однако, как показал опыт газовой отрасли, этот вклад может оказаться небольшим, во всяком случае – не решающим.

В газовой сфере, напротив, произошел ряд реформ. До 1935 года в отрасли отсутствовало вообще какое-либо тарифное регулирование транспортировки по газопроводам, в то время как там поддерживался высокий уровень вертикальной интеграции и концентрации собственности у крупнейших компаний [5].

В связи с многочисленными антиконкурентными действиями со стороны крупнейших холдингов, контролировавших как добычу, так и транспортировку газа и на межрегиональном уровне, и на уровне отдельных штатов в 1935 году началась масштабная реформа, первым шагом которой стало принятие закона о регулировании коммунальных компаний (Public Utility Holding Company Act). Закон разрешал американской Комиссии по контролю за ценными бумагами (SEC) влиять на структуру крупных холдингов, в том числе и предписывать их разделение.

Важно отметить, что политика SEC основывалась на взвешенном подходе: компании могли обосновать сохранение вертикальной интеграции, так что изменения корпоративной структуры были не повсеместными. Тем не менее значительная часть межрегиональных газопроводов именно в этот период покинула крупнейшие холдинги (доля межрегиональных газопроводов, непосредственно аффилированных с крупнейшими газовыми холдингами, сократилась с 80% в 1935 году до 18% в 1952 году [3]).

Приоритетным направлением разделения был отказ от интеграции межрегиональных (далее также – магистральных) газопроводов и региональных сетей газораспределения, и в основном это разделение состоялось. Интуитивно это мероприятие должно дать эффект с точки зрения снижения монопольной власти газового холдинга: действительно, внутренняя сеть в регионе обычно контролируется одной компанией, но в штат «входит» несколько магистральных газопроводов. Если уничтожить вертикальную интеграцию между ними, то по идее должен хотя бы произойти переход от монопольного состояния к олигополии.

Чтобы снизить возможности злоупотребления собственниками газопроводов, дополнительно было принято решение ввести регулирование транспортного тарифа на газ для магистральных газопроводов, закрепленное в Законе о природном газе (Natural Gas Act) от 1938 года. Тарифное регулирование было введено в полномочия FERC (на тот момент – Federal Power Commission, FPC). Этот шаг должен был в еще большей степени ослабить возможности трубопроводных компаний.

На практике этого оказалось недостаточно, для того чтобы защитить потребителей от рисков эксплуатирующих практик со стороны производителей, поскольку отсутствовала пресловутая «commodity clause». Соответственно, газотранспортные компании либо в рамках вертикально интегрированных холдингов, либо, что стало более распространено, в рамках долгосрочных контрактов со стратегическими партнерами могли закупать газ по завышенным ценам и перепродавать его, после прибавления транспортной надбавки, также по завышенным ценам, конечному потребителю. Поскольку рыночная власть владельца магистрального газопровода все равно высока – тем более что одновременно Natural Gas Act ввел обязательное лицензирование новых газопроводов – то у него сохраняются возможности злоупотребления своим положением в каждом штате. Сохраняются у него и стимулы: в случае вертикальной интеграции магистрального газопровода с газодобычей просто происходит перемещение центра прибыли в добывающий сегмент. При отсутствии вертикальной интеграции трубопроводная компания могла, во-первых, получать часть ренты от эксплуатации потребителей за счет скрытых компенсаций от стратегических

партнеров – газодобывающих компаний – при их долгосрочном эксклюзивном сотрудничестве. В связи с этим важно, что Natural Gas Act фактически в явном виде обозначил отказ от концепции «common carriage»: у газотранспортных компаний не было обязательств обеспечивать недискриминационный доступ к мощностям и существующим, и новым потребителям газотранспортных услуг; существующие потребители вполне могли иметь приоритет. Во-вторых, даже при отсутствии какого-либо оппортунизма со стороны трубопроводных компаний у них не было никаких стимулов к тому, чтобы искать наиболее конкурентоспособные предложения на рынке природного газа. Действительно, трубопроводные компании, перепродавая газ с транспортной надбавкой, могли просто перекладывать бремя издержек на потребителя, а сами не несли никаких рисков и получали гарантированный доход. Как справедливо отмечает Дж. Макхолм, газопроводные компании были неважными агентами потребителей по закупкам газа [5].

В рамках непосредственно тарифного регулирования важным моментом, повлиявшим на ставки регулирования на много лет вперед, стало решение по т. н. делу Норе – спору энергетической компании Норе с FPC относительно справедливых ставок тарифа на транспортировку. Ключевым вопросом был уровень доходности, который могли позволить поставить компании при расчете регулируемого тарифа методом инвестированного капитала – на протяжении предшествующих десятилетий этот вопрос не был решен в явном виде.

Решение Норе гласило, что уровень доходности на инвестированный капитал должен соответствовать альтернативным издержкам инвестора, то есть доходности от инвестиций в другие предприятия со сходным уровнем риска.

Указанные недостатки системы регулирования, введенной законами 1930-х годов, ожидаемо спровоцировали недовольство потребителей, столкнувшихся с ростом цен на газ, особенно на фоне послевоенного роста спроса.

Ключевым решением в рамках этой проблемы стало решение по делу Phillips Petroleum против штата Висконсин 1954 года: суд потребовал ввести регулирование цен, по которым газотранспортные компании закупали газ на оптовом рынке.

Решение по делу Phillips должно было снять недовольство потребителей, однако оно повысило транзакционные издержки для всех стороны рынка. Дело в том, что даже по сравнению с трубопроводными тарифами регулирование цен на газ «на месторождении» (wellhead price) требовало еще более тонкой настройки, более сложного контроля и учета динамически меняющихся издержек. П. Джоскоу справедливо отмечает в этом контексте,

что распространение регулирования цен вместо нескольких естественных монополий на тысячи разнородных субъектов не представляется обоснованным [6].

В результате к концу 1960-х годов, когда удалось наладить учет для всех месторождений, цены были настолько заниженными, что на рынке возник дефицит газа объемом примерно в четверть годового потребления. Когда в ответ на эту проблему регулируемые цены (только для новых месторождений) были повышены, это привело к избытку газа в 1980-х годах [7].

В условиях, когда перечисленные регуляторные стратегии оказались несостоятельными, естественным шагом стало принятие нового подхода к регулированию газовой отрасли, реализованного в приказах FERC № 436 от 1985 года, № 636 от 1992 года, и № 637 от 2000 года: переходу от регулирования цен на месторождении и цен на «доставленный газ» к регулированию цен только на транспортировку газа.

Все заинтересованные участники отрасли были более или менее готовы к таким изменениям. Газотранспортные компании, столкнувшиеся с резкими колебаниями конъюнктуры на энергетических рынках в США и в мире, испытывали сложности в качестве посредника между спросом и предложением газа и потому были готовы к снижению рисков при переходе от посреднического к исключительно транспортному бизнесу. Потребители и производители в этом случае выходили на конкурентный рынок без посредников с высокой степенью рыночной власти.

Реформа FERC 1980-х – 1990-х годов фактически ввела «commodity clause» на газовые рынки путем официального требования разделить функции по продаже газа и по его транспортировке в приказе № 636.

До этого, в приказе № 436, газотранспортным компаниям предлагалось добровольно перейти в режим «свободного доступа» и получить возможность оказывать услуги на всем национальном рынке любому, кто желает доставить газ, либо же отказаться от любого внешнего газа и не оказывать услуги по транспортировке сторонним организациям, а транспортировать только свой газ. Многие операторы магистральных газопроводов выбрали первый путь и таким образом эволюционировали в транспортные компании. Соответственно, приказ № 636, запретивший совмещать услуги по транспортировке и по торговле газом, закрепил эту тенденцию.

В конце 1980-х и начале 1990-х годов остро стояла проблема модификации тарифообразования, поскольку традиционное взаимодействие трубопроводных компаний с «укоренившимися» поставщиками и потребителями предполагало довольно сложную структуру контрактации и тарифов, что могло способствовать дискриминации новых

клиентов. В этих условиях важным шагом FERC стало разделение тарифов на разные услуги.

Еще одним важным вопросом стало формирование такого механизма тарифообразования, который позволял бы экономически обоснованно покрывать постоянные и переменные издержки транспортировки газа. Иными словами, такой тариф должен распределять бремя оплаты не только в зависимости от объема товаро-транспортной работы, но и в зависимости от факта использования тех или иных мощностей. Очевидно, для этих целей должен действовать двухставочный тариф, который и был введен FERC под названием SFV (Straight fixed variable cost). Он подразумевает, что постоянные издержки покрываются платой за мощность, переменные – платой за работу. Ранее практически такой же метод действовал в 1940-е годы, но впоследствии от него отказались, а его возвращение в 1990-х годах было связано со стремлением обеспечить максимально прозрачные и недискриминационные условия тарифообразования. В этих же целях, для предотвращения дискриминации одних групп пользователей (действующих) ради других (новых) FERC ограничила возможности включения в тариф действующих пользователей издержек на строительство новых газопроводов, если эти действующие пользователи не заинтересованы в новом строительстве [3].

Налаживание относительно стройной системы тарификации транспортировки газа позволило отказаться от регулирования цен на газ: в 1989 году было принято решение о дерегулировании оптовых цен на газ, а в 1993 году оно вступило в силу. На данный момент оптовые цены на газ устанавливаются на рыночной основе, главным индикатором является цена на газовом хабе Henry.

Регулирование розничного рынка газа США зависит от регионального законодательства: обычно локальных потребителей обслуживают местные коммунальные компании (utilities). Они закупают газ на рынке и продают потребителям с регулируемой надбавкой (обычно на базе RAB-регулирования).

1.2 Европейский союз

В рамках Европейского союза как наднационального образования целесообразно рассматривать только сферу транспортировки газа, так как транспортировка нефти и нефтепродуктов находится вне фокуса единой европейской энергетической политики.

Как отмечено в докладе Европарламента по газо- и нефтепроводам, транспортировка нефти не является частью Соглашения об энергетическом сообществе (Treaty on the Energy Community), а сами нефтепроводы в ЕС обычно являются собственностью консорциума

нефтяных компаний, правила доступа к ним устанавливаются собственниками [8]. В ряде стран ЕС тарифы либо устанавливаются государственными регуляторами (Румыния, затратный метод [9]), либо устанавливаются собственниками, но утверждаются регуляторами (Франция [10]), либо устанавливаются собственниками без необходимости утверждения, но регулятор может вмешаться при наличии спора (Великобритания [10]), либо применяется комбинация этих вариантов (Хорватия [9]).

Регулирование транспортировки газа представляет собой одну из наиболее серьезных проблем современной европейской энергетической политики в рамках построения единого рынка газа ЕС.

При этом реформирование регулирования рынка газа ЕС приобрело смысл фактически только на фоне волны приватизаций 1980-х–1990-х годов, поскольку до этого при контроле государства над газотранспортным сектором потребности в формировании прозрачной системы регулирования не так велики, с учетом того что возможно управление тарифами «в ручном режиме». Как справедливо отмечает М. Эбботт, «есть две модели предоставления услуг с характеристиками естественных монополий: либо производитель услуг контролируется и управляется правительством, либо это частная регулируемая фирма, они отличаются ценообразованием: ценообразование госкомпаний менее прозрачно и происходит под сильным влиянием политических факторов» [11]. Поэтому публичные механизмы регулирования возникают там и тогда, где и когда принимаются решения о частном (полностью или хотя бы в какой-то мере).

Политика ЕС по регулированию транспортировки газа проходит период трансформации на протяжении последних 25-30 лет и в целом следует принципам, реализуемым США, которые подразумевают вертикальное разделение – выделение регулируемого транспортного сектора, так что газотранспортные услуги должны, как правило, предоставляться на рынке, но при довольно серьезном вмешательстве регулятора. В ряде стран система передачи газа так же, как и в США, находится в частной собственности, в других – действуют компании с участием государства, но в любом случае число операторов на европейском пространстве достаточно велико. Транспортные компании обязаны, проходить сертификацию в части выполнения требований о вертикальном разделении и предоставлять недискриминационный доступ третьим сторонам на основе ряда регулирующих норм (сетевых кодексов) в соответствии с т. н. Третьей газовой директивой ЕС (EU Directive 2009/73/EC).

Прообразом реформ Евросоюза стали реформы системы газоснабжения в Великобритании. На протяжении нескольких десятилетий в середине XX века

газоснабжение в Великобритании осуществляла вертикально интегрированная компания British Gas (BG). Газовые тарифы регулировались на основе регулирования доходности инвестированного капитала.

В середине 1980-х годов было принято решение о приватизации BG в целях повышения эффективности работы отрасли и развития конкуренции, что и было осуществлено в 1986 году. При этом не было проведено вертикальное разделение компании, и, хотя был провозглашен номинально свободный доступ к газопроводам третьих лиц, фактически должное регулирование доступа (в том числе тарифное) отсутствовало, что обусловило возможность исключаяющих практик со стороны BG. В результате в первые годы после реформы BG нарастила прибыль, а конкуренты не получили доступ к рынку.

Для решения этой проблемы британский регулятор Ofgem предпринял целый комплекс мер.

Во-первых, было введено стимулирующее тарифное регулирование на услуги газоснабжения BG: был установлен долгосрочный тарифный план с индексацией цен по принципу «инфляция минус». Впрочем, на практике для установления допустимого вычета все равно использовался расчет доходности инвестированного капитала [11]. Это довольно важный момент, иллюстрирующий фактически имеющее место в тарифной практике смешение методов регулирования, как это и предполагалось в классической работе Ж.-Ж. Лаффона и Ж. Тироля [12]. Во-вторых, были введены дополнительные требования к BG по повышению прозрачности и отказу от дискриминационных практик. В-третьих, была начата десятилетняя работа по разделению газового бизнеса в Великобритании, завершившаяся во второй половине 1990-х годов разделением добывающего (BG), транспортного (TransCo) и сбытового (Centrica) предприятий. В-четвертых, были приняты меры по развитию газового хаба NBP, что позволило обеспечить рыночное ценообразование и отказаться от регулирования цен собственно на газ.

В ЕС, который вознамерился повторить в целом положительные результаты Великобритании, ключевыми нормативными актами стали принятые в рамках т. н. Третьего энергопакета в 2009 году Третья газовая директива и Регламент 715, хотя процесс реформирования стартовал еще в начале 1990-х годов, на фоне подобного развития событий в США и Великобритании.

Документы Третьего энергопакета предусматривают возможность альтернативных механизмов управления транзакциями относительно услуг по транспортировке газа между предприятиями, которые добывают и продают газ, и собственно операторами газопроводов.

В документах предусмотрены три альтернативы: полное разделение (ownership unbundling, OU), независимый системный оператор (Independent System Operator, ISO) и независимый транспортный оператор (Independent Transmission Operator, ИТО) [13]. В первом случае у двух компаний должны быть разные собственники, что подразумевает их фактическую автономию, во втором и третьем случаях транспортные активы могут оставаться в собственности газовых компаний, но при варианте ISO управление мощностями передается специальной независимой организации, при варианте ИТО управление может оставаться в руках вертикально интегрированной компании при условии операционного и финансового разграничения структурных подразделений. В двух последних вариантах предполагается жесткий контроль за добросовестным, недискриминационным управлением газопроводами со стороны Еврокомиссии.

В результате этих изменений предположительно должна существенно улучшиться конкурентная среда на европейском газовом рынке, поскольку рыночная власть крупнейших газовых компаний (в том числе «Газпрома») снизится, а возможности переключения между поставщиками газа увеличатся. Косвенно такая динамика подтверждается тем, что доля газа, продаваемого на европейском оптовом рынке на конкурентных площадках (хабах), на базе текущей конкуренции между поставщиками, возросла с 30% в 2009 до примерно 65% в 2014–2016 годах [14]. Правда, эту динамику можно частично списать на высокие цены на нефть 2011–2014 годов, приведшие к снижению конкурентоспособности российского экспорта газа, который продается не на конкурентных площадках, а по долгосрочным контрактам. Но и другие индикаторы указывают на улучшение конкурентной среды на рынке (в частности, корреляция цен между хабами) [15].

С учетом довольно сложной эволюции американского и британского регулирования в ЕС изначально было предусмотрено создание подробной, всесторонней системы регулирования газового рынка, включающей несколько сетевых кодексов. При этом, правда, кодексы формировались в течение нескольких лет после принятия Третьего энергопакета, но и меры по разделению компаний предпринимались поэтапно.

Состав этих кодексов дает представление о составе проблем регулирования крупного и неоднородного газового рынка. Он включает:

- сетевой кодекс по тарифам;
- сетевой кодекс по совместимости и обмену данными;
- сетевой кодекс по управлению перегрузками;
- сетевой кодекс по распределению мощностей;

сетевой кодекс по балансировке рынка.

По состоянию на начало 2018 года все эти кодексы приняты – хотя, например, тарифный кодекс был утвержден только в 2017 году, а некоторые его положения вступят в силу только в мае 2019 года – и ведется работа по мониторингу адаптации государств ЕС к их выполнению, так что о результатах работы – во всяком случае в части развития тарифного регулирования – говорить пока рано. Но важно хотя бы суммировать те позиции, с которыми вышли европейские регуляторы.

Принятый в 2009 году Регламент 715 в пп. 7 и 8 преамбулы содержит основные принципы регулируемого тарифообразования, в числе которых:

- недискриминационный характер;
- полное покрытие издержек и обеспечение приемлемой нормы доходности на инвестированный капитал;
- преимущественное применение эталонного метода тарифообразования;
- обеспечение стимулов для создания новой инфраструктуры.

Отметим, что эти принципы в явном виде не содержат стимулирования к повышению эффективности действующей инфраструктуры и к снижению издержек, хотя по идее именно такие позиции должны занимать важное место при использовании принципов оптимального ценообразования.

Регламент 715 также предполагает, что тарифы должны устанавливаться по принципу зон входа-выхода (отдельно для каждой зоны), без перекрестного субсидирования могут определяться с помощью рыночных механизмов (аукционов), не должны ограничивать конкуренцию и возможности международной торговли.

Сетевой кодекс по тарифам подробнее описывает предписываемую государствам – членам ЕС методику тарифообразования, которая предусматривает введение двухставочного тарифа и включает достаточно подробное описание процедур тарифообразования с точки зрения распределения необходимой валовой выручки по элементам тарифа и непосредственно его вычисления, а также переноса сформированной экономии или перерасхода на будущие периоды. Также в составе определений указано, что среди методов тарифообразования фигурируют затратный метод («издержки плюс»), метод доходности инвестированного капитала, методы потолка выручки и цен.

Сетевой кодекс дает возможность национальным регуляторам применять стимулирующие механизмы, однако не делает их обязательными: оговаривается только то, что национальные регуляторы должны сообщать о применяемых ими стимулирующих механизмах, а также предполагается, что стимулирующие механизмы будут приводить к

изменениям в механизме учета экономии или перерасхода в будущих периодах, так что они будут учитываться только частично или не учитываться вовсе.

Таким образом, в части регулирования газового рынка Евросоюз по ключевым позициям пытается повторить опыт США и Великобритании, добившись формирования конкурентного рынка газа при сохранении регулируемой естественно-монопольной транспортировки. Но акцент пока сделан именно на развитие рыночной среды в конкурентном сегменте газового рынка, а не на повышение внутренней эффективности естественно-монопольного сегмента.

2 Электроэнергетика

Регулирование электроэнергетического рынка имеет ряд схожих параметров с регулированием рынков энергоносителей, в частности газа, так что они нередко рассматриваются в комплексе. В обоих случаях сетевая инфраструктура является единственным способом передачи товара (в отличие от нефти), в обоих случаях ее строительство – весьма капиталоемкий процесс, что обуславливает высокий эффект масштаба и, следовательно, естественно-монопольные характеристики сетевого сегмента, но в обоих случаях вполне возможна конкуренция на стадиях производства и сбыта.

Важное различие состоит в том, что электроэнергию крайне трудно хранить при существующем уровне технологий, а потери при ее передаче весьма велики, что ограничивает границы рынков и требует с еще большим вниманием относиться к распределению мощностей и управлению перегрузками, в том числе с помощью тарифных стимулов.

2.1 Великобритания

Электроэнергетический рынок Великобритании вплоть до начала 1990-х годов полностью контролировался государством: выработка электроэнергии находилась под контролем государственного органа Central Electricity Generating Board (CEGB). Он же передавал энергию 12 распределительным компаниям, владевшим монополией в соответствующих регионах. В 1990 году CEGB был разделен: появились 3 генерирующие компании и 1 сетевая компания National Grid. Потом тарифы на электроэнергию были поэтапно либерализованы: сначала конкурентный рынок электроэнергии начал действовать для крупных пользователей (около половины продаж), но постепенно возможность закупать электроэнергию на конкурентном рынке распространилась на всех пользователей [16].

В 2000-е годы National Grid, будучи системным оператором британского оптового рынка электроэнергии, а также собственником и оператором британской высоковольтной сети электропередачи, регулировалась на основе принципа разделения доходов, или скользящей шкалы (Sliding Scale). Этот метод регулирования является гибридом стимулирующего метода индексации цен (Price Cap) и метода регулируемой доходности инвестированного капитала (RAB или ROR). В соответствии с этим методом регулирования при превышении доходности над заданным в рамках RAB «коридором» регулируемая

компания снижает тарифы, то есть «делится» излишним доходом с потребителями, а при слишком низкой доходности – напротив, может повысить тарифы.

В отношении региональных распределительных сетевых компаний применялся метод RPI – X, то есть метод индексации цен, как это было и в упомянутом выше случае British Gas. Более гибкий стимулирующий подход к National Grid как национальному оператору объясняется относительно высокими рисками при резком сокращении издержек.

В начале 2010-х годов было принято решение пересмотреть методы регулирования и внедрить более сложный стимулирующий подход RIIО (Revenue = Incentives + Innovation + Output), который касается как электроэнергетики, так и газоснабжения. В рамках этого подхода разработано несколько тарифных схем, все они включают дополнительные стимулы для компаний в части осуществления инновационных инвестпроектов, стимулы к более точному и оперативному раскрытию информации, подключение потребителей к тарифной политике. Также был введен более длительный период регулирования – 8 лет (2013–2021 и 2015–2023 для разных секторов).

В настоящее время проводится анализ и частичный пересмотр подхода RIIО: хотя в целом регулятор Ofgem оценивает его скорее положительно, возник ряд вызовов и проблем, вследствие которых в 2020-х годах британцы планируют перейти к обновленному подходу RIIО-2.

Отчасти неблагоприятный информационный фон вокруг регулирования связан с исследованием британской антимонопольной службы, установившей, что потребители энергетических услуг (газо- и электроснабжения) понесли необоснованные расходы на сумму около 1,4 млрд фунтов в год. Этот результат вынудил правительство в начале 2018 года пойти на внесение в парламент законопроекта, в соответствии с которым планируется ограничить повышение тарифов для 11 миллионов домохозяйств в 2019–2020 годах (кроме тарифов на возобновляемую энергию).

Есть свидетельства и непосредственно против нынешней формулировки RIIО. В 2017 году был обнародован доклад потребительской организации Citizens Advice, которая установила, что за восьмилетний период регулирования энергетические компании необоснованно обогатятся за счет потребителей на 7,5 млрд фунтов. Эти потери возникли вследствие «переоценки риска для инвесторов в инфраструктуру, переоценки уровня процентных ставок и завышения первоначального уровня расходов инфраструктурных компаний, которое позволило им легко обеспечить «экономия» (при долгосрочном стимулирующем регулировании компании могут оставлять эту экономию себе)» [17].

Одновременно с этим весной 2018 года Ofgem вышел с предварительными предложениями по RIIО-2, которые предположительно позволят преодолеть указанные недостатки и усилить положительные стороны RIIО (Таблица 1). Среди этих предложений необходимо отметить предусмотренное сокращение доходности, снижение сроков регулирования (из-за динамичных изменений в технологиях и финансовой сфере), ограничение специального финансирования инновационных проектов.

Таблица 1 – Основные пункты усовершенствования системы тарифного регулирования энергетической инфраструктуры в рамках RIIО-2

Предложения в RIIО-2	Обоснование	Особые позиции сторон
Усиление роли потребителей		
– учреждение формализованных групп потребителей и пользователей и механизмов их взаимодействия с сетевыми компаниями и Ofgem	– взаимодействие со стейкхолдерами улучшит качество бизнес-планов; – информационные преимущества для оценки требований к сети; – появится способ государственного мониторинга качества взаимодействия компаний со стейкхолдерами	– сетевые компании против навязывания правил по составу и механизмам взаимодействия со стейкхолдерами
Функционирование сетей		
– сокращение длительности периода регулирования с 8 до 5 лет; – разделение тарифных источников финансирования для системного оператора и для национальной сети электропередачи; – усиленный контроль необходимости инвестиций;	– сектор энергетики быстро меняется, и предположения в 2013 году при назначении 8-летнего периода не подтвердились; – для обеспечения работы всей системы необходимо применять разные стимулы для разных сторон в энергосетевом комплексе; – необходимость отклонять дорогостоящие проекты инфраструктуры с низкой нагрузкой в будущем	– большинство компаний хотят сохранить 8-летний период для более долгосрочного горизонта планирования; – стейкхолдеры находят обоснованным финансовое разделение системного оператора и сетей электропередачи
Инновации и эффективность		
– поддержка инноваций за счет сохранения механизмов стимулирования в скорректированном формате (отход от специальных стимулов для инновационных проектов в пользу их включения в стандартные инвестпрограммы, поддержка отдельных критически важных проектов);	– инновационный характер и открытость сетевой деятельности для конкуренции могут снизить издержки и обеспечить трансформацию энергетической системы; – формирование справедливой цены для потребителей за счет конкурентных механизмов ценообразования (напр., эталонное ценообразование); – сильные положительные эффекты от конкуренции «за	– большинство сетевых компаний поддерживают сохранение инновационных стимулов RIIО-1; – стейкхолдеры поддерживают развитие конкуренции

Предложения в РПО-2	Обоснование	Особые позиции сторон
– расширение конкуренции «за рынок» между инфраструктурными компаниями и использование квазиконкурентных механизмов ценообразования на рынке	рынок» (напр., на основе конкурсов на реализацию проектов между инфраструктурными компаниями)	
Прозрачность контроля цен		
– альтернативные сочетания двух предшествующих инструментов для повышения качества раскрытия информации (финансовые стимулы или ускоренное рассмотрение для более качественных планов): отмена одного из них или введение модифицированного сочетания	– для установки справедливой для потребителей стоимости требуются качественные бизнес-планы с более тщательным обоснованием затрат; – эффективность ранее действовавших механизмов раскрытия информации не подтвердилась	– сетевые компании поддерживают сохранение механизма ускоренного рассмотрения бизнес-планов, хотя есть сомнения в эффективности обоих механизмов
Справедливая доходность		
– сокращение ожидаемой нормы доходности инвестированного капитала с 6-7% до 3-5%; – новые опции снижения риска получения компаниями необоснованного дохода	– доходность сетевых компаний является слишком высокой с учетом низких рисков в отрасли	– многие из сетевых компаний оспаривают утверждение о том, что доходность была выше, чем ожидалось; – споры о релевантности показателей прибыльности компании

Источник — [17]

2.2 Европейский союз

Политика создания единого электроэнергетического рынка ЕС осуществляется параллельно с созданием единого газового рынка в основном по тем же принципам: разделение функций по передаче электроэнергии, с одной стороны, и по выработке и продаже электроэнергии (то есть собственно по обращению товара), с другой стороны. Аналогично рассмотренной ранее в этом подразделе газовой отрасли в электроэнергетике предусмотрены альтернативные модели разделения вертикально интегрированных компаний с возможностью как полного отделения собственности, так и сохранения собственности при изменении модели управления в рамках опций ISO и ИТО. Основными нормативными документами являются принятые также в рамках Третьего энергопакета в 2009 году Директива 2009/72/ЕС и Регламент 714.

В части тарифного регулирования Регламент 714, описывающий основы доступа участников рынка к электрическим сетям, еще менее подробен, чем аналогичный Регламент 715 по газу, однако он предусматривает одну особенность стимулирующего аспекта в электроэнергетике. Предполагается, что тариф должен выполнять, помимо прочего, информационную функцию в части пространственной дислокации мощностей, фактически транслируя сигнал о дефиците или избытке тех или иных мощностей в какой-либо местности для целей дальнейшей инвестиционной политики, с учетом рисков потерь в сетях.

В электроэнергетике предусмотрен еще больший набор сетевых кодексов, в том числе:

- сетевой кодекс о присоединении потребителей;
- сетевой кодекс о присоединении высоковольтных сетей постоянного тока;
- сетевой кодекс о требованиях для генераторов;
- сетевой кодекс о чрезвычайных ситуациях и восстановлении;
- сетевой кодекс о системных операциях;
- сетевой кодекс о распределении мощностей и управлении перегрузками;
- сетевой кодекс о балансировке рынка энергосистемы;
- сетевой кодекс о распределении мощностей на форвардном рынке.

Отметим, что регулирование тарифов отдельно не вынесено в какой-либо из кодексов.

Вопрос о тарифах рассматривался в последнее время Агентством по кооперации энергетических регуляторов (ACER) – одним из ключевых рабочих органов по реализации реформирования рынков, – но было принято решение об отказе от создания специализированного документа, поскольку действующая ситуация и тенденции в целом не препятствуют развитию рынка, а эффекты от дополнительных мер будут весьма ограниченными [18].

Меньшее внимание к тарифам на передачу электроэнергии вполне можно интерпретировать на базе объективных факторов. Если на газовых рынках из-за существенного территориального разброса между спросом и предложением есть потребность в больших перетоках товара между странами ЕС с использованием единой инфраструктуры, то электроэнергетика, сгруппированная в местах дислокации потребителей, размещена более равномерно. Соответственно, и потребность в масштабных транзитных потоках, которые потребовали бы гармонизированного тарифного регулирования, существенно меньше.

2.3 США

Действующая модель электроэнергетического рынка США имеет общие черты с американской моделью рынка газа: она основана на дерегулировании оптового рынка электроэнергии и мощности при сохранении регулирования естественно-монопольного сегмента в электропередаче и менеджменте энергосистем.

До середины 1990-х годов стандартной практикой для большей части американской электроэнергетики было предоставление электроснабжения в рамках вертикально интегрированной компании, включавшей генерацию, магистральную передачу, распределение и сбыт. Эти организации регулировались региональными энергетическими комиссиями с тарификацией по методу доходности инвестированного капитала. На федеральном уровне оптовый рынок, связанный с межрегиональными транзакциями, регулировался FERC (ранее – FPC) [19].

Важнейшим нормативным актом в США стал Приказ FERC № 888 от 1996 года, предусматривавший, что все владельцы магистральных (межрегиональных) линий электропередачи должны обеспечить недискриминационный доступ к сетям и предоставить клиентам, соответственно, недискриминационную систему тарифов, которые в свою очередь компенсировали все обоснованные издержки предприятий по электропередаче. Важно, что недискриминационный характер тарифов касается и самого собственника сетей – то есть другим клиентам надо оказывать услуги по тем же тарифам, что и самому собственнику. Возможности самого собственника транспортировать собственную энергию связаны с тем, что, в отличие от ЕС, в США не было провозглашено полное разделение сферы обращения электроэнергии и сферы транспортировки с необходимостью соответствующего разделения предприятий – хотя было принято решение о функциональном разделении. Это означает, что коммунальные компании должны были по крайней мере по отдельности учитывать и тарифицировать функции, связанные, с одной стороны, с передачей, с другой стороны, с генерацией и продажей электроэнергии.

Несмотря на этот шаг по развитию конкуренции, FERC сохранила полномочия по регулированию тарифов не только на передачу электроэнергии, но и на саму электроэнергию на оптовом рынке при межрегиональных операциях, хотя применяемые FERC механизмы гибкости позволяют использовать и рыночные механизмы ценообразования. Эти рыночные механизмы получили сильное распространение, хотя следует учесть, что права на их использование могут быть отозваны FERC, и процессы ценообразования в целом находятся под тщательным контролем регулятора [19].

Тарифы на электропередачу по межрегиональным ЛЭП регулируются FERC преимущественно на основе метода доходности инвестированного капитала. В то же время для новых мощностей распространение получает опция договорного установления тарифных ставок [20].

В значительной части рынки электроэнергии регулируются на уровне отдельных штатов или групп штатов, между которыми наблюдаются существенные отличия в порядке регулирования.

Во-первых, в ряде штатов (Северо-Восток, Техас, пострадавшая от энергетического кризиса начала 2000-х годов Калифорния) проводятся программы по либеральной реструктуризации розничного рынка электроэнергии.

Во-вторых, в ряде регионов действуют более или менее крупные субнациональные оптовые рынки электроэнергии и мощности, которые и позволяют формировать рыночные цены на электроэнергию, используемые вместо регулируемых цен FERC. В этом случае на данном рынке создается специальный собственный регулятор: региональная организация по электропередаче (RTO) или независимый системный оператор (ISO), который и обеспечивает координацию рынков электроэнергии и мощности. Эти же организации могут устанавливать тарифы на передачу электроэнергии, впоследствии утверждаемые FERC. Примером одного из таких крупных рынков является рынок PJM (и одноименный регулятор) в северо-восточных штатах США.

Переход регулирования на субнациональный уровень может быть интерпретирован с той же точки зрения, что и отказ от полной гармонизации тарифов в Европе: высокие потери электроэнергии при транспортировке и сложность ее хранения фактически сокращают границы рынков и снижают необходимость централизованного регулирования.

3 Железнодорожный транспорт

3.1 США

Развитие железнодорожного транспорта в США в XIX веке шло по либеральной траектории: государственное регулирование было минимальным вплоть до конца века – но в 1880-х годах недовольство потребителей антиконкурентными практиками собственников железных дорог заставило провести реформу.

В 1887 году был принят Закон о межрегиональной торговле (Interstate Commerce Act), в соответствии с которым железнодорожные компании получали статус «common carrier» и должны были в связи с этим обеспечить недискриминационный доступ к собственным услугам с применением экономически обоснованных тарифов. При этом критерии экономической обоснованности в достаточной мере не были прописаны [21].

Впоследствии, в описанном выше законе Хэпберна дополнительно была прописана оговорка «commodity clause», ограничивавшая возможности по совмещению функций перевозки товаров и торговли ими. Действительно, в противном случае формальное назначение одного и того же тарифа теряло смысл, так как вертикально интегрированный транспортировщик, уплачивающий тариф за перевозку сам себе, без должного контроля мог бы компенсировать или вовсе не уплачивать тот самый единый недискриминационный тариф.

Эта и другие меры позволили поэтапно придать Межрегиональной коммерческой комиссии (Interstate Commerce Commission, ICC) набор полномочий, достаточный для эффективного регулирования тарифов. Вдобавок к этому комиссия контролировала сделки экономической концентрации и использование маршрутов железнодорожными компаниями.

В условиях существования сети частных железных дорог эти меры должны были создать условия для предотвращения дискриминации клиентов со стороны перевозчика. В противном случае именно решения перевозчика могли бы оказывать ключевое влияние на развитие того или другого торгового бизнеса.

Это регулирование просуществовало до 1970-х годов XX века, когда под влиянием тяжелой экономической ситуации в отрасли вновь пришлось провести реформы. Проблема состояла в низкой конкурентоспособности железнодорожного сектора по сравнению с автомобильными перевозками. Тарифное регулирование ICC было недостаточно гибким, высокие тарифы нередко назначались на наименее конкурентоспособные маршруты; кроме

того, ограничения на сделки экономической концентрации, отказ от маршрутов не позволяли компаниям оптимизировать бизнес [22].

В соответствии с законом «О возрождении и регуляторной реформе железных дорог» (Railroad Revitalization and Regulatory Reform Act, 4R Act) 1976 года и законом Стэггера 1980 года компании смогли отказаться от нерентабельных маршрутов, сократить благодаря этому издержки, осуществить консолидацию отдельных бизнесов, а также перейти в основном к рыночным тарифам за железнодорожные перевозки. Последнее стало возможным благодаря ослаблению ценового регулирования вследствие очевидного наличия конкуренции у железных дорог в рамках транспортного рынка в целом (если на какой-то территории конкуренция между железнодорожными компаниями или интермодальная конкуренция отсутствовала, то тарифное регулирование сохранялось).

Результатом этого дерегулирования, которым активно воспользовались железнодорожные компании, стало оживление сектора и восстановление его роли в американской транспортной отрасли, по крайней мере в части грузового транспорта [22].

3.2 Европейский союз

В сфере железнодорожного транспорта, как и в энергетических отраслях с естественно-монопольным сегментом, Евросоюз проводит политику частичного дерегулирования, либерализации конкурентного сегмента с вертикальным разделением субъектов естественной монополии (хотя бы функциональным) и гармонизацией их регулирования на всем пространстве ЕС. Таким образом, политика ЕС существенно отличается от политики США, где дерегулирование железных дорог не было привязано к отделению собственно инфраструктурного сегмента (путей) от услуг оператора транспортировки (т. е. оператора вагонов).

В сфере железнодорожного транспорта такая программа действий была фактически оформлена двумя директивами Европейского совета о железнодорожном транспорте 1990-х годов (Council Directive 91/440/EEC of 29 July 1991, Council Directive 95/19/EC of 19 June 1995), а также тремя пакетами законодательных изменений первой половины 2000-х годов (3 директивы 2001 года, в т. ч. Третьим железнодорожным пакетом 2004 года, который, таким образом, даже предшествовал Третьему энергопакету хронологически [23]).

Две директивы 1990-х годов предусматривали допуск независимых транспортных операторов к железнодорожной инфраструктуре, разделение функций по предоставлению услуг инфраструктуры и транспортировки (у тех компаний, которые сохраняли вертикально интегрированную структуру), введение недискриминационных и не

превышающих экономически обоснованную величину тарифов за пользование инфраструктурой (в т. ч. отдельных тарифов за пользование инфраструктурой и собственно перевозку), запрет дискриминации различных категорий пользователей.

В результате в 1990-х годах целый ряд европейских стран провели соответствующие преобразования, и это позволило провести исследования изменения эффективности железнодорожной отрасли. Так, Г. Фрибел и соавторы провели эмпирический анализ показателей эффективности железных дорог в 12 европейских странах в 1980-е и 1990-е годы и подтвердили повышение эффективности благодаря проведенным реформам, хотя и с некоторыми оговорками: постепенные полноценные реформы привели к более высоким результатам, чем частичные реформы, но и те, и другие оказались лучше, чем «шоковые» одномоментные реформы [24].

Первый железнодорожный пакет 2001 года предписал создание независимого регулятора для отрасли, а также существенно развил требования к раскрытию информации со стороны инфраструктурной компании, в том числе по структуре и системе взимания тарифов, однако конкретные механизмы тарифообразования не предписывались. Второй железнодорожный пакет был нацелен в большей степени на интеграцию европейских железнодорожных сетей, в том числе путем создания единого европейского регулятора, а Третий железнодорожный пакет определял особенности пассажирских перевозок.

В конце десятилетия оказалось, что основы регулирования железнодорожного транспорта, заложенные Первым железнодорожным пакетом, не вполне эффективны и нуждаются в переработке.

В результате в 2012 году была издана новая директива (Directive 2012/34/EU of the European Parliament and of the Council of 21 November 2012), пересматривающая и уточняющая положения директив, изданных до 2001 года включительно, и фактически заново объединяющая их в один новый документ.

Новая директива существенно уточняет принципы недискриминационного доступа и правила раскрытия информации, но вместе с этим подвергается критике за риск чрезмерного регуляторного бремени.

В части тарифов Директива 2012 года вводит намного более подробные принципы тарифообразования, нацеленные, однако, прежде всего на предотвращение введения необоснованных или завышенных тарифов и потому основанные на принципе компенсации фактически понесенных издержек (п. 3 ст. 31), хотя, как справедливо подчеркивает Г. Книпс, введение методов стимулирующего регулирования могло бы в не меньшей степени способствовать повышению эффективности сектора за счет развития более гибких моделей

тарификации инфраструктуры с оптимизацией режимов ее использования и более сильных стимулов к инвестициям [23].

Заключение

Универсализация регулирования естественных монополий выходит далеко за рамки собственно тарифного регулирования, поскольку перед определением конкретных механизмов и методов тарифообразования необходимо четко выделить необходимый объект регулирования. Зарубежный опыт, даже для рассмотренного ограниченного числа отраслей и юрисдикций, свидетельствует о том, что ответ на этот вопрос не инвариантен относительно отрасли и периода ее развития.

Важным универсальным элементом эволюции регулирования естественных монополий было стремление к формированию конкурентной среды за счет обеспечения недискриминационного доступа к инфраструктуре, в том числе за счет недискриминационных тарифов.

Универсализация этого подхода началась с введения понятия «common carrier» («общий перевозчик», обязанный оказывать услуги всем желающим на недискриминационной основе) в законодательстве США в конце XIX в. относительно железных дорог и его распространения на нефтепроводы в начале XX в. Он был дополнен принципом «commodity clause», предполагающим вертикальное разделение функций по предоставлению и по использованию инфраструктуры, так чтобы инфраструктурная компания не могла уплачивать тариф сама себе, что давало бы ей возможность перекрестного субсидирования своих собственных поставок за счет перераспределения финансовых потоков внутри компании и получения конкурентных преимуществ относительно других перевозчиков благодаря владению инфраструктурой.

Принципы «common carrier» и «commodity clause» широко распространились в рамках регулирования и реформирования естественных монополий, однако последний из них не прижился, в частности, в трубопроводной транспортировке нефти, где вертикальная интеграция до сих пор широко распространена. Причина – условный характер «монополизации» инфраструктуры в данной отрасли, где возможно уклониться от использования данной инфраструктуры. Соответственно, и тарифное регулирование здесь является менее жестким в развитых юрисдикциях, т. к. при отсутствии «commodity clause» оно не играет решающей роли.

В железнодорожной отрасли принцип «commodity clause» был реализован по-разному в Европе и США, причем в Европе он зашел гораздо дальше, до стандартного для других отраслей требования разделения инфраструктурных услуг и операторов перевозок, тогда в США в условиях интермодальной конкуренции это не было признано необходимым, а в конечном счете тарифы из-за этого и вовсе были дерегулированы.

В газовую отрасль США эти принципы пришли гораздо позже, после сложной эволюции регулирования, но впоследствии они возобладали как в США, так и в Великобритании, а потом и в континентальной Европе, причем во всех этих юрисдикциях регулирование газовой отрасли потребовало достаточно серьезной работы по выработке непосредственно правил тарифообразования в рамках национального (или наднационального) рынка.

Решения в сфере электроэнергетики подобны решениям в газовой отрасли, однако сокращение эффективных географических границ рынка из-за существенных потерь и сложности хранения позволяет в большей степени дифференцировать подходы по регионам без риска дискриминации.

При разработке методов тарифообразования регуляторы все чаще обращаются к стимулирующим методам (прежде всего индексации цен) и к эталонному методу, хотя, строго говоря, проводить грань между методами довольно сложно – как из-за различий в терминологии, так из-за фактического применения комбинации методов для конкретной тарифной схемы. Расчет базового уровня цены (выручки) все равно часто требует использования метода «издержки плюс» или доходности инвестированного капитала, особенно в отсутствие приемлемых эталонов, а стимулирующий эффект метода индексации будет зависеть от того, насколько обоснован принцип этой индексации и каков ее период. При этом для разумной индексации также может потребоваться использование затратных методов. Применение долгосрочного тарифообразования с длительным сроком также не является панацеей, поскольку, как показывает опыт внедрения схемы RPI-X в Британии, ситуация на рынках может меняться довольно быстро, и в этом случае возможны слишком высокие переплаты пользователей.

Таким образом, несмотря на наличие ряда общих принципов и подходов к регулированию естественных монополий (в том числе тарифному), полная универсализация не происходит на практике и не представляется вполне целесообразной, так что регулятору требуется иметь в своем распоряжении механизмы гибкости.

В то же время эта гибкость как раз может быть получена за счет интеграции подходов к тарифному регулированию в рамках единой аналитической и регуляторной системы, подразумевающей наличие как единого регулятора, так и единой нормативной базы для тарифного регулирования отраслей с естественно-монопольным сегментом.

Список использованных источников

- 1 Williamson O. Comparative Economic Organization: The Analysis of Discrete Structural Alternatives // Administrative Science Quarterly. 1991. Vol. 36, No. 2. P. 269–296.
- 2 Correlje A., Groenleer M., Veldman J. Understanding institutional change: the development of institutions for the regulation of natural gas transportation systems in the US and the EU / EUI Working Paper RSCAS 2013/07. 2013.
- 3 Makholm J. The Political Economy of Pipelines, A Century of Comparative Institutional Development. – L., Chicago: University of Chicago Press, 2012.
- 4 U. S. Electronic Code of Federal Regulations // [Электронный ресурс]. – URL:<https://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?gp=&SID=629a3feaa64afdb94f5193c0f2089549&mc=true&tpl=/ecfrbrowse/Title18/18CIsu bchapP.tpl> дата обращения: 1 июня 2018 года.
- 5 Makholm J. The Theory of Relationship-Specific Investments, Long-Term Contracts and Gas Pipeline Development in the United States – NERA Economic Consulting. 2006.
- 6 Joskow P. Natural Gas: From Shortages to Abundance in the United States // American Economic Review. Papers and Proceedings. 2013 Vol. 103, No. 3. P. 338–343.
- 7 MacAvoy P. The Natural Gas Market: Sixty Years of Regulation and Deregulation. – New Heaven, L.: Yale University Press. 2006.
- 8 European Parliament (Directorate General for Internal Policies Policy Department A: Economic and Scientific Policies). An Assessment of the Gas and Oil Pipelines in Europe. – European Parliament, 2009.
- 9 Energy Charter Secretariat. Bringing Oil to the Market. – Energy Charter Secretariat, 2012.
- 10 Thomson Reuters Practical Law // [Электронный ресурс]. – URL:<https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/> дата обращения: 1 июня 2018 года.
- 11 Abbott M. The Economics of the Gas Supply Industry. – Routledge, 2016.
- 12 Laffont J. J., Tirole J. A theory of incentives in procurement and regulation. – Cambridge, MA: MIT press, 1993.
- 13 Yafimava K. The EU Third Package for Gas and the Gas Target Model: major contentious issues inside and outside the EU / OIES Paper NG-75. April 2013.
- 14 International Gas Union. Wholesale Gas Price Survey 2017 Edition – IGU, 2017.

- 15 Аналитический центр при Правительстве РФ. Конкуренция на рынках газа Европы: к новому равновесию / Энергетический бюллетень № 37. Развитие конкуренции на газовых рынках. Июнь 2016 г.
- 16 Hauge J., Sappington D. Pricing in Network Industries / Baldwin R. et al. (eds). Oxford Handbook on Regulation. – Oxford University Press, 2010.
- 17 Аналитический центр при Правительстве РФ. Тарифные реформы в русле мировых тенденций // Энергетический бюллетень № 58. Тарифная политика в ТЭК. Март 2018 г.
- 18 ACER. Scoping towards potential harmonisation of electricity transmission tariff structures. Conclusions and Next Steps // [Электронный ресурс]. – URL:https://acer.europa.eu/en/Electricity/FG_and_network_codes/Documents/Scoping%20conclusions%20for%20harmonised%20Transmission%20Tariff%20Structures%20in%20Electricity.pdf дата обращения: 1 июня 2018 года.
- 19 Borenstein S., Bushnell J. The US electricity industry after 20 years of restructuring // Annual Review of Economics. 2015. Vol. 7, No. 1. P.437-463.
- 20 Dennis J. Introduction to Electric Power Regulation and Electricity Markets // [Электронный ресурс]. – URL:<https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/20150625webinar.pdf> дата обращения: 1 июня 2018 года.
- 21 Доббин Ф. Формирование промышленной политики. – М.: Изд. дом ВШЭ, 2013.
- 22 Slack B. Rail Deregulation in the United States / Rodrigue J.-P. (ed.). The Geography of Transport Systems – Routledge, 2017.
- 23 Knieps G. Competition and the railroads: A European perspective // Journal of Competition Law and Economics. 2013. Vol. 9, No. 1. P. 153-169.
- 24 Friebe G., Ivaldi M., Vibes C. Railway (de) regulation: a European efficiency comparison // Economica. 2010. Vol.77, No. 305. P. 77-91.