

Орлова Ю. А., аспирант факультета экономики кафедры экономического анализа организаций и рынков НИУ ВШЭ, г. Москва, juorlova@yandex.ru

РЕФОРМА РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАРИФОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ: УСЛОВИЯ ПОВЫШЕНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ СЕКТОРА

Работа посвящена анализу реформы регулирования тарифообразования российских электросетевых компаний в контексте мировых тенденций в этой области. Тарифное регулирование электросетевых компаний определяет не только операционную эффективность субъектов регулирования и надежность энергоснабжения, но и существенно влияет на развитие конкуренции на оптовом и розничном рынках электроэнергии и мощности, на успех возможной приватизации. В статье обобщены взгляды на проблему регулирования сетевых компаний, показаны реализуемые подходы к регулированию электросетевых компаний в зарубежных странах, предлагаются прогнозы относительно эффектов реализуемых в России механизмов регулирования электросетевых компаний.

Ключевые слова: реформирование электроэнергетики, конкуренция в электроэнергетике, электросетевые компании, стимулирующее регулирование, бенчмаркинг.

Конкурентоспособность российского электросетевого комплекса и проблема совершенствования регулирования тарифообразования

Еще в 1980-х годах в российской электроэнергетике стали проявляться признаки стагнации: производственные мощности обновлялись медленнее, чем росло потребление электроэнергии. В 1990-е годы процесс обновления энергетических мощностей практически остановился. На сегодняшний день более 50% сетей низкого и среднего напряжения, которые эксплуатируются МРСК¹, выработали свой норматив-

ный срок, 7% выработали два нормативных срока, общий износ достиг 70%. Износ магистральных электрических сетей высокого напряжения ОАО «ФСК ЕЭС» оценивается на уровне 50%². В российском электросетевом комплексе требуются инвестиции в новое строительство, обновление, возможно, оптимизация состава энергосетевых мощностей.

Действовавшая до 2009 г. система тарифообразования на передачу электроэнергии по схеме «затраты плюс» не способствовала реализации инвестиционных проектов. Для того чтобы стимулировать инвестиционную деятельность и повысить эффектив-

пределительные сети среднего и низкого напряжения, входившие в состав ОАО РАО «ЕЭС России».

¹ Межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК) были созданы в ходе реформирования ОАО РАО «ЕЭС России», эксплуатируют все рас-

² Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 г. №511-р.

ность операционной деятельности, государством был принят ряд нормативных актов, позволивших электросетевым компаниям начать с 2009 г. переход на долгосрочное регулирование тарифов на основе доходности инвестированного капитала (RAB-регулирование³). С 2012 г. краткосрочное регулирование по схеме «затраты плюс» перестало применяться вовсе, и тарифы для компаний, не перешедших на RAB-регулирование, формируются методом долгосрочной индексации.

Особенности перехода к новым видам регулирования тарифообразования электрических сетей в России спровоцировали резкий рост сетевой составляющей в конечном тарифе коммерческих потребителей, что негативно сказывается как на конкурентоспособности отечественных производителей, так и на перспективах развития единой энергосистемы.

Развитие конкуренции в электроэнергетике — одна из задач реформирования сектора — прямо зависит от состояния электросетевого хозяйства. Нехватка сетевой инфраструктуры и/или чрезмерные затраты на ее эксплуатацию ослабляют конкуренцию между поставщиками электроэнергии. Для некоторых энергодефицитных регионов, соседствующих с энергопрофицитными областями, развитие электросетевой инфраструктуры может быть экономически обоснованной альтернативой строительству генерирующих мощностей.

Новой российской реалией становятся ситуации, когда для промышленных потребителей становится экономически выгодным строительство собственных генерирующих мощностей и соответственно отказ от потребления электроэнергии от ЕНЭС (Единой национальной энергетической системы). Одним из основных последствий развития так называемой распределенной ге-

нерации в условиях нерешенной проблемы перекрестного субсидирования в электроэнергетике является увеличение тарифной нагрузки на остающихся в единой энергосистеме коммерческих потребителей, в том числе малый и средний бизнес.

Цель настоящей работы — анализ реформы регулирования тарифов⁴ российских электросетевых компаний в контексте мировых тенденций в этой области. В статье обобщены взгляды на проблему регулирования сетевых компаний, показаны реализуемые подходы к регулированию электросетевых компаний в зарубежных странах, предлагаются прогнозы относительно эффектов реализуемых в России механизмов регулирования электросетевых компаний.

Объектом исследования являются распределительные электросетевые компании, осуществляющие передачу электроэнергии на среднем и низком напряжении⁵, в странах, где они обособлены в результате разделения вертикально интегрированных энергетических компаний по видам деятельности.

Место регулирования тарифообразования в концепциях реформ электроэнергетики

Как правило, реструктуризация электроэнергетики подразумевает выработку решений относительно пяти следующих основных аспектов.

1. Разделение естественно-монопольных (транспорт, передача электроэнергии, диспетчеризация) и потенциально конкурентных видов деятельности (производство и сбыт электроэнергии). Разделение по ви-

³ От англ. *regulatory asset base* — регулируемая база капитала; вариант регулирования на основе обеспечения уровня доходности (*rate-of-return*).

⁴ Далее под регулированием понимается именно регулирование тарифов, если не указано иное.

⁵ Определить электрические сети, являющиеся объектом исследования, по классу напряжения не представляется возможным, так как в разных странах класс напряжения магистральных и распределительных сетей отличается.

дам деятельности различается по «глубине»: возможно разделение учета внутри компании с введением «китайских стен» между департаментами компании, разделение оплаты электроэнергии потребителями по видам услуг (генерация, транспорт, передача, сбыт), а также разделение непосредственно компаний. Последний вариант предполагает юридическое разделение (*legal unbundling*) и более жесткое полное разделение (*ownership unbundling*), в результате которого вводится запрет на совмещение монопольных и потенциально конкурентных видов деятельности в рамках одной группы лиц⁶. Разделение собственников позволяет снять проблему нечестной конкуренции в результате перекладывания затрат с одного вида деятельности на другой, а также служит основой для обеспечения недискриминационного доступа к сетям.

2. Внедрение рыночных механизмов ценообразования для потенциально конкурентных видов деятельности, т. е. создание оптового и розничного рынка электроэнергии и мощности. Конкурентное ценообразование в первую очередь позволяет участникам рынка получать ценовые сигналы о потребности в электроэнергии и мощностях, создает стимулы к экономии электроэнергии и инвестиционных затрат.

3. Реформирование регулирования тарифов для естественно-монопольных видов деятельности. В настоящее время основной задачей регулирования электросетевых компаний в странах, вступивших на путь реформирования электроэнергетики, является повышение операционной эффективности регулируемых компаний, обеспечение качества и надежности энергоснабжения, создание стимулов для достаточного (но не избыточного!) уровня инвестиций.

4. Приватизация электроэнергетических активов. Является логичным шагом после

проведения реформы ценообразования в электроэнергетике и разработки внятных и долгосрочных правил функционирования отрасли, которая позволяет привлечь потенциальных инвесторов на взаимовыгодных условиях. В большинстве стран, принявших решение о приватизации электроэнергетических активов, в частную собственность в первую очередь передаются компании, осуществляющие производство и сбыт электроэнергии, в то время как приватизация электросетевых компаний происходит не везде.

5. Создание регулирующего органа, ответственного за разработку и реализацию политики регулирования (в широком смысле слова) в сфере электроэнергетики, не зависимо от участников рынков, сформировавшихся и формирующихся в отрасли.

Регулирование тарифов в электрических сетях является одной из ключевых задач в процессе реформирования электроэнергетической отрасли, что определяется как минимум следующими факторами.

Во-первых, от реализуемой системы тарифообразования в большой степени зависит операционная эффективность сетевых компаний, их инвестиционная активность, что совокупно влияет на надежность и качество энергоснабжения в кратко- и долгосрочной перспективах.

Во-вторых, от развитости и устойчивости электросетевого комплекса опосредованно зависит успех развития конкуренции на оптовом и розничном рынках электроэнергии и мощности. Например, технологические ограничения на подключения к электрическим сетям как следствие недостаточных инвестиций могут создавать условия для доминирования одного производителя на той или иной территории, а также для злоупотреблений рыночной властью.

В-третьих, исследования показывают, что успех или провал приватизации компаний, относимых к монополиям, зависит от условий и системы регулирования, применяемой

⁶ Формулировка будет зависеть от особенностей национального законодательства.

после приватизации⁷. Исследования показали, что дерегулирование и либерализация в электроэнергетике ведут к повышению эффективности отрасли, однако выделить эффект непосредственно приватизации сложно⁸. Схожие результаты получены и в исследовании реформирования телекоммуникационного сектора: регулирование и создание условий для конкуренции значительно улучшают результаты функционирования компаний сектора⁹.

В России реформа электроэнергетики стала одним из самых существенных преобразований 2000-х годов, а также заметным событием на мировом уровне, так как подразумевала амбициозную задачу реструктуризации самой большой единой энергосистемы в мире. На сегодняшний день в отрасли завершено вертикальное разделение по видам бизнеса, сформированы укрупненные компании в сфере производства, транспорта, передачи и сбыта электроэнергии; работают оптовый и розничный рынки электроэнергии и мощности; разработаны новые правила тарифообразования для электросетевых компаний; приватизированы генерирующие и сбытовые компании. Однако преобразования в отрасли нельзя считать завершенными,

так как правила функционирования рынков и методология тарифообразования электросетевых компаний требуют существенной доработки.

Для обеспечения корректности анализа регулирования тарифов российских распределительных сетевых компаний в контексте мировых тенденций в настоящей статье мы будем рассматривать только опыт стран, энергетические компании которых прошли юридическое или полное разделение по видам бизнеса.

Основные модели регулирования тарифов: теория

С позиций теории отраслевых рынков деятельность, обеспечивающая передачу электроэнергии, — типичная сетевая отрасль (*network industry*), так же как, например, телекоммуникационный сектор, транспортировка газа, железнодорожный транспорт, почтовые услуги и др.

Долгое время эти отрасли считались безусловным объектом регулирования, цель которого — максимизация общественного благосостояния — должна решаться через установление оптимальных цен и поиск второго наилучшего решения (линейное ценообразование, цены Рамсея, нелинейное ценообразование и т. д.).

Начиная с середины 1960-х годов экономическая наука накопила большой объем эмпирических исследований, анализирующих практику и последствия регулирования сетевых отраслей. В общем корпусе исследований выделяются (но не ограничиваются ими) работы, в которых изучается влияние регулирования тарифов на цены монополистов¹⁰, на производительность компаний и внедрение ими инноваций¹¹, на качество

⁷ Levy B., Spiller P. The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications // *Journal of Law, Economics and Organization*. 1994. Vol. 10. № 2. P. 201–246; Villalonga B. Privatization and efficiency: differentiating ownership effects from political, organizational, and dynamic effects // *Journal of Economic Behavior & Organization*. 2000. Vol. 42. P. 43–74.

⁸ Megginson W. L., Netter J. M. From State to Market: A Survey of Empirical Studies on Privatization // *Journal of Economic Literature*. 2001. Vol. 39. № 2. P. 321–389.

⁹ Wallsten S. J. An Econometric Analysis of Telecom Competition, Privatization, and Regulation in Africa and Latin America // *The Journal of Industrial Economics*. 2001. Vol. 49. № 1. P. 1–19; Gutierrez L. H., Berg S. Telecommunications liberalization and regulatory governance: lessons from Latin America // *Telecommunications Policy*. 2000. Vol. 24. P. 865–884. Bortolotti B., D'Souza J., Fantin M., Megginson W. L. Privatization and the sources of performance improvement in the global telecommunications industry // *Telecommunications Policy*. 2002. Vol. 26. P. 243–268.

¹⁰ Hanp.: Stigler G. J., Friedland C. What Can Regulators Regulate — The Case of Electricity // *The Journal of Law & Economics*. 1962. Vol. 5. P. 1–16.

¹¹ Hanp.: Nelson R. A., Wohar M. E. Regulation, Scale Economies, and Productivity in Steam-Electric Generation // *International Economic Review*. 1983. Vol. 24. P. 57–78;

товаров и услуг регулируемых компаний¹² и многое другое. Также интересны результаты исследования влияния регулирования тарифов на финансовые риски субъектов регулирования работы, показавшей увеличение систематического риска, а следовательно, и стоимости капитала для регулируемых компаний вследствие регуляторного процесса¹³.

Одной из самых известных стала работа Averch and Johnson (1962), доказывающая, что регулирование нормы доходности может исказить эффективные пропорции использования ресурсов, а именно капитала¹⁴. Позже Baumol and Klevorick (1970) указали на неэффективность компаний с регулируемой нормой доходности в более широком понимании (Х-неэффективность)¹⁵. Для решения этой проблемы в их работе было предложено увеличить период регулирования, зафиксировав тарифы в рамках этого периода, что позволило бы компаниям получать прибыль от усилий, затраченных на повышение эффективности.

Накопленные эмпирические данные, закрепление понятия асимметрии информации в аппарат микроэкономики и теорию отраслевых рынков способствовали сдвигу теоретического интереса от работ, посвященных оптимальным ценам, к проблемам

формирования у регулирующих компаний стимулов к повышению их эффективности. Так, появляются работы, посвященные динамическому регулированию¹⁶, бенчмаркингу¹⁷, регулированию с разделенным экономическим эффектом¹⁸. Теоретические работы этого направления объединяет поиск пути ограничения таких последствий асимметрии информации, как риск недобросовестного поведения (*moral hazard*) и риск неблагоприятного отбора (*adverse selection*).

Какие теоретические модели регулирования сетевых компаний доминируют в научных исследованиях в настоящее время? Наука может предложить регулятору не так уж много инструментов, поскольку установление цены на услуги сетевых компаний сводимо к двум основным принципам: регулированию предела повышения цены и регулированию нормы доходности.

Традиционный *затратный метод тарифообразования (cost of service)*, или *метод регулирования нормы доходности (rate of return)*, — регулятор обеспечивает компании покрытие всех ее обоснованных реализованных затрат, связанных с производством. Преимущества данного метода следующие:

1) практическая невозможность получения регулируемой компанией необоснованной прибыли, проблемы неблагоприятного отбора не возникает;

2) большая финансовая устойчивость регулируемой компании ввиду отсутствия риска невключения понесенных затрат в тариф.

Однако недостатки затратного метода весьма существенны:

¹⁶ См.: Baron D., Besanko D. Regulation and Information in a Continuing Relationship // *Information Economics and Policy*. 1984. Vol. 1. P. 267–302.

¹⁷ См.: Shleifer A. A Theory of Yardstick Competition // *The RAND Journal of Economics*. 1985. Vol. 16. №3. P. 319–327.

¹⁸ См.: Laffont J.-J., Tirole J. Using Cost Observations to Regulate Firms // *Journal of Political Economy*. 1986. Vol. 94. №3. P. 614–641.

Christainsen G. B., Haveman R. H. Public Regulations and the Slowdown in Productivity Growth // *American Economic Review*. 1981. Vol. 71. P. 320–325. и др.

¹² Напр.: Spence A. M. Monopoly, Quality, and Regulation // *The Bell Journal of Economics*. 1975. Vol. 6. №2. P. 417–429; Sheshinski E. Price, Quality and Quantity Regulation in Monopoly Situations // *Economica*. 1976. Vol. 43. №170. P. 127–37 и др.

¹³ Brennan M. J., Schwartz E. S. Consistent Regulatory Policy under Uncertainty // *The Bell Journal of Economics*. 1982. Vol. 13. P. 506–524.

¹⁴ Averch H., Johnson L. L. Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint // *American Economic Review*. 1962. Vol. 52. №5. P. 1059–69.

¹⁵ Baumol W., Klevorick A. K. Input Choices and Rate of Return Regulation: An Overview of the Discussion // *Bell Journal of Economics and Management Science*. 1970. Vol. 1. №2. P. 169–190.

1) возрастает риск недобросовестного поведения менеджеров компании, их недостаточной мотивации к снижению затрат, которые в результате превышают эффективный уровень (регулятор гарантирует их возмещение);

2) эффект Аверча-Джонсона — заинтересованность регулируемой компании в чрезмерном увеличении своей тарифной базы, т. е. в избыточных инвестициях в свои капитальные активы тогда, когда норма прибыли превышает стоимость привлекаемого капитала;

3) инвестиционные риски, по сути, перекладываются на потребителей.

Регулирование предельного роста цены (fixed price, price cap, revenue cap) — регулятор устанавливает фиксированную цену на период регулирования, а в случае долгосрочного регулирования — предельные цены, представляющие собой цену первого периода регулирования, скорректированную на инфляцию и фактор повышения производительности регулируемой компании (X -фактор). Формулы цены (выручки) сводимы к следующему виду:

$$P_1 = P_0 (1 + RPI - X), \quad (1)$$

где P_0 — цена (выручка) первоначального периода; RPI — поправка на инфляцию; X — фактор повышения производительности.

Преимущества данного механизма следующие:

1) повышение эффективности деятельности регулируемых компаний вследствие преодоления риска недобросовестности. Менеджеры имеют стимулы к экономии: при фиксированной цене полученный дополнительный доход (или его часть) остается в компании;

2) в долгосрочной перспективе возможно снижение тарифов на услуги регулируемых компаний.

Среди наиболее существенных недостатков рассматриваемого метода выделяют:

1) возникновение риска неблагоприятного отбора. Регулятор, не имея достоверной полной информации о реальных экономических издержках компании, руководствуясь необходимостью обеспечить безубыточность регулируемой компании, устанавливает цены выше экономически эффективных, что позволит компании извлекать дополнительные доходы в ущерб потребителям;

2) экономия затрат может происходить в ущерб качеству предоставляемых услуг, отложенных ремонтов и инвестиционных проектов;

3) риск неполного возмещения затрат увеличивает финансовые риски регулируемой компании, а следовательно, стоимость привлекаемого капитала.

Описанные теоретические подходы являются крайними вариантами тарифообразования. Регуляторы чаще всего используют гибридные механизмы тарифного регулирования, которые сочетают в себе элементы обоих методов регулирования. Подобный подход часто называют стимулирующим регулированием, или регулированием, основанным на эффективности (*performance-based regulation*, PBR), так как основная задача регулятора в этом случае — создание комбинации, создающей для регулируемой компании мотивацию для решения задач, которые в настоящее время стоят в отрасли, а не установление оптимальной цены. Общие теоретические и практические аспекты стимулирующего регулирования изучаются, например, в следующих современных работах: Joskow (2006, 2008); Crew and Kleindorfer (2002); Armstrong and Sappington (2007)¹⁹.

¹⁹ Joskow P. L. Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks // Review of Network Economics. 2008. Vol. 7. Issue 4. P. 547–560; Joskow P. L. Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks // Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned? / Ed. N. L. Rose. 2006. URL: <http://papers.nber.org/books/rose05-1>; Crew M. A., Kleindorfer P. R. Regulatory Economics: Twenty Years of Progress // Journal of Regulatory Economics. 2002. Vol. 21. № 1. P. 5–22; Armstrong M., Sappington D. Recent Developments

Гибридные механизмы регулирования подразумевают, что часть тарифа чувствительна к изменениям понесенных затрат, а часть — фиксируется регулятором в начале периода регулирования. Достигнутая в течение определенного периода регулирования экономия может быть разделена в следующем периоде между регулируемой компанией и потребителями по заранее известным правилам. В теорию такой механизм вошел под названием «контракт с разделенным экономическим эффектом» (*profit sharing contract*) или «механизм со скользящей шкалой» (*sliding scale mechanism*). Особенности такого подхода разрабатывались, например, в работах Schmalensee (1989) и Lyon (1996)²⁰.

Развивая идею разделения полученного экономического эффекта, [Laffont and Tirole, 1993] обосновывают схему, в которой регулятор разрабатывает меню тарифных решений на основе контрактов с разделенным экономическим эффектом (*menu of profit-sharing contracts*), из которых компания в зависимости от особенностей своей экономики сама выбирает конкретный тарифный план. Это позволяет компании с относительно низким уровнем затрат выбирать более «напряженный» в отношении стимулирования эффективности вариант, а компании с более высокими экономическими издержками — вариант, позволяющий покрыть эти издержки.

Иногда как самостоятельный метод регулирования выделяют регулирование по эталонным показателям (*yardstick regulation*), или бенчмаркинг (*benchmarking*)²¹. Бен-

чмаркинг позволяет привязать цену (или выручку) либо часть затрат регулируемой компании к некоторому отраслевому показателю или их комбинации (например, к среднеотраслевым предельным затратам, среднему уровню затрат по отрасли или группе компаний электроэнергетики и т. п.). Бенчмаркинг дает возможность регулятору стимулировать в отрасли конкурентные условия, однако основной проблемой данного подхода является сложность подбора сопоставимых компаний и «правильных» показателей, относительно которых будет измеряться результат регулируемой компании.

Преимущества стимулирующего регулирования в основном вытекают из комбинации ранее рассмотренных базовых подходов в регулировании (затратного и регулирования предельной цены):

1) бóльшая гибкость по сравнению с базовыми подходами — регулятор имеет возможность создать комбинацию стимулирующих механизмов, позволяющих достичь текущих и/или долгосрочных целей, существующих в отрасли;

2) создаются стимулы для повышения эффективности регулируемых компаний, за счет чего в долгосрочной перспективе возможно снижение тарифов конечных потребителей;

3) устойчивые (предсказуемые) правила стимулирующего регулирования способствуют инвестициям в модернизацию сетевых отраслей больше, чем при регулировании затратным методом²²;

4) в естественно-монопольной среде искусственно создаются механизмы, имитирующие конкурентные условия (например, доход компании зависит от достижения определенных показателей), регулируемая

in the Theory of Regulation // Handbook of Industrial Organization. 2005. URL: <http://www.econ.ucl.ac.uk/downloads/armstrong/reg.pdf>.

²⁰ Schmalensee R. Good Regulatory Regimes // The RAND Journal of Economics. 1989. Vol. 20. №3. P. 417–436; Lyon T. P. A Model of Sliding-Scale Regulation // Journal of Regulatory Economics. 1996. Vol. 9. P. 227–247.

²¹ См.: Shleifer A. A Theory of Yardstick Competition // The RAND Journal of Economics. 1985. Vol. 16. №3. P. 319–327.

²² См.: Guthrie G. Regulating Infrastructure: The Impact on Risk and Investment // Journal of Economic Literature. 2006. Vol. 44. №4. P. 925–972; Cambini C., Rondi L. Incentive regulation and investment: evidence from European energy utilities // Journal of Regulatory Economics. 2010. Vol. 38. P. 1–26.

компания разделяет инвестиционные риски с потребителями;

5) регулируемая компания в большей степени ориентирована на потребителя, на достижение и поддержание определенного качества услуг²³.

Ограничения использования стимулирующего регулирования:

1) результат перехода к стимулирующему регулированию в большой степени зависит от институциональной среды — возможности создания действительно независимого регулятора, обладающего квалифицированным штатом сотрудников, преодоления нацеленности на извлечение ренты, оппортунистического поведения регулятора, последовательности в реализации принятых в ходе реформирования решений и т. п.²⁴;

2) часто требуется разработка дополнительных механизмов для контроля капитальных затрат (в некоторых системах тарифообразования для предотвращения излишнего инвестирования, в других — для стимулирования до необходимого уровня);

3) переход к стимулирующему регулированию может привести к росту нагрузки на регулятора, так как помимо затрат на сбор информации, необходимой для затратного метода, дополнительных ресурсов требует сбор информации и построение моделей для бенчмаркинга, анализ собираемой информации и т. п.²⁵;

4) больше подходит для энергосистем, структура которых была сформирована в результате недавних реформ и отличается относительной простотой (например, Великобритания); в энергосистемах с исторически сложно складывавшейся структурой организации и собственности (как в США) ожидаются дополнительные трудности в связи с необходимостью учета многообразия особенностей в компаниях различного типа²⁶;

5) не исключаются полностью ни риск неблагоприятного отбора, ни недобросовестного поведения, они сохраняются в некоторой комбинации.

Модели регулирования тарифов: мировой опыт

Межстрановое сравнение регуляторных практик представляет собой непростую задачу по нескольким причинам.

В разных странах многие понятия и тем более методологии расчета, связанные с регулированием тарифов, например базы капитала (RAB) или нормы доходности, имеют сильно отличающееся содержание²⁷.

Название «регулирование предельного роста цены» (*cap regulation*) может обозначать методологии с различными подходами. Например, предельные цены (выручка) могут устанавливаться регулятором на каждый

²³ Считаем, что стимулирующее регулирование содержит механизмы, контролирующие качество услуг регулируемых компаний.

²⁴ См.: *Armstrong M., Sappington D.* Recent Developments in the Theory of Regulation // *Handbook of Industrial Organization*. 2005. URL: <http://www.econ.ucl.ac.uk/downloads/armstrong/reg.pdf>; *Asquer A.* Liberalization and regulatory reform of network industries: A comparative analysis of Italian public utilities // *Utilities Policy*. 2011. Vol. 19. P. 172–184; *Joskow P. L.* Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks // *Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned?* / Ed. N. L. Rose. 2006. URL: <http://papers.nber.org/books/rose05-1>.

²⁵ См.: *Joskow P. L.* Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission

Networks // *Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned?*/Ed. N. L. Rose. 2006. URL: <http://papers.nber.org/books/rose05-1>; он же *Joskow P. L.* Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks // *Review of Network Economics*. 2008. Vol. 7. Issue 4. P. 547–560. Стимулирующее регулирование может в меньшей степени контролировать затраты компаний, чем при использовании затратного метода, однако качество контроля должно повышаться.

²⁶ Там же.

²⁷ Нап.: *Mapping Power and Utilities Regulation in Europe* // *EY's Global Power & Utilities Center / EYGM Ltd.* 2013. URL: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Mapping_Power_and_Utilities_Report_2013/\\$FILE/EY%20European%20Power%20regulatory%20report%20FINAL%200513.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Mapping_Power_and_Utilities_Report_2013/$FILE/EY%20European%20Power%20regulatory%20report%20FINAL%200513.pdf).

год внутри периода регулирования тремя разными способами:

1) *ex-post*, по факту затрат определенного года предыдущего периода регулирования, преимущественно по формуле, т. е. фактически путем индексации;

2) исходя из предварительных, *ex-ante*, оценок уровня эффективных затрат компании на каждый год внутри периода регулирования;

3) исходя из предварительных оценок с элементами регулирования по факту.

Еще одна развилка для регулятора в случае регулирования предельной цены (выручки) — установление предельных уровней общих затрат (*totex*) либо раздельная оценка допустимых уровней капитальных (*capex*) и операционных (*opex*) затрат. В первой концепции регулируемый доход компаний меньше, чем при любом другом режиме, привязан к реальным затратам компании, что считается атрибутом более сильных стимулов.

Регулирование общих издержек в своей основе сильно опирается на статистические методы бенчмаркинга. Особенности некоторых из них могут приводить к тому, что большие объемы инвестиций в одном периоде будут негативно сказываться на оценке эффективности компании в последующие периоды, что повлечет сдерживание инвестиций²⁸. При раздельном регулировании капитальных и операционных затрат методология регулирования может быть достаточно сложной и многоуровневой, требовать от регулятора большей квалификации.

Сложившаяся практика показывает, что регулирование общих затрат осуществляется чаще всего «по факту», раздельное регулирование капитальных и операционных затрат чаще осуществляется на *ex-ante* основе²⁹. Также отмечается тенденция к пере-

ходу от регулирования «по факту» к предварительному регулированию или предварительному регулированию с элементами регулирования «по факту»³⁰, так как данный подход создает для компании больше стимулов для достижения задач эффективности.

Длительность периода регулирования различна в разных странах. В общем случае чем длительнее период регулирования, тем сильнее стимулы, заложенные системой регулирования, однако при этом реальные затраты компании сильнее отрываются от уровня, заложенного регулятором.

Указанные обстоятельства требуют при изучении различных регуляторных режимов опираться не на названия методов и концепций, а углубляться в непосредственные детали и практику применения той или иной системы ценообразования.

Для анализа практики регулирования электросетевых компаний рассмотрим регуляторные режимы тех стран, в которых положение распределительных компаний сопоставимо с российским, т. е. должны присутствовать следующие формальные признаки:

1) завершение в отрасли вертикального разделения — нами будут рассматриваться страны, где электросетевые компании среднего и низкого напряжения обособлены хотя бы юридически, в том числе от магистральных сетей³¹;

Regulation in Network Industries. 19 November 2010. URL: <http://crninet.com/2010/2010%20elec%20d.pdf>.

³⁰ См.: Методы тарифного регулирования в зарубежных энергосистемах // НП «Совет рынка», публикация от 10.10.2013. URL: <http://www.np-sr.ru/presscenter/pressinf/index.htm>.

³¹ По этой причине не рассматривается опыт Чили, Индии, Японии, Украины, Казахстана и др. Также юридическое вертикальное разделение не всегда обеспечивает сопоставимость зарубежных распределительных компаний с российскими: во Франции, несмотря на формальное завершение юридического разделения, «независимость распределительных компаний вызывает вопросы» (CRE 2012 National Report to the European Commission, July 2013). В работе не рассматривается опыт Китая в связи с тем, что выделенные из вертикально интегрированного холдинга сетевые

²⁸ Недостаток может быть нивелирован использованием скользящих средних показателей и т. п.

²⁹ См.: Petrov K., Ajodhia V., Dr. Grote D., Resnjansk D. Regulatory Incentives for Investments in Electricity Networks // Third Annual Conference on Competition and

2) применение на практике утвержденных методологий тарифообразования³².

Также в выборку не попали страны, относительно которых в последние 2–3 года было недостаточно информации о современном регулировании электросетевых компаний.

В таблице 1 представлена обобщенная информация о подходах к регулированию тарифов распределительных электросетевых компаний в некоторых зарубежных странах. Представленные практические подходы можно разделить на следующие группы:

- 1) регулирование затратным методом;
- 2) регулирование общих издержек;
- 3) регулирование операционных издержек без бенчмаркинга;
- 4) регулирование операционных издержек на основе бенчмаркинга.

Рассмотрим подробнее каждую из выделенных групп.

1. *Регулирование затратным методом.* Среди стран, осуществивших вертикальное разделение электроэнергетических компаний, сложно найти те, которые остались верны данному методу регулирования. Типичным представителем в этой категории остаются США.

Для США полное разделение энергокомпаний — скорее исключение, чем правило (например, Техас, хотя даже здесь распределительные компании также владеют сетями высокого напряжения)³³. Большинство распределительных компаний несет также функцию гарантирующего поставщика, однако в случае конкуренции на розничном рынке (например, в Пенсильвании) потребитель распределительной сетевой компа-

нии может выбрать другую сбытовую компанию, не предоставляющую услуги передачи электроэнергии. Эти обстоятельства делают сравнение регулирования американских сетевых компаний с российским не идеальным, но возможным³⁴.

Правила регулирования электроэнергетических компаний различны в разных штатах, однако основы затратного метода доминируют. Комиссии по регулированию компаний общего пользования устанавливают тарифы таким образом, чтобы дать возможность регулируемой компании покрыть обоснованные затраты и получить приемлемую для данного уровня риска нормативную прибыль на капитал, вложенный в полезные и полезно используемые (*used and useful*) производственные активы регулируемой компании. Регулятор утверждает необходимую выручку компании, состоящую из операционных и капитальных затрат, а также «приемлемой» нормы доходности. Базовая формула необходимой выручки выглядит следующим образом:

$$Rev = Rate\ Base\ Investment \cdot RoR + OpEx,$$

где: *Rate Base Investment* — база капитала³⁵; *RoR* — возврат на инвестиции; *OpEx* — операционные затраты.

Несмотря на оценку в европейской литературе затратного метода как устаревшего, в американских источниках распространено мнение, что любое современное регулирование — стимулирующее. Для преодоления возможных нежелательных последствий

компании владеют как распределительными, так и магистральными сетями, разделения конечного тарифа на сетевую и сбытовую составляющие нет.

³² По этой причине опыт Аргентины не рассматривается.

³³ См.: Kassakian J. G., Schmalensee R. The Future of the Electric Grid // An Interdisciplinary MIT study. December 2011. URL: <https://mitei.mit.edu/publications/reports-studies/future-electric-grid>.

³⁴ В российской практике был непродолжительный период, когда функции гарантирующего поставщика (ГП) осуществлялись распределительными компаниями вследствие лишения статуса ГП сбытовой компании, однако это было временным явлением, до проведения конкурсов и выбора новых ГП среди сбытовых компаний.

³⁵ База капитала = первоначальная стоимость используемого оборудования — накопленная амортизация + рабочий капитал — накопленные отложенные налоги +/- другие показатели, утвержденные регулирующей комиссией штата.

Подходы к регулированию распределительных электросетевых компаний

Таблица 1

Виды регулирования		Затраты плюс (или гарантированная доходность, RoR)	Стимулирующее регулирование		
			Предельные уровни (price cap / revenue cap)	Бенчмаркинг	Гибридное (предельные уровни + бенчмаркинг)
1. Регулирование полных затрат		Россия (старая модель)		Испания (II, 2013–2016)* Перу (н. д.) Бразилия (н. д.)	Германия (II, 2014–2018) Нидерланды (V, 2013–2015) Норвегия (II, 2012–2016) Австрия (III, 2014–2018)
2. Раздельное регулирование операционных и капитальных затрат					
Регулирование объема инвестиций	Меню контрактов	—	—	—	Великобритания (V, 2010–2015)
	RAV	США (пересмотр иницируется чаще всего регулируемой компанией) Финляндия (III, 2012–2015)	Россия (текущая модель, RAV) Румыния (II, 2012–2017) Словакия (н. д., 2012–2016) Швеция (I, 2012–2015) Чехия (III, 2010–2014) Португалия (I, 2012–2014) Болгария (н. д., 2013–2017)	—	Италия (IV, 2012–2015) Польша (II, 2012–2015) Венгрия (нет данных)
	Другое**		Россия (текущая модель, индексация)	—	—

Примечания: * Первая цифра в скобках — период регулирования по текущим правилам по счету; вторая — текущий период регулирования.
** Возмещение затрат, без доходности.

применяемого затратного метода регулирования в США часто устанавливаются следующие дополнительные стимулирующие требования:

— некоторые регулирующие комиссии штатов устанавливают бонусы за достижение заранее утвержденных показателей (в случае недостижения — штрафы), например в области энергосбережения, качества предоставляемых услуг;

— некоторые регулирующие комиссии обязывают энергетические компании проводить открытые конкурсные процедуры в случае строительства новых мощностей. Если в ходе такого конкурса какая-либо компания предлагает сопоставимый продукт по меньшей цене, то энергетическая компания будет обязана покупать электроэнергию (или услуги по передаче) у этой компании;

— при вводе крупных новых мощностей регулирующая комиссия проводит проверку экономической обоснованности данного строительства, обследования на предмет востребованности введенных мощностей (*used-and-useful reviews*). Если комиссия устанавливает факт незагруженности новых мощностей, соответствующие капитальные затраты исключаются из базы капитала, на которую начисляется доходность.

В Финляндии регулятор ограничивает предельные доходы компании на уровне, соответствующем установленной отдаче на инвестиции (3,19% в реальном выражении на период 2012–2015 гг.), однако в формуле выручки присутствуют стимулирующие компоненты, касающиеся качества и надежности предоставляемых услуг, а также сравнение с другими компаниями сектора.

Регулятор определяет скорректированные доходы компании за каждый год внутри периода регулирования по следующей схеме: бухгалтерская прибыль (или убыток) корректируется на затраты, не учтенные регулятором, и стимулирующие механизмы, установленные регулятором. Полученные доходы суммируются за весь период регулирования, вычитается сумма определен-

ного регулятором «обоснованного» дохода на вложенный капитал за период регулирования. Результат представляет собой либо положительную сумму (избыток), либо отрицательную (недофинансирование), которая учитывается в следующем периоде регулирования. К преимуществам финской модели стоит отнести попытку увязать финансовый и бухгалтерский результаты компании, достижение заданных регулятором показателей, а также компенсацию ошибочных (неточных) решений регулятора.

2. *Регулирование общих издержек.* В некоторых странах (Испания, Германия, Нидерланды и др.) метод регулирования предельного роста цены (выручки) не разделяет затраты компании на операционные и капитальные.

Система регулирования электросетевых компаний, принятая в Германии в 2009 г. вместо затратного метода, фактически ставит задачу снижения затрат как по каждой компании в отдельности (через снижение неэффективности индивидуальной компании), так и по всей группе компаний сектора (через общий x -фактор). Отдельного покрытия капитальных затрат нет, оно опосредованно включено через коэффициент расширения бизнеса компании, зависящий от числа новых подключений к сети (50%) и размера обслуживаемой территории (50%).

К достоинствам немецкой модели регулирования относят использование разных техник бенчмаркинга, что позволяет снижать риск установления недостижимых целей, учитывать особенности различных этапов инвестиционного цикла, разновозрастность активов и т. п.³⁶

В действующей испанской схеме регулирования доход электросетевых компаний привязан к параметрам эталонных компаний. Модели эталонных компаний строятся

³⁶ См.: Trends in electricity distribution network regulation in North West Europe // A Report Prepared for Energy Norway / Frontier Economics Ltd, London. March 2012. URL: <http://www.nve.no/PageFiles/13979/Distribution%20network%20regulation%20in%20Norway%20-%20final%20-%20stc.pdf?epslanguage=no>. P. 71.

для территорий, где функционируют реальные регулируемые компании, и реконструируют эталонные распределительные сети, которые «подключают» конечных потребителей к магистральным или другим распределительным сетям в зависимости от их положения, напряжения, спроса на мощность и электроэнергию. Эталонное (базовое) вознаграждение регулируемой компании определяется Министерством промышленности, энергетики и туризма путем индексирования эталонного вознаграждения предыдущего периода. Реальное вознаграждение регулируемой компании происходит путем корректировки эталонного дохода на вознаграждение, связанное с реализованными инвестициями, ремонтом, прочими операционными и управленческими затратами. Теоретически данный подход должен создавать стимулы к оптимизации размещения электросетевых объектов, а также управленческих усилий. На практике испанская система регулирования электроэнергии часто подвергается критике. Одна из основных претензий — подчиненность решений регулятора макроэкономическим задачам и в первую очередь сдерживанию инфляции³⁷.

3. *Регулирование операционных издержек без бенчмаркинга.* Как правило, страны, которые практикуют данный подход, либо впервые прибегли к стимулирующему регулированию, либо признают, что бенчмаркинг — это сложная и трудоемкая система для национального регулятора³⁸. Кроме этого, в ряде стран (таких как Словацкая Республика, Республика Болгария, Чешская

Республика) объективно немного (3–4) распределительных сетевых компаний, что также затрудняет применение методов внутристранового бенчмаркинга. Регулирование капитальных затрат осуществляется на основе принципов возврата инвестированного капитала. Идеалом регулирования для данной группы стран является пример Великобритании.

4. *Регулирование операционных издержек на основе бенчмаркинга.*

В основе регулирования капитальных затрат электросетевых компаний стран данной группы (см. табл. 1) также лежат принципы возврата инвестированного капитала. Однако здесь выделяется опыт Великобритании, единственной на настоящий момент страны, адаптировавшей для практических целей меню контрактов³⁹, теоретически обоснованное Laffont and Tirole (1993)⁴⁰, но применяющееся только к инвестиционной составляющей. Тарифное меню тоже обеспечивает возврат инвестированного капитала, но в силу своей конструкции позволяет в большей степени компенсировать асимметрию информации, сопровождающую регуляторный процесс.

В Великобритании текущий период регулирования является переходным, следующий период будет рассчитан на 8 лет (сейчас — 5 лет), а сам подход к регулированию будет изменен в целях получения более тонкой настройки методологии тарифообразования в отношении проблем инвестирования и инновационной деятельности регулируемых компаний. Данный подход к регулированию назван RIIO-моделью ($Revenue = Incentives + Innovations + Outputs$) и скорее всего, ознаменует переход к регулированию полных затрат компаний⁴¹.

³⁷ См.: *Marañón M., Morata A. Tariff deficit in retail electricity markets in Spain // Network Industries Quarterly. 2011. Vol. 13. № 1. P. 23–26.*

³⁸ См.: *Final Report of the Energy Regulatory Office on the regulatory methodology for the third regulatory period, including the key parameters of the regulatory formula and pricing in the electricity and gas industries // Energy Regulatory Office of Czech Republic. December 2009. URL: http://www.ero.cz/documents/10540/462856/Report_III_ro_en.pdf/43917006-06ee-4e71-a48f-fe8cefc57310.*

³⁹ Национальный регулятор Ofgem впервые разработал тарифное меню в 2004 г.

⁴⁰ *Laffont J.-J., Tirole J. A Theory of Incentives in Regulation and Procurement. Cambridge, MA: MIT Press, 1993.*

⁴¹ См.: *Trends in electricity distribution network regulation in North West Europe // A Report Prepared for*

В текущем периоде предельные уровни цен определяются по формуле, сводимой к соотношению (1). Фактор X может принимать как положительные, так и отрицательные значения. Операционные и капитальные затраты определяются отдельно для каждого года пятилетнего периода регулирования. При определении целевых значений операционных затрат широко используются статистические методы, т. е. в основе стимулирующих механизмов для операционных затрат лежит бенчмаркинг.

Тарифное меню, по сути, предлагает компании выбор между меньшим объемом инвестиций, включенным в тариф, но с большей доходностью, и большим объемом инвестиций с меньшей доходностью. Тарифное меню имеет в своей основе разницу между утвержденным объемом капитальных затрат, выбранным регулируемой компанией из предложенных вариантов, и фактическими затратами за пятилетний период регулирования.

Рассмотрим на примере, как работает тарифное меню (см. табл. 2).

В Великобритании объем капитальных затрат, включаемый в тариф, определяется регулятором после рассмотрения заявки регулируемой компании и экспертного заключения консультанта, нанятого регулятором. Возможны случаи, когда планы компании и предложения консультантов сильно разнятся. Если компания соглашается на объем инвестиционной программы, рекомендованный консультантом, и берет на себя обязательство затратить на нее не более 105% от рекомендованной суммы, то она получает базовый «бонус» в размере 2,5% ее целевой прибыли и дополнительный доход, который будет зависеть от реальных затрат на строительство. Если компании удастся реализовать инвестиционную программу существенно де-

шевле рекомендованного уровня, она получает часть этой экономии, и наоборот, ее прибыль уменьшается в случае превышения рекомендованного бюджета (разделение экономического эффекта). Расчет дополнительного дохода определяется в первом столбце (под значением допустимых издержек 105%). Например, если инвестиционные затраты составили 70% от рекомендованных, компания получает 16,5% роста прибыли ($16,5\% = (105 - 70) \times 0,40 + 2,5$), в случае 140% превышения плана — уменьшение прибыли на 11,5% ($-11,5\% = (105 - 140) \times 0,40 + 2,5$).

Процесс регулирования в Великобритании постоянно совершенствуется как для решения новых задач, так и для исправления выявленных ошибок⁴². Особое внимание уделяется предсказуемости процесса: любые существенные изменения предусматривают либо заблаговременное информирование участников процесса, либо переходные периоды для адаптации.

Все остальные страны в выделенной группе использующих бенчмаркинг применяют для контроля операционных затрат, для регулирования капитальных затрат метод доходности инвестированного капитала.

Доступные результаты различных методов регулирования обобщены в табл. 3.

Анализ рассмотренных практических подходов к регулированию и их результатов (см. табл. 3) позволяет сделать следующие выводы.

Практика применения стимулирующего регулирования находится в стадии становления. Многие страны ЕС перешли к стимулирующему регулированию в принципе или начали применять действующую редакцию правил с середины 2000-х годов. В результате по многим странам пока нет глубокого

Energy Norway / Frontier Economics Ltd, London. March 2012. URL: <http://www.nve.no/PageFiles/13979/Distribution%20network%20regulation%20in%20Norway%20-%20final%20-%20stc.pdf?epslanguage=no>.

⁴² Joskow P. L. Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks // Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned? / Ed. N. L. Rose. 2006. URL: <http://papers.nber.org/books/rose05-1>.

Таблица 2

Пример тарифного меню для инвестиционной составляющей⁴³

Наименования показателей	Варианты								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Объем инвестпрограмм ⁴⁴ , %	100	105	110	115	120	125	130	135	140
Вознаграждение за эффективность	0,40	0,38	0,35	0,33	0,30	0,28	0,25	0,23	0,20
Базовый бонус, % целевой прибыли	2,5	2,1	1,6	1,1	0,6	–0,1	–0,8	–1,6	–2,4
Допустимые издержки, % рекомендованных	105	106,25	107,5	108,75	110	111,25	112,5	113,75	115
Понесенные издержки, % рекомендованных	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Штрафы и вознаграждения за реализацию инвестпрограммы, % целевой прибыли									
70	16,5	15,7	14,8	13,7	12,6	11,3	9,9	8,3	6,6
80	12,5	11,9	11,3	10,5	9,6	8,5	7,4	6,0	4,6
90	8,5	8,2	7,8	7,2	6,6	5,8	4,9	3,8	2,6
100	4,5	4,4	4,3	4,0	3,6	3,0	2,4	1,5	0,6
105	2,5	2,6	2,5	2,3	2,1	1,7	1,1	0,4	–0,4
110	0,5	0,7	0,8	0,7	0,6	0,3	–0,1	–0,7	–1,4
115	–1,5	–1,2	–1,0	–0,9	–0,9	–1,1	–1,4	–1,8	–2,4
120	–3,5	–3,1	–2,7	–2,5	–2,4	–2,5	–2,6	–3,0	–3,4
125	–5,5	–4,9	–4,5	–4,2	–3,9	–3,8	–3,9	–4,1	–4,4
130	–7,5	–6,8	–6,2	–5,8	–5,4	–5,2	–5,1	–5,2	–5,4
135	–9,5	–8,7	–8,0	–7,4	–6,9	–6,6	–6,4	–6,3	–6,4
140	–11,5	–10,6	–9,7	–9,0	–8,4	–8,0	–7,6	–7,5	–7,4

анализа результатов применения стимулирующего регулирования.

В стимулирующем регулировании нет единственно правильного «набора» составляющих его параметров: длина периода регулирования, отношение к затратам (регулирование полных затрат или отдельный учет операционных и капитальных затрат), установка затрат *ax-ante* или *ex-post* и т. п. Кон-

фигурация регулирования в каждой стране может быть индивидуальна, успешна или неуспешна в зависимости от многих условий.

Условия, способствующие положительному восприятию реформы регулирования:

- правила регулирования понятны, расчеты воспроизводимы участниками рынка;
- система ценообразования на оптовом и розничном рынках электроэнергии и мощности сложилась и адекватно функционирует на рыночных основаниях, не влияет на тарифное регулирование в электросетевом комплексе;
- институциональная среда способствует реализации поставленных задач: регулятор действительно независим, созданы условия и стимулы для его независимости;

⁴³ Joskow P. L. Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks // Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned? / Ed. N. L. Rose. 2006. URL: <http://papers.nber.org/books/rose05-1>.

⁴⁴ Отношение объема инвестиционной программы, выбранной регулируемой компанией, к объему инвестиций, рекомендованному консультантом.

Таблица 3

**Результаты применения различных методов регулирования
электросетевых компаний**

Страна	Тип регулирования	Источник	Результат/косвенные показатели результата
США	Затратный с элементами контроля по инвестициям и качеству	[Kassakian J. G., Schmalensee R., 2011]	С 1990 по 2010 г. среднегодовой рост розничных цен на электроэнергию для потребителей составил 2,1%, что ниже среднего роста индекса потребительских цен (2,6%)
Финляндия	Затратный с элементами стимулирующего	[Tahvanainen K., et al., 2012]	Недостаточная стабильность тарифов: в 2008–2011 гг. резкое повышение тарифов (около 15%), компенсирующее недостаточное финансирование в 2005–2008 гг. Негативных последствий для объема инвестиций не выявлено
Испания	Бенчмаркинг полных затрат	[Blázquez-Gómez L., Grifell-Tatjé E., 2011]	За рассмотренный период (1988–2002 гг.) регулятор имел тенденцию к принятию решений в пользу регулируемых компаний. Вознаграждение компаний де-факто не привязано к результатам их работы
		[Marañón M., Morata A., 2011]	Тактическое занижение тарифов и откладывание системного решения проблем отрасли (тарифный дефицит) дополнительно искажает ценовые сигналы для сетевых компаний
Германия	Бенчмаркинг полных затрат	[Machek O., 2011]	Разработанная формула сложна для понимания, недостаточно прозрачна для регулируемых компаний, что вызвало волну судебных исков к регулятору
		[Mißfeldt S., 2012]	Тарифы достаточно стабильны
Великобритания	Предельная выручка + меню контрактов	[Domah P. D., Pollitt M. G., 2001]	Существенное увеличение производительности сетевых компаний в период 1990–2000 гг., а также снижение подконтрольных затрат регулируемых компаний в реальном выражении в 2 раза
		[Joskow P. L., 2006]	Меню контрактов позволяет снизить остроту проблем, связанных с асимметрией информации
		[Trends in electricity distribution..., 2012]	Переход с 2015 г. к новому регулированию обусловлен в числе прочего тем, что действующая система стала слишком сложной и многоуровневой
Перу	Бенчмаркинг полных затрат	[Perez-Reyes R., Tovar B., 2009]	Рост производительности: 1993 г. — 415 потребителей на 1 занятого, в 2007 г. — 1210 потребителей на 1 занятого
		[Anaya K., 2010]	Обеспеченность электроэнергией в 1990 г. — 50%, в 2007 г. — 80%. Потери в распредсетях в 1993 г. — 22%, в 2007 г. — 8,2%

Окончание табл. 3

Страна	Тип регулирования	Источник	Результат/косвенные показатели результата
Норвегия	Бенчмаркинг полных затрат	[Trends in electricity distribution... 2012]	В целом положительная оценка результатов функционирования. Отмечается сложность для восприятия, многочисленность параметров. Модель, используемая для бенчмаркинга, чувствительна к большим перепадам затрат от года к году. Потребность в большем стимулировании инвестиций и R&D в секторе
Бразилия	Бенчмаркинг полных затрат	[Mota R., 2003]	Производительность труда (МВт·ч/ на 1 занятого) выросла на 147% за период 1994–2000 гг.

— политика в области регулирования предсказуема и имеет преемственность.

Результаты реформирования регулирования в развитых странах имеют чаще качественный характер, в развивающихся — количественный. Возможно, это связано с тем, что реформы электроэнергетики в развитых и развивающихся странах начинались с разных условий функционирования отрасли. В развивающихся странах остро стояли задачи налаживания бизнес-процессов, борьбы с воровством (коммерческие потери), электрификации территории. Развитые страны реформировали относительно стабильно работающие энергетические комплексы, их основными задачами были повышение конкуренции, эффективности производства, улучшение качества обслуживания клиентов и т. п.

Реформа регулирования тарифов в России

В результате реформирования российской электроэнергетики распределение электроэнергии, признаваемое монопольным видом деятельности, было обособлено от других видов бизнеса и осуществляется в настоящее время следующими компаниями:

— 11 межрегиональными распределительными сетевыми компаниями (МРСК) и 5 распределительными сетевыми компаниями (РСК⁴⁵), выделенными из состава

ОАО РАО «ЕЭС России»; функции — передача электроэнергии по сетям среднего и низкого напряжения (0,4–110 кВ), в том числе до конечного потребителя;

— более чем 3000 территориальными сетевыми организациями (ТСО), которые в основном представлены МУПами, а также частными организациями, управляющими муниципальными сетями низкого напряжения (обычно 0,4–10 кВ); функции — передача электроэнергии конечному потребителю.

Для обеспечения корректности международных сравнений следует сосредоточить внимание на вопросах функционирования МРСК, поскольку именно в их рамках концентрируются хозяйственные, инвестиционные и финансовые задачи распределительного электросетевого комплекса России. Стратегия развития российского электросетевого комплекса предполагает, что количество ТСО будет постепенно сокращаться в результате слияний и поглощений.

Услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям РСК (филиалам МРСК) оплачивают сбытовые компании. Как правило, РСК являются держателями так называемого «котла» в регионе⁴⁶.

⁴⁶ Начиная с 2008 г. все потребители, расположенные на территории одного субъекта РФ и принадлежащие к одной группе, независимо от ведомственной принадлежности сетей должны оплачивать услуги по передаче электрической энергии по одинаковым тарифам. Такой единый тариф называется «котловым». Платежи от потребителей поступают держателю «котла» (обычно РСК-филиал МРСК), который потом по индивиду-

⁴⁵ РСК также называются филиалы МРСК.

Тарифы на услуги распределительных компаний устанавливаются решениями региональных энергетических комиссий (РЭК).

Для того чтобы стимулировать инвестиционную деятельность и повысить эффективность операционной, государством был принят ряд нормативных актов, позволивших электросетевым компаниям начать с 2009 г. переход на долгосрочное регулирование тарифов на основе доходности инвестированного капитала (RAB-регулирование). С 2012 г. краткосрочное регулирование по схеме «затраты плюс» перестало применяться вовсе, и тарифы для компаний, не перешедших на RAB-регулирование, формируются методом долгосрочной индексации.

При RAB-регулировании устанавливаются темпы роста тарифов на весь период регулирования (в настоящий момент — 5 лет). Отдельные его компоненты при существенном отклонении фактических затрат от плановых могут пересматриваться ежегодно.

Общая формула выглядит следующим образом:

$$HBB = OPEX + Return + Income, \quad (3)$$

где *HBB* — необходимая валовая выручка; *OPEX* — операционные затраты; *Return* — возврат инвестированного капитала, существующего на начало долгосрочного периода регулирования, т. е. возврат на так называемый «старый капитал»; *Income* — доход по инвестициям, осуществленным в долгосрочном периоде регулирования, т. е. доход на так называемый «новый капитал».

Долгосрочный рост тарифа в рамках RAB-регулирования определяется регулятором в начале первого года регулирования на основании инвестиционной програм-

альным тарифам, учитывающим фактические затраты сетевых организаций в регионе, рассчитывается со смежными территориальными сетевыми организациями (ТСО), а также ОАО «ФСК ЕЭС».

мы компании, утвержденной в установленном порядке, и предполагаемых операционных затрат. Операционные затраты делятся на подконтрольные и неподконтрольные. По подконтрольным затратам электросетевые компании принимают на себя обязательство по их ежегодному снижению на определенный процент.

Неподконтрольные затраты компенсируются по факту, что позволяет компании не нести рыночных рисков по закупке электроэнергии, оплате услуг инфраструктурных организаций и т. п.

Для того чтобы тариф на передачу электроэнергии, зависящий по новым правилам от объемов инвестиций, не подвергался сильным колебаниям, вводится сглаживание тарифа, обеспечивающее плавное изменение тарифа внутри периода регулирования.

Бенчмаркинг не применяется, хотя разработка соответствующей методологии стоит в планах профильных ведомств с 2012–2013 гг.

С 2009 по начало 2011 г. на RAB-регулирование перешли 25 РСК, а также ОАО «ФСК ЕЭС». Переход «пилотных» распределительных сетевых компаний (РСК, они же филиалы МРСК) и ОАО «ФСК ЕЭС» на RAB-регулирование вызвал значительное оживление их инвестиционных планов и деятельности. В 2010 г. была утверждена инвестиционная программа ОАО «ФСК ЕЭС» на 2010–2014 гг., беспрецедентная по масштабам для отечественной энергетики постсоветского периода, общая сумма финансирования которой превышала 950 млрд руб.⁴⁷ Совокупная инвестиционная программа МРСК на 2012–2015 гг. превышает 900 млрд руб.⁴⁸ В 2010 г. совокупные ка-

⁴⁷ См. Годовой отчет ОАО «ФСК ЕЭС» за 2011 год // ОАО «Федеральная сетевая компании Единой энергетической системы». URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/FSK_GO_2011_02072012.pdf.

⁴⁸ Годовой отчет ОАО «Холдинг МРСК» за 2011 год // ОАО «Холдинг МРСК». URL: http://www.holding-mrsk.ru/media/company/GO_russk_27.06.12.pdf.

питательные вложения ОАО «МРСК Центра» увеличились на 70% по сравнению с предыдущим годом.

При этом не было предложено адекватного механизма контроля за планированием и реализацией инвестиционных проектов.

Очередной период RAB-регулирования должен был начаться в 2011 г., темпы роста тарифов должны были устанавливаться на 5 лет (с 2011 по 2016 г.). Однако Правительство России обнаружило, что в предвыборном 2011 г. в 38 регионах рост тарифов энергокомпаний превысит запланированные 15%. Ситуация была признана недопустимой. Постановления Правительства России № 1172 от 27.12.2010 г. и № 1178 от 29.12.2011 г. определили⁴⁹:

— необходимость сдерживания тарифов: рост среднего по субъекту РФ одноставочного котлового тарифа на услуги по передаче электрической энергии в 2011 г. не более чем на 15%, в 2012 г. — не более чем на 11%, на последующие периоды первого долгосрочного периода регулирования для организаций, регулируемых с применением метода доходности инвестированного капитала, — не более темпа, установленного прогнозом социально-экономического развития РФ на соответствующий год. При этом отдельным решением Правительства России установлено «замораживание» тарифов в 2014 г. (на уровне 2013 г.);

— пересмотр в сторону снижения ранее утвержденных параметров RAB-регулирования (размер инвестированного капитала, доходности «старого» и «нового» капиталов) с целью снижения результирующих тарифов. Данная мера получила в отрасли название «перезагрузки RAB»;

— возможность применения с 1 июля 2012 г. метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки (НВВ),

в том числе для организаций, перешедших на RAB-регулирование, в случае отсутствия инвестиционной программы со сроком действия до 2018 г. и (или) согласования долгосрочных параметров регулирования с Федеральной службой по тарифам (ФСТ).

В результате регулирование распределительных сетевых компаний в России осуществляется двумя методами, представляющими собой разновидности установления предельной выручки с отдельным учетом капитальных и операционных затрат. По своей структуре метод долгосрочной индексации и метод доходности инвестированного капитала различаются принципиально. Метод доходности инвестированного капитала также обеспечивает возврат и доходность на инвестированный капитал. В методе долгосрочной индексации финансирование капитальных вложений предполагается из прибыли, утверждаемой регулятором, причем указанные расходы не могут превышать 12% от НВВ компании.

Из общих черт двух рассматриваемых моделей можно выделить одинаковый период регулирования, периодичность корректировок, закрытый список подконтрольных и неподконтрольных затрат, схожие стимулирующие положения, поощряющие снижение операционных затрат, и т. п. Но одним из главных свойств, объединяющих оба метода, является факт ограничения роста тарифов организаций, исходя из макроэкономических соображений, а не из потребностей отрасли либо особенностей экономики конкретной компании. Это обстоятельство отличает практику российского регулирования тарифообразования. Методы бенчмаркинга не применяются ни в одной из действующих моделей тарифообразования.

После «перезагрузки» RAB-контроль за исполнением и стоимостью инвестиционных программ распределительных сетевых компаний ужесточился, однако оценок его эффективности не проводилось.

⁴⁹ Приведены только положения, непосредственно касающиеся рассматриваемой темы.

Прогнозы эффектов реформы регулирования тарифообразования электросетевых компаний в России

Исходя из теории регулирования сетевых отраслей и международного опыта применения различных моделей регулирования распределительных электросетевых компаний, можно сформулировать определенные ожидания относительно результатов реформирования регулирования электросетевых компаний в России.

1. Реализация полного вертикального разделения ОАО РАО «ЕЭС России», принципы которого на практике существенно не нарушаются, формирование простой организационной структуры отрасли являются хорошим основанием для перехода к стимулирующему регулированию. Укрупнение ТСО, уменьшение их числа в результате M&A активности также будет облегчать реализацию новых принципов регулирования.

2. Недостаточная независимость национального регулятора и, как следствие, неэффективное регулирование могут привести к ограничению положительных эффектов, связываемых с реформой тарифного регулирования в электрических сетях. В настоящее время Правительство, исходя из макроэкономических соображений, фактически определяет предельный рост тарифов у потребителей. В этих условиях становится менее важным, какие методики расчета тарифов применяются дальше и какие у компаний объективно необходимые затраты — темп роста тарифов не должен быть выше установленного.

3. Нестабильность и частая смена правил в системе регулирования может расцениваться участниками рынка как оппортунистическое поведение регулятора (правительства), что чревато откладыванием инвестиционных решений, R&D проектов.

4. Существование в отрасли системных проблем (например, перекрестного субсидирования) может потребовать тактических

решений в области регулирования сетевых компаний, что будет искажать основные цели и пути их достижения.

5. Регулирование инвестиционной составляющей тарифа на передачу электроэнергии затратным методом потребует разработки эффективных механизмов контроля реализации инвестиционных проектов регулируемых компаний на предмет их востребованности и стоимости.

6. При раздельном регулировании капитальных и операционных затрат потребуются разработка четких критериев их разнесения по видам.

7. При переходе к стимулирующему регулированию потребуются разработки требований к регулируемым компаниям, обеспечивающим как минимум неснижение качества предоставляемых услуг.

8. Учитывая тот факт, что Россия начала реформу регулирования электросетевых компаний в условиях, более близких к условиям развитых стран, чем развивающихся⁵⁰, стоит ожидать, что эффект от ее внедрения будет также более умеренным. С другой стороны, любой прозрачный и последовательно внедряемый механизм регулирования даст заметный эффект.

Список литературы

1. Агабеков С. И., Кокурин Д. И., Левина Е. А. Конкуренция на инфраструктурных рынках // Современная конкуренция. 2013. № 4 (40). С. 96–111.
2. Годовой отчет ОАО «ФСК ЕЭС» за 2011 год // ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы». URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/FSK_GO_2011_02072012.pdf.
3. Годовой отчет ОАО «Холдинг МРСК» за 2011 год // ОАО «Холдинг МРСК». URL: http://www.holding-mrsk.ru/media/company/GO_russsk_27.06.12.pdf.

⁵⁰ Если оценивать по уровню электрификации, развитости электрической сети и т. п. Проблема неплатежей в отрасли к началу реформы была в целом решена. Коммерческие потери есть, но их масштабы далеки от 20–50%, характерных для развивающихся стран.

4. Курнышева И. Р. Развитие институтов конкуренции и конкурентных отношений в российской экономике // Современная конкуренция. 2013. № 1 (37). С. 49–57.
5. Мельник А. Н., Мустафина О. Н., Наумова И. Е., Серкина Н. А. Либерализация энергетического рынка как важнейшее направление повышения конкурентоспособности отечественной экономики // Современная конкуренция. 2013. № 4 (40). С. 112–121.
6. Методы тарифного регулирования в зарубежных энергосистемах // НП «Совет рынка», публикация от 10.10.2013. URL: <http://www.np-sr.ru/presscenter/pressinf/index.htm>.
7. Милютин Д. Особенности регулирования электросетевых организаций в 2012–2013 гг. // Энергорынок. 2012. № 05 (100). С. 26–28.
8. Федеральная служба по тарифам. Приказ от 17 февраля 2012 г. № 98-э. «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки» // Справочно-правовая система «Консультант Плюс»: [Электронный ресурс] / Компания «Консультант Плюс». Последн. обновление 15.05.2014.
9. Федеральная служба по тарифам. Приказ от 30 марта 2012 г. № 228-э. «Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала» // Справочно-правовая система «Консультант Плюс»: [Электронный ресурс] / Компания «Консультант Плюс». Последн. обновление 15.05.2014.
10. Anaya K. The Restructuring and Privatisation of the Peruvian Electricity Distribution Market // EPRG Working Paper 1009. Cambridge Working Paper in Economics 1017. March 2010.
11. Annual Report to the European Commission // Entidade Reguladora dos Servicos Energeticos. August 2013. URL: <http://www.erse.pt/pt/uniao-europeia/Documents/Annual%20Report%20EC%202012%20Final.pdf>.
12. Annual Report to the International Agency for Cooperation between Energy Regulators and European Commission on the Activities and Duties of the Italian Regulatory Authority for Electricity and Gas // Italian Regulatory Authority for Electricity and Gas. 31st July 2013. URL: http://www.autorita.energia.it/allegati/relaz_ann/13/C13_NR_Italy-EN.pdf.
13. Armstrong M., Sappington D. Recent Developments in the Theory of Regulation // Handbook of Industrial Organization. 2005. URL: <http://www.econ.ucl.ac.uk/downloads/armstrong/reg.pdf>.
14. Arocena P., Contina I., Huerta E. Price regulation in the Spanish energy sectors: who benefits // Energy Policy. 2002. Vol. 30. P. 885–895.
15. Asquer A. Liberalization and regulatory reform of network industries: A comparative analysis of Italian public utilities // Utilities Policy. 2011. Vol. 19. P. 172–184.
16. Averch H., Johnson L. L. Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint // American Economic Review. 1962. Vol. 52. № 5. P. 1059–69.
17. Baron D., Besanko D. Regulation and Information in a Continuing Relationship // Information Economics and Policy. 1984. Vol. 1. P. 267–302.
18. Baumol W., Klevorick A. K. Input Choices and Rate of Return Regulation: An Overview of the Discussion // Bell Journal of Economics and Management Science. 1970. Vol. 1. № 2. P. 169–190.
19. Blázquez-Gómez L., Grifell-Tatjé E. Evaluating the regulator: Winners and losers in the regulation of Spanish electricity distribution // Energy Economics. 2011. № 33. P. 807–815.
20. Bortolotti B., D'Souza J., Fantinic M., Megginson W. L. Privatization and the sources of performance improvement in the global telecommunications industry // Telecommunications Policy. 2002. Vol. 26. P. 243–268.
21. Brennan M. J., Schwartz E. S. Consistent Regulatory Policy under Uncertainty // The Bell Journal of Economics. 1982. Vol. 13. P. 506–524.
22. Cambini C., Rondi L. Incentive regulation and investment: evidence from European energy utilities // Journal of Regulatory Economics. 2010. Vol. 38. P. 1–26.
23. Christensen G. B., Haveman R. H. Public Regulations and the Slowdown in Productivity Growth // American Economic Review. 1981. Vol. 71. P. 320–325.

24. *Crew M. A., Kleindorfer P. R.* Regulatory Economics: Twenty Years of Progress // *Journal of Regulatory Economics*. 2002. Vol. 21. № 1. P. 5–22.
25. *Domah P. D., Pollitt M. G.* The Restructuring and Privatisation of the Regional Electricity Companies in England and Wales: A social cost benefit analysis // *Fiscal Studies*. 2001. Vol. 22. № 1. P. 107–146.
26. *Electricity Regulation in USA: A Guide* // The Regulatory Assistance Project. March 2011. URL: http://www.raponline.org/docs/RAP_Lazar_Electricity-RegulationInTheUS_Guide_2011_03.pdf.
27. *Energy Markets in the European Union in 2011* // Commission Staff Working Document SWD (2012) 368 / Publications Office of the European Union. 2012. URL: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/20121217_energy_market_2011_lr_en.pdf.
28. Final Report of the Energy Regulatory Office on the regulatory methodology for the third regulatory period, including the key parameters of the regulatory formula and pricing in the electricity and gas industries // Energy Regulatory Office of Czech Republic. December 2009. URL: http://www.ero.cz/documents/10540/462856/Report_III_ro_en.pdf/43917006-06ee-4e71-a48f-fe8cefc57310.
29. *Guthrie G.* Regulating Infrastructure: The Impact on Risk and Investment // *Journal of Economic Literature*. 2006. Vol. 44. № 4. P. 925–972.
30. *Gutierrez L. H., Berg S.* Telecommunications liberalization and regulatory governance: lessons from Latin America // *Telecommunications Policy*. 2000. Vol. 24. P. 865–884.
31. *Jamasb T.* Between the state and market: Electricity sector reform in developing countries // *Utilities Policy*. 2006. Vol. 14. P. 14–30.
32. *Joskow P. L.* Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks // *Review of Network Economics*. 2008. Vol. 7. Issue 4. P. 547–560.
33. *Joskow P. L.* Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks // *Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned?* / Ed. N. L. Rose. 2006. URL: <http://papers.nber.org/books/rose05-1>.
34. *Kassakian J. G., Schmalensee R.* The Future of the Electric Grid // An Interdisciplinary MIT study. December 2011. URL: <https://mitei.mit.edu/publications/reports-studies/future-electric-grid>.
35. *Laffont J.-J., Tirole J.* A Theory of Incentives in Regulation and Procurement. Cambridge, MA: MIT Press, 1993.
36. *Laffont J.-J., Tirole J.* Using Cost Observations to Regulate Firms // *Journal of Political Economy*. 1986. Vol. 94. № 3. P. 614–641.
37. *Levy B., Spiller P.* The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications // *Journal of Law, Economics and Organization*. 1994. Vol. 10. № 2. P. 201–246.
38. *Lyon T. P.* A Model of Sliding-Scale Regulation // *Journal of Regulatory Economics*. 1996. Vol. 9. P. 227–247.
39. *Machek O.* Regulatory Benchmarking in Central Europe: Current Practice and Possibilities of Development for the Energy Sector // *Annals of the University of Oradea, Economic Science Series*. 2011. Vol. 20. Issue 1. P. 80–86.
40. Mapping Power and Utilities Regulation in Europe // EY's Global Power & Utilities Center / EYGM Ltd. 2013. URL: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Mapping_Power_and_Utillities_Report_2013/\\$FILE/EY%20European%20Power%20regulatory%20report%20FINAL%200513.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Mapping_Power_and_Utillities_Report_2013/$FILE/EY%20European%20Power%20regulatory%20report%20FINAL%200513.pdf).
41. *Marañón M., Morata A.* Tariff deficit in retail electricity markets in Spain // *Network Industries Quarterly*. 2011. Vol. 13. № 1. P. 23–26.
42. *Meggison W. L., Netter J. M.* From State to Market: A Survey of Empirical Studies on Privatization // *Journal of Economic Literature*. 2001. Vol. 39. № 2. P. 321–389.
43. *Mißfeldt S.* A comparative analysis between the Dutch and German electricity distribution network industry with regard to regulation and efficiency. Master Thesis // Aarhus School of Business, Aarhus University. 28.05.2012. URL: http://pure.au.dk/portal-asb-student/files/45620573/Master_Thesis_Stefan_Missfeldt_final.pdf.
44. *Mota R.* The Restructuring and Privatisation of Electricity Distribution and Supply Businesses in Brazil: A Social Cost-Benefit Analysis // *Cambridge Working Papers in Economics*. 2003. № 0309.
45. *Nelson R. A., Wohar M. E.* Regulation, Scale Economies, and Productivity in Steam-Electric Genera-

- tion // *International Economic Review*. 1983. Vol. 24. P. 57–78.
46. *Perez-Reyes R., Tovar B.* Measuring efficiency and productivity change (PTF) in the Peruvian electricity distribution companies after reforms // *Energy Policy*. 2009. Vol. 37. P. 2249–2261.
 47. *Petrov K., Ajodhia V., Dr. Grote D., Resnjansk D.* Regulatory Incentives for Investments in Electricity Networks // *Third Annual Conference on Competition and Regulation in Network Industries*. 19 November 2010. URL: <http://crninet.com/2010/2010%20elec%20d.pdf>.
 48. *Schmalensee R.* Good Regulatory Regimes // *The RAND Journal of Economics*. 1989. Vol. 20. №3. P. 417–436.
 49. *Sheshinski E.* Price, Quality and Quantity Regulation in Monopoly Situations // *Economica*. 1976. Vol. 43. №170. P. 127–37.
 50. *Shleifer A.* A Theory of Yardstick Competition // *The RAND Journal of Economics*. 1985. Vol. 16. №3. P. 319–327.
 51. *Spence A. M.* Monopoly, Quality, and Regulation // *The Bell Journal of Economics*. 1975. Vol. 6. №2. P. 417–429.
 52. *Stigler G. J., Friedland C.* What Can Regulators Regulate — The Case of Electricity // *The Journal of Law & Economics*. 1962. Vol. 5. P. 1–16.
 53. *Tahvanainen K., Honkapuro S., Partanen J., Viljainen S.* Experiences of modern rate of return regulation in Finland // *Utilities Policy*. 2012. Vol. 21. P. 32–39.
 54. Trends in electricity distribution network regulation in North West Europe // *A Report Prepared for Energy Norway / Frontier Economics Ltd, London*. March 2012. URL: <http://www.nve.no/Page-Files/13979/Distribution%20network%20regulation%20in%20Norway%20-%20final%20-%20stc.pdf?epslanguage=no>.
 55. *Villalonga B.* Privatization and efficiency: differentiating ownership effects from political, organizational, and dynamic effects // *Journal of Economic Behavior & Organization*. 2000. Vol. 42. P. 43–74.
 56. *Wallsten S. J.* An Econometric Analysis of Telecom Competition, Privatization, and Regulation in Africa and Latin America // *The Journal of Industrial Economics*. 2001. Vol. 49. №1. P. 1–19.

Y. Orlova, Post Graduate Student of Faculty of Economy, Department of Economic Analysis of Organizations and Markets, NIU HSE, Moscow, juorlova@yandex.ru

ELECTRICITY DISTRIBUTION TARIFFS REGULATION REFORM IN RUSSIA: PROVISIONS FOR INCREASE COMPETITIVENESS OF THE SECTOR

The aim of the article is to analyze reform of the tariffs regulation for the Russian electricity distribution companies against the background of the global tendencies in this sphere.

The «cost plus» regulation approach which applied to electricity grids till 2009 did not help to bring investments in the sector. Starting from 2009, the new long-term tariff methodology (RAB-regulation that stands for Regulatory asset base) has been introduced. The main goal of the tariff reform is to stimulate investments into electricity networks and to improve their operational efficiency, service quality and reliability. Starting from 2012 the electricity distribution companies that have not completed transfer to RAB-regulation are regulated under long-term indexation.

Some features of the transition and design of the new tariff regulation caused dramatic increase of the grid's component in the final tariffs for the commercial consumers. This fact is extremely negative both for the competitiveness of the Russian producers and for the prospects of the unified energy system. Tariff regulation of the power grid companies influences not only the efficiency and reliability of electricity distribution but may also directly affect competition on the wholesale and retail electricity markets and overall liberalization of the electricity market.

Keywords: electricity industry reform, competition in the electricity, network companies, incentive regulation, benchmarking.