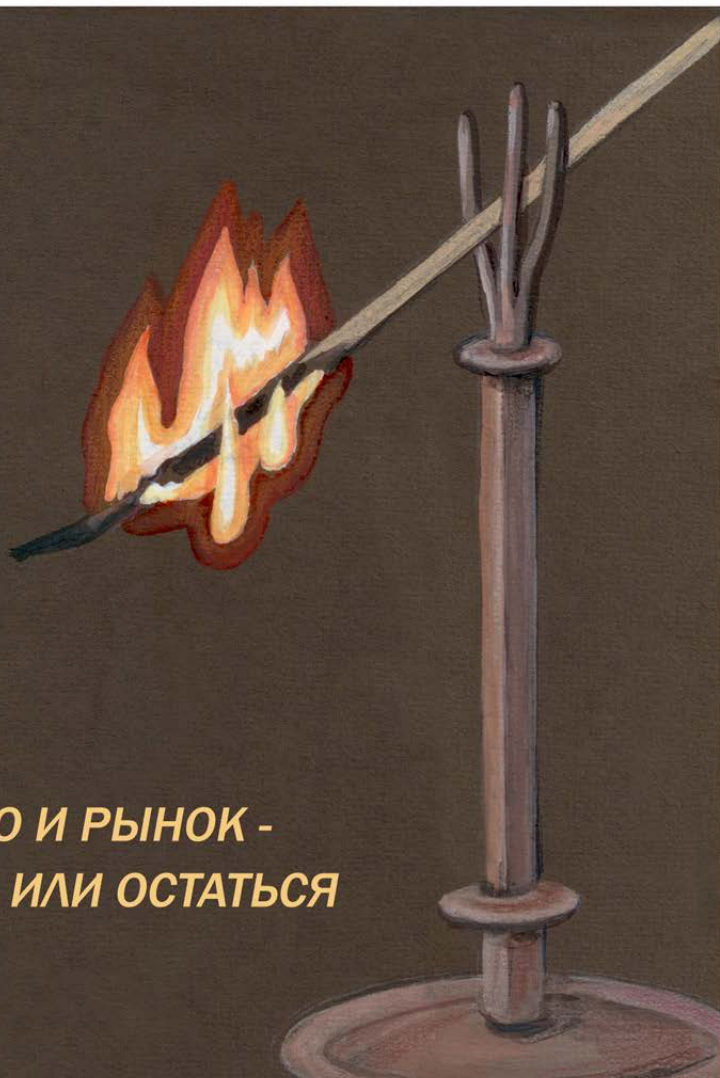


ЭКО



ВСЕРОССИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ № 9 2019 г.



*ТЕПЛО И РЫНОК -
УЙТИ ИЛИ ОСТАТЬСЯ*

Главный редактор **КРЮКОВ В.А.**, член-корреспондент РАН, профессор,
директор Института экономики и организации промышленного производства СО РАН

РЕДКОЛЛЕГИЯ:

А.Г. Аганбегян, РАНХ и ГС при Президенте РФ, академик РАН, Москва; **А.О. Баранов**, зам. директора по научной работе ИЭОПП СО РАН, зав. кафедрой НГУ, д.э.н., проф., Новосибирск; **Р. Бардацци**, факультет государственного управления, Университет Флоренции, д-р философии, проф. (Италия); **Е.Б. Бухарова**, директор Института экономики, управления и природопользования СФУ, к.э.н., проф., Красноярск; **Ш. Вебер**, ректор РЭШ, д-р философии (Канада – Россия); **Ю.П. Воронов**, ИЭОПП СО РАН, к.э.н., Новосибирск; **И.П. Глазырина**, зав. лабораторией эколого-экономических исследований ИПРЭК СО РАН, д.э.н., Чита; **Л.М. Григорьев**, НИУ ВШЭ, к.э.н., проф., Москва; **В.И. Зоркальцев**, СЭИ СО РАН им. Л.А. Мелентьева, д.т.н., проф., Иркутск; **В.В. Колмогоров**, к.э.н., Москва; **В.В. Кулешов**, гл. науч. сотр. ИЭОПП СО РАН, академик РАН, Новосибирск; **Чжэ Ён Ли**, вице-президент Корейского института международной экономической политики, д-р философии (Республика Корея); **Юцзюнь Ма**, директор Института России, Хэйлунцзянская академия общественных наук, к.и.н., Харбин (Китай); **С.Н. Мироносецкий**, член СД ООО «Сибирская генерирующая компания»; **А. Му**, Институт Фритьофа Нансена, канд. полит. н. (Норвегия); **В.А. Никонов**, генеральный директор АО «Технопарк новосибирского Академгородка»; **В.И. Псарев**, зав. кафедрой Алтайского госуниверситета, зам. председателя Исполнительного комитета МАСС, к.э.н., д.т.н.; **Н.И. Суслов**, зам. директора по научной работе ИЭОПП СО РАН, д.э.н., проф., Новосибирск; **А.В. Усс**, губернатор Красноярского края, д.ю.н., проф., Красноярск; **Хонгёл Хан**, Департамент экономики Университета Ханьянг, председатель Корейского института единения, д-р наук, проф. (Республика Корея); **Цзе Ши**, директор Центра международных энергетических исследований, Китайский институт международных исследований, Пекин (Китай); **А.Н. Швецов**, зам. директора по научной работе ФИЦ «Информатика и управление» РАН, Институт системного анализа РАН, д.э.н., проф., Москва.

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

А.В. Алексеев, ИЭОПП СО РАН, д.э.н.; **С.Ю. Барсукова**, НИУ «Высшая школа экономики», д.соц.н.; **Э.Ш. Веселова**, зам. главного редактора; **К.П. Глущенко**, ИЭОПП СО РАН, д.э.н.; **Е.В. Гоосен**, Институт экономики и управления Кемеровского госуниверситета, к.э.н.; **Е.А. Капогузов**, Омский госуниверситет им. Ф.М. Достоевского, д.э.н.; **В.И. Клисторин**, ИЭОПП СО РАН, д.э.н.; **Г.П. Литвинцева**, НГПУ, д.э.н.; **В.В. Мельников**, НГУЭиУ, НГПУ, к.э.н.; **Л.В. Мельникова**, ИЭОПП СО РАН, к.э.н.; **П.Н. Тесля**, зам. главного редактора, к.э.н.; **О.П. Фадеева**, ИЭОПП СО РАН, к.соц.н.; **Л.Н. Щербакова**, Кемеровский госуниверситет, д.э.н.; **В.В. Шмат**, ИЭОПП СО РАН, к.э.н.

УЧРЕДИТЕЛИ:

Учреждение Российской академии наук Сибирское отделение РАН,
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт экономики и организации промышленного производства
Сибирского отделения РАН,
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Новосибирский национальный
исследовательский государственный университет» (НГУ),
Редакция журнала «ЭКО»

ИЗДАТЕЛЬ:

АНО «Редакция журнала «ЭКО»

9 (543) 2019

Editor in chief - Dr., Prof. **VALERY A. KRYUKOV**, Director of Institute of Economics and Industrial Engineering SB RAS

Editorial Board:

Prof. Dr. **Aganbegyan, A.G.**, Russian Academy of National Economy and Public Service at the Russian President; Prof. Dr. **Baranov, A.O.**, Novosibirsk State University; Prof. **Bardazzi, R.**, PhD, Faculty of Political Sciences, University of Florence (Italy); Prof. **Buharova, E.B.**, PhD, Siberian Federal University; Prof. Dr. **Glazyrina, I.P.**, Institute of Natural Resources, Ecology and Cryology SB RAS; Prof. **Grigoriev, L.M.**, PhD, Higher School of Economics; **Jae Young Lee**, PhD, Korean Institute for International Economic Policy; Prof. Dr. **Hong Yul Han**, Hanyang University, The Korea Consensus Institute; **Kolmogorov, V.V.**, PhD; Prof. Dr. **Kuleshov, V.V.**, Institute of Economics and Industrial Engineering SB RAS; **Mironosetsky, S.N.**, Siberian Generating Company; **Moe, A.**, PhD, The Fridtjof Nansen Institute; **Nikonov, V.A.**, Technopark of Novosibirsk Academgorodok; Dr. **Psarev, V.I.**, Interregional Association of the Economic Cooperation «Siberian Accord»; Prof. Dr. **Shvetsov, A.N.**, Institute for Systems Analysis RAS; Prof. Dr. **Suslov, N.I.**, Institute of Economics and Industrial Engineering SB RAS; Prof. Dr. **Uss, A.V.**, Governor of Krasnoyarsk Krai; Prof. **Weber, Hs.**, PhD, Canada-Russian Economics School; Prof. **Voronov, Yu.P.**, PhD, Institute of Economics and Industrial Engineering SB RAS; **Yutsyun, Ma**, PhD, Heilongjiang Academy of Social Sciences; **Ze Shi**, PhD, Institute of International Studies; Prof. Dr. **Zorkaitsev, V.I.**, Energy Systems Institute SB RAS.

Advisory Board:

Dr. **Alekseev, A.V.**; Dr. **Barsukova, S.Yu.**; PhD **Fadeeva, O.P.**; Dr. **Gluschenko, K.P.**; PhD **Goosen, E.V.**; Dr. **Kapoguzov, E.A.**; Dr. **Klistorin, V.I.**; Dr. **Litvintzeva, G.P.**; PhD **Melnikov, V.V.**; PhD **Melnikova, L.V.**; Dr. **Shcherbakova, L.N.**; PhD **Shmat, V.V.**; PhD **Teslia, P.N.**; **Veselova, E.Sh.**

Founders:

Russian Academy of Sciences, Siberian Branch,
Institute of Economics and Industrial Engineering of Siberian Branch of RAS
Novosibirsk State University
Editorial Office of ECO journal

Editor

ANO Editorial Office of ECO journal
Academician Lavrentyev Av. , 17. Novosibirsk, 630090, Russia

В НОМЕРЕ

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

- 4 Страсти вокруг котельной

Тема номера: ТЕПЛО И РЫНОК – УЙТИ ИЛИ ОСТАТЬСЯ

- 8 ЛЮБИМОВА Е.В.
Электроэнергетика: экономические
оттенки российских трендов
- 23 СЕМИКАШЕВ В.В.
Теплоснабжение в России:
текущая ситуация и проблемы
инвестиционного развития
- 48 СТЕННИКОВ В.А.,
ПЕНЬКОВСКИЙ А.В.
Проблемы российского
теплоснабжения и пути их решения
- 70 КОСОГОВА Е.А.
Инвестиционная революция в тепле.
Рубцовская модель
- 79 ТОЛСТОЛЕСОВА Л.А.,
ВОРОБЬЕВА М.С.,
ЮМАНОВА Н.Н.
ГЧП-фактор развития энергетики:
международный опыт и практика
России
- 99 «Прямая речь»: из выступлений
участников круглого стола

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ИСТОРИЯ РОССИИ

- 104 СИМОНОВ Н.С.
Вопросы государственной
энергетической политики
в решениях Госкомитета обороны
СССР (1941-1945 гг.)

ЭКОЛОГИЯ И ЭКОНОМИКА

- 117 ТАГАЕВА Т.О.,
ГИЛЬМУНДИНОВ В.М.,
КАЗАНЦЕВА Л.К.
Проблема накопления отходов
в отраслях добывающей
промышленности РФ

ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ НАУКИ И ОБРАЗОВАНИЯ

- 132 ТЕРЕЩЕНКО Д.С.,
ЩЕРБАКОВ В.С.
Статистический анализ
дифференциации российских
регионов по уровню
публикационной активности

ПРОБЛЕМЫ РЕГИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ

- 155 БЕКАРЕВА С.В.,
МЕЛЬТЕНИСОВА Е.Н.,
ГЕРРЕЙРО А.
Уровень добычи нефти как фактор
роста экономики Арктики
(США, Аляска)

ДИСКУССИОННЫЙ КЛУБ

- 165 НОВИКОВ А.В.,
НОВИКОВА И.Я.
ВВП как стоимостной измеритель
объема экономики и индикатор
экономического роста

КНИЖНАЯ ПОЛКА

- 188 КЛИСТОРИН В.И.
Экономическая история России
от Григория Ханина

CONTENTS

EDITORIAL

- 4 Passions Run High around Boiler Station

Cover Story: HEAT AND MARKET – TO LEAVE OR TO STAY

- 8 LYUBIMOVA, E.V.
Electric Power Industry: Economic Nuances of Russian Trends
- 23 SEMIKASHEV, V.V.
The Heat Supplying in Russia: Current Situation and Problems of Investment Development
- 48 STENNIKOV, V.A.,
PENKOVSKII, A.V.
Heat Supply: Problems, Challenges, Solutions
- 70 KOSOGOVA, E.A.
Investment Revolution in Heating. The Rubtsovsk Model
- 79 TOLSTOLESOVA, L.A.,
VOROBIEVA, M.S.,
YUMANOVA, N.N.
PPP is a Factor in Development of Energy Sector: International Experience and Russian Practice
- 99 **Direct Speech:** Statements of Participants in Round-Table Discussion

ECONOMIC HISTORY OF RUSSIA

- 104 SIMONOV, N.S.
Issues of State Energy Policy in Decisions of the USSR State Defense Committee (1941-1945)

ECOLOGY AND ECONOMY

- 117 TAGAEVA, T.O.,
GILMUNDINOV, V.M.,
KAZANTSEVA, L.K.
The Problem of Mining Industrial Waste Accumulation in Russian Federation

DEVELOPMENT OF SCIENCE AND EDUCATION

- 132 TERESHCHENKO, D.S.,
SHCHERBAKOV, V.S.
Statistical Analysis of the Differentiation of Russian Regions by the Level of Publication Activity

REGIONAL DEVELOPMENT

- 155 BEKAREVA, S.V.,
MELTENISOVA, E.N.,
GUERREIRO, A.
The Level of Oil Production as a Growth Factor in the Arctic Economy (USA, Alaska)

DEBATES

- 165 NOVIKOV, A.V.,
NOVIKOVA, I.Ya.
GDP as the Value of Measuring the Size of the Economy and the Country's Economic Growth

BOOKSHELF

- 188 KLITORIN, V.I.
Economic History of Russia by G.Khanin

Страсти вокруг котельной

В теплоэнергетике в концентрированном виде сосредоточены очень многие проблемы, с которыми сталкиваются и экономика, и социальная система России на протяжении последних более чем тридцати лет. Важнейшие среди них: социальная роль и значимость обеспечения значительной части населения страны теплом из «внешних источников» (увы, многие наши граждане все еще отапливают жилье дровами и имеют «удобства» на улице); особенность материально-технологических активов, созданных в рамках системы централизованного планирования и управления и ускоренной индустриализации и урбанизации; «хронический диагноз» ведомственности и клановых и корпоративных интересов; неизменная склонность к мнимой простоте и администрируемости при формировании системы управления и регулирования сложнейших экономических процессов.

Важно то, что реформирование и преобразование системы теплоснабжения урбанизированных поселений нашей необъятной Родины происходят тогда, когда в мире все меняется под влиянием современного этапа научно-технического развития (включая «бум» новых информационных технологий и, в целом, формирование новой модели взаимодействия человека и внешней среды). Безусловно, эти процессы идут везде с разной скоростью: на смену углю в качестве источника тепло- и электроэнергии, по мере перехода экономики той или иной страны на новый уровень развития приходят альтернативные источники энергии. Системы производства тепловой энергии на основе крупных объектов (станций) испытывают все большее давление со стороны распределенных источников генерации (эффекты масштаба и когенерации уже не являются универсальными и не могут служить единственной основой для выработки и принятия решений).

Переход к новой электро- и теплоэнергетике немислим вне учета названных особенностей: с одной стороны, исторической и «естественной» специфики России (страны регионов), а с другой – процесса быстро идущих изменений в технике и технологиях. Целью реформ, которые с разной степенью успешности проводятся в экономике нашей страны и в ее значимой составляющей – энергетике, является стремление повысить

эффективность использования и потребления ресурсов (в данном случае – электроэнергии и тепла), а также открыть дорогу прогрессивным процессам в изменении технологического уровня и все возрастающего значения социальной и экологической составляющих.

При удачном соединении страновых условий и особенностей с возможностями, предоставляемыми современными технологиями, а также при условии создания и применения действенных процедур регулирования, результаты и сроки достижения приемлемого уровня социальной, экологической, экономической эффективности не заставят себя долго ждать.

К сожалению, в случае рассогласования отмеченных составляющих говорить об эффективности не приходится. Растут издержки и тарифы, население все больше увязает в долгах за жилищно-коммунальные услуги, промышленные потребители все чаще «голосуют рублем», переходя на собственные источники генерации, финансовые возможности генерирующих компаний уменьшаются, а с ними увеличивается и доля физически изношенного оборудования. В этой ситуации все чаще приходится заниматься «пожаротушением» – например, срочно расширять сферу применения государственно-частного партнерства не для решения проблем развития, а для «латания дыр». Приведенный на страницах настоящей тематической подборки анализ реализации проектов ГЧП в энергетическом секторе РФ показал, что «большинство из них имеют мелкий масштаб и относятся к муниципальному уровню. В основном это проекты, направленные на поддержание теплосетей и объектов энергоснабжения в рабочем состоянии. Они не способны привести к значительным изменениям в отрасли и не способствуют созданию новых и модернизации действующих объектов энергоснабжения» (статья Л. А. Толстолесовой, М. С. Воробьевой, Н. Н. Юмановой).

И энергетика в целом, и тем более, производство тепла и его поставка потребителям, сформированные в рамках тех подходов и традиций индустриального мышления, которые преобладали в экономике централизованного планирования и управления, ожидаемо оказались в числе высокомонополизированных секторов. Особенно это касается относительно замкнутых и обособленных систем теплоснабжения. Отсюда берут начало почти

все основные недостатки отрасли: нерациональное использование ресурсов, несоответствие цены качеству услуг, отсутствие стимулов к внедрению инноваций, нарастание экономической, экологической, общественной неэффективности.

Авторами этого номера в качестве иллюстрации того, как можно добиться серьезных успехов в деле экономии энергии и выдерживания допустимых уровней ее расходования, приведен обзор практики принятия решений в данной области Государственного комитета обороны в годы Великой Отечественной войны (статья Н.С. Симонова). Но этот пример относится к практике другой, весьма специфической экономической системы.

Выход из сложившейся в современной России ситуации, который был в конце концов найден, вполне логичен и правомерен для рыночной экономики: при отсутствии конкуренции физически доступных товаров (услуг) со стороны поставщиков сформировать им виртуальную замену. На роль подобного «фантома» в случае производства тепла была призвана так называемая «альтернативная котельная», некий виртуальный источник тепловой энергии, который мог бы обеспечить производство тепла в данной местности наилучшим образом, используя самые современные технологии. Важно, что технологические составляющие год от года должны меняться в сторону роста эффективности.

Применение в качестве индикатора издержек «альтернативной котельной» особых сомнений не вызывает – и логично, и в общем приемлемо с методической точки зрения. Самые большие сложности возникают, как это бывало не раз, при переходе от теоретически выстроенной схемы к ее практической реализации. А именно: какие технологии брать за основу, какие и где получать индикаторы, характеризующие издержки факторов производства.

Фактически тот предельно допустимый уровень издержек (тарифа на их основе), который характеризует «альтернативную котельную», является, по меткому выражению Е.А. Косоговой, «ценой ухода» потребителей к альтернативным поставщикам. Поэтому главная экономическая проблема для регуляторов и действующих игроков рынка теплоэнергии – формирование приемлемой «формулы цены входа», которая позволяла бы остаться в данном бизнесе и успешно его развивать.

Результативное применение образа «альтернативная котельная» в значительной мере определяется принимаемой и реализуемой схемой государственного регулирования формирования рынка тепла, с одной стороны, а с другой – связью данных процессов с научно-технической политикой в стране. Несомненно, что «достижение индикативного уровня (тарифа) должно сигнализировать контрольным органам о несостоятельности компании по выполнению своих обязательств по теплоснабжению потребителей и необходимости принятия соответствующих организационных мер» (статья В. А. Стенникова и А. В. Пеньковского).

Одно из важнейших условий – учет местных особенностей и обстоятельств. Именно это, как показано на страницах настоящей подборки, является причиной успешной реализации механизма «альтернативной котельной» в г. Рубцовске Алтайского края (статья Е. А. Косоговой).

Все попытки при регулировании сложных систем пренебречь местной спецификой приводят к результатам прямо противоположным – при достижении простоты и мнимой управляемости процессом формирования рынка тепла обеспечить рост социальной и экономической результативности в долгосрочном периоде не удастся. Последнее возможно только в рамках консенсусного подхода к выработке решений с учетом мнений производителей тепло- и электроэнергии, ее поставщиков и, вне сомнения, самих потребителей.

Главный редактор «ЭКО»



КРЮКОВ В.А.

Электроэнергетика: экономические оттенки российских трендов¹

Е.В. ЛЮБИМОВА, кандидат экономических наук, Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, Новосибирск.
E-mail: kat@ieie.nsc.ru

Аннотация. Электроэнергетика – базовая отрасль промышленности, в которой за советский период была создана и настолько успешно функционировала Единая энергетическая система, что её характеристики до сих пор используются в качестве базы для оценки результатов энергореформ. Является сегодняшняя энергетика фактором или тормозом экономического развития России? Нуждается ли она в дальнейшем реформировании, и если да – то в каком и как именно? Ответы на эти вопросы должны быть даны в результате комплексной экспертизы, всестороннего их рассмотрения в профессиональных и научных кругах. В статье исследуются общеэкономические аспекты хозяйствования централизованной энергетики РФ, даются анализ статистических данных, выявление количественных и качественных тенденций их изменения, позволяющие оценить текущее состояние отрасли, её взаимоотношения с потребителями.

Ключевые слова: электроэнергия; Единая энергосистема России; экономика; реформа; тариф; эффективность; управление

Электроэнергетика – одна из базовых отраслей национальной экономики, ее доля в промышленном производстве страны, оцененная по объему ВВП, колеблется в последние годы около 10%. Региональное размещение генерирующих мощностей неравномерно, и вклад отрасли в производство различных регионов страны варьируется от 1% до 50% ВРП. При этом в половине субъектов Федерации доля энергетики близка к среднероссийской, в пятой части регионов – не превышает 10%, примерно в 1/3 составляет от 20% до 30%, а в 10 регионах превышает 30% промышленного производства.

Повышенный удельный вес энергетики в структуре экономики того или иного региона вовсе не означает её реальной значимости в масштабе всей страны, тем более что доля отрасли подсчитывается в стоимостном выражении, и тут разница в тарифах может сыграть не меньшую роль, чем разница в величине

¹ Статья подготовлена по плану НИР ИЭОПП СО РАН в рамках приоритетного направления XI.172, проект XI.172.1.1 (0325–2019–0010).

установленных мощностей. К примеру, Корякский автономный округ, будучи еще субъектом Федерации, значился по показателю удельного веса энергетики в группе «сильных» вместе с Тюменской областью и г. Москва, промышленная и энергетическая мощь которых в 50–300 раз больше, чем у округа. Существенная доля энергетики в региональном производстве при сильной промышленности положительно характеризует экономический потенциал субъекта, при слабой промышленности – это отражение диспропорциональности региональной экономики.

Основные характеристики размещения генерирующих мощностей по макрорегионам страны заложены ещё в советский период и исключительно устойчивы. И сегодня на северо-западе европейской части России заметная доля генерирующих мощностей сосредоточена на АЭС, в большинстве остальных её районов и на Урале доминируют газовые ТЭС, в Сибири преобладают ГЭС, а тепловые станции работают на угле (кроме Тюменской области и Ханты-Мансийского АО), а на Дальнем Востоке большая часть электро- и теплоэнергии производится на угольных ТЭС. В европейской части создана развитая сетевая структура, обслуживающая большое количество рассредоточенных потребителей. В восточных районах, напротив, основные объемы потребления сконцентрированы в крупных узлах, расположенных на больших расстояниях друг от друга.

Динамика и структура потребления электроэнергии (табл. 1) главным образом отражают достигнутый размах и динамику хозяйственной деятельности макрорегионов. Три четверти произведенной электроэнергии устойчиво потребляется в четырёх из восьми федеральных округов – Центральном, Сибирском, Приволжском, Уральском (в порядке убывания). При этом благодаря наличию единой энергосистемы, обеспечивающей межрегиональные перетоки, степень избыточности или дефицитности каждого конкретного региона по электроэнергии не имеет сильного воздействия на процессы функционирования и развития его экономики.

За четыре отчетных года электропотребление страны выросло на 4%, что весьма обнадеживает, особенно в свете его рецессивного спада на 4,8 млрд кВт·ч в 2015 г.

Таблица 1. Потребление электроэнергии по федеральным округам в 2014–2018 гг., млрд кВт·ч

Федеральный округ	2014	2016	2018
Российская Федерация	1065,0	1078,4	1108,1
Центральный	213,6	219,6	227,1
Северо-Западный	109,7	111,8	114,6
Южный (+Крымский федеральный округ)	70,3	69,4	73,6
Северо-Кавказский	23,0	24,7	25,0
Приволжский	197,4	197,5	204,0
Уральский	182,3	184,5	188,6
Сибирский (СФО)*	223,2	221,8	210,0
Дальневосточный (ДФО)*	45,5	49,1	65,3
СФО+ДФО	268,7	270,9	275,3

Источник: Росстат http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/industrial/

*Учитывается перемещение двух субъектов Федерации из СФО в ДФО в 2018 г.

Потребность в энергии определяет объем её генерации (с учетом экспортно-импортного сальдо), и в основном (на 96%) удовлетворяется электростанциями, включёнными в Единую энергетическую систему (ЕЭС) России, охватывающую более 80% территории страны. В районах, не охваченных централизованным электроснабжением, действуют изолированные энергосистемы и энергоузлы, а также отдельные электростанции и энергоустановки в отдалённых и малонаселённых местностях. Этот сегмент электроэнергетики имеет особенные характеристики и собственный круг проблем, не присущих «большой энергетике». Данная статья направлена на рассмотрение трендов, существующих в централизованном сегменте энергетической отрасли.

Этапность перемен

Согласно данным Системного оператора (СО) ЕЭС, Единая энергетическая система России состоит из 71 региональной энергосистемы, которые, в свою очередь, образуют семь объединённых энергетических систем: Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо-Запада. Все они соединены межсистемными высоковольтными линиями электропередачи напряжением 220–500 кВ и выше и работают в синхронном режиме (параллельно). На 1 января 2019 г. общая установленная мощность электростанций «ЕЭС России» составила 243,2 тыс. МВт.

В 2018 г. 64% их выработки обеспечили тепловые станции, 17% – гидравлические, 19% – атомные и менее 0,1% – станции на возобновляемых источниках энергии. Мощность свыше 5 МВт имеют 805 электростанций.

В постсоветский период национальная энергосистема дважды подвергалась кардинальному реформированию. В 1992 г. в энергетике начались акционирование и частичная приватизация с созданием отраслевого холдинга РАО «ЕЭС России», подконтрольных ему территориальных интегрированных энергетических компаний (АО-энерго, практически совпадающих с территориями соответствующих субъектов Федерации) и выделенных из состава последних крупных электростанций. В нескольких субъектах Федерации не удалось создать подконтрольные холдингу АО-энерго, и их энергетику стали представлять независимые региональные энергокомпании. Атомная энергетика была выделена в госконцерн «Росэнергоатом» и работала как производственная структура Минатома России. Было положено начало использованию в отрасли рыночных взаимоотношений – образованы Федеральный оптовый рынок электроэнергии (мощности) – ФОРЭМ и розничные рынки электроэнергии в рамках зон деятельности каждой из АО-энерго (субъекта Федерации).

Этот период совпал с чрезвычайно тяжелым для постсоветской экономики временем гиперинфляции, спадом промышленного электропотребления практически вдвое, кризисом неплатежей, отсутствием не только инвестиционных ресурсов, но и оборотных средств. Российской энергетике хватило советского запаса прочности, чтобы выжить в этой ситуации.

В ходе второго этапа реформирования отрасли произошла её дальнейшая «атомизация». В 2008 г. РАО «ЕЭС России» прекратило своё существование, разделившись на новые компании электроэнергетики. В европейской части страны и в Сибири подконтрольные холдингу предприятия были обособлены по видам деятельности – производство, передача, распределение, сбыт электроэнергии. На Дальнем Востоке такого обособления не произошло из-за технической изолированности его энергосистем, которые вошли в состав холдинга РАО «Энергетические системы Востока» (в 2017 г. его материнской компанией стало «РусГидро»). «Интер РАО ЕЭС», дочернее предприятие

РАО «ЕЭС России», стало независимым без изменений в активах. Обслуживающие, ремонтные, проектные, научные и другие подразделения и организации неэнергетического характера выведены из состава предприятий энергетики.

В сфере производства были созданы оптовые генерирующие компании (ОГК), работающие только на оптовый рынок электроэнергии, и территориальные (ТГК), производящие энергию только для потребителей подконтрольной им территории. Почти все ГЭС РАО «ЕЭС России» вошли в состав отдельного ГидроОГК (ныне «РусГидро»). АЭС, как и прежде, находятся под управлением «Росэнергоатома». Несколько региональных энергокомпаний, обособившихся в период первого реформирования, сохранили свою независимость.

В тепловые ОГК вошло подавляющее большинство крупных ТЭС, причём набор каждой из них формировался из станций разных макрорегионов. В целом, состав ОГК насчитывал около трети генерирующих мощностей страны. В дальнейшем ОГК сливались, переименовывались и на данный момент существует шесть агентов оптового рынка энергии: «ОГК-2», «Интер РАО», «Юнипро», «Энел Россия», «РусГидро» и «Росэнергоатом».

ТГК формировались на основе одного или нескольких АО-энерго, из которых исключались гидростанции (объединены в «РусГидро») и крупные ТЭС (объединены в ОГК). На их долю в совокупности приходится около четверти всех установленных мощностей страны и около трети тепловой генерации. Впоследствии эти компании также переименовывались, сливались², и только пять из «доживших» до настоящего времени одиннадцати сохранили в названии первоначальную аббревиатуру: «ТГК-1», «ТГК-2», «Мосэнерго», «Квадра», «Т Плюс», «Лукойл-Экоэнерго», «Фортум», «ТГК-11», «Кузбассэнерго», «Енисейская ТГК» («ТГК-13»), «ТГК-14».

В сетевом хозяйстве создана следующая градация. Магистральные линии электропередач находятся под управлением

² Например, «Кузбассэнерго» («ТГК-12»), «Енисейская ТГК» («ТГК-13») вместе с другими генерирующими активами вошли в состав энергетического холдинга «Сибирская генерирующая компания», созданного в 2009 г. и сегодня осуществляющим свою деятельность на территории 6 субъектов Федерации СФО, выдавая 23–25% от выработки тепла и электроэнергии энергосистемы Сибири.

Федеральной сетевой компании «ФСК ЕЭС», у которой девять филиалов – МЭС (Магистральные электрические сети), каждый из которых включает в себя 4–8 предприятий. Основа структуры распределения электроэнергии – межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК), в которые входят распределительные сетевые компании (РСК), «унаследовавшие» сетевые активы реорганизованных АО-энерго. В настоящее время и МРСК и ФСК объединены под эгидой ОАО «Россети» (владеет и управляет).

Предприятия электроэнергетики, осуществляющие монопольные виды деятельности (передача, распределение, диспетчирование), часть стратегически важных генерирующих активов (гидро- и атомная энергетика), «РАО Энергетические системы Востока» и «Интер РАО ЕЭС» остались в государственной собственности. Реструктурированные генерирующие компании были приватизированы. Новые владельцы – крупные российские госкорпорации (например, «Газпром» и РЖД), зарубежные (E.ON, Fortum, Enel), офшорные компании, российские физические лица. Перераспределение собственности в отрасли происходит до сих пор [Шевелёва, 2017].

Новые субъекты электроэнергетики переведены на рыночные механизмы во всех сферах их деятельности. При этом сохранена и продолжает развиваться двухуровневая система организации рынков электроэнергии:

- функционирование и развитие оптовых рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) в двух ценовых зонах осуществляются в форме рынка свободных договоров, рынка на сутки вперёд, балансирующего рынка, рынка мощности. В неценовых зонах продажа энергии происходит по регулируемым тарифам;
- на розничных рынках, как и прежде ограниченной территорией «своего» субъекта Федерации, энергоснабжающие организации продают электроэнергию потребителям. Населению и приравненным к нему категориям – по фиксированным (регулируемым) тарифам, остальным – по свободным ценам. Продажа электроэнергии осуществляется по одной из шести ценовых категорий, право выбора которой предоставлено самим потребителям – исходя из максимальной мощности используемого оборудования и способа планирования собственного потребления и оплаты услуг по передаче.

Последнее пятилетие по «ЕЭС России» в целом наблюдается устойчивый рост выработки электроэнергии (табл. 2). Небольшое падение потребления в 2015 г. – одно из проявлений экономической рецессии, восстановление после которой началось уже в 2016 г.

Таблица 2. Характеристики деятельности «ЕЭС России» в 2014–2018 гг.

Показатель	2014	2015	2016	2017	2018
Производство электроэнергии, млрд кВт·ч					
«ЕЭС России»	1024,8	1026,9	1048,6	1053,9	1070,9
Всего по РФ	1064,2	1067,5	1091,1	1094,3	1115,1
Потребление электроэнергии, млрд кВт·ч					
«ЕЭС России»	1013,8	1008,3	1026,8	1039,9	1055,6
Всего по РФ	1065,0	1060,2	1077,9	1089,1	1108,1
Ввод новых мощностей «ЕЭС России» (без учета модернизации), тыс. МВт	7,3	4,7	4,2	3,6	4,5

Источник: «СО ЕЭС». URL: https://www.so-ups.ru/index.php?id=tech_disc;
Росстат http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/industrial/

Незначительный рост выработки электроэнергии (в среднем менее 1% ежегодно в последнюю пятилетку) практически не сказался на степени загрузки мощностей (табл. 3). У ТЭС загрузка даже уменьшилась. Это связано с тем, что они являются балансирующими и таким образом реагируют на увеличение загрузки других типов станций. Отметим, что в таблице отражены среднегодовые показатели, однако потребление и, соответственно, тепловая генерация энергии намного больше в зимний период, когда на ГЭС выработка минимальна. По данным «СО ЕЭС»³, как правило, АЭС загружены зимой на 92–96%, летом – на 0,65–0,70%, ТЭС летом разгружаются примерно до 40% установленной мощности, а зимой догружаются до 60–65%. Таким образом, реальный резерв атомных станций минимален, а по тепловым он меньше посчитанного по среднегодовому показателю (при этом нужно учитывать еще требование обязательного резервирования). С учётом всех этих соображений резерв мощностей действующих тепловых станций составляет в среднем около 20% (отличается по регионам).

³ URL: https://www.so-ups.ru/index.php?id=ups_review

Таблица 3. Коэффициенты загрузки мощностей станций «ЕЭС России» в 2012 г., 2013 г., 2018 г., %

Год	ТЭС	ГЭС	АЭС
2012–2013	52,4–49,9	39,5–43,1	72,4–77,9
2018	46,5	43,3	78,4

Источник: «СО ЕЭС». URL: https://www.so-ups.ru/index.php?id=ups_review; https://www.so-ups.ru/index.php?id=tech_disc

За что боролись...

Оба этапа реформирования электроэнергетики обосновывались одним и тем же набором причин: неудовлетворённостью уровнем цен на энергию, отсутствием стимулов и источников воспроизводства производственного аппарата отрасли, недостаточной эффективностью функционирования и управления отрасли.

«ЕЭС России» успешно справляется с задачей надёжного снабжения потребителей электроэнергией. Тем не менее существует ряд негативных тенденций, в основной своей массе связываемые с недостаточно продуманными мерами реформирования и теоретическими просчётами.

Так, по мнению ряда экспертов, перенесение на российскую почву американской модели рынка PJM (объединение электросетей штатов: Пенсильвания, Нью-Джерси, Мэриленд, Делавер, Вирджиния и Огайо) было осуществлено без учёта характеристик отечественной энергетики [Кутовой, 2014]. В США эта модель работает в отсутствие сетевых ограничений и комбинированного производства тепло- и электроэнергии. В России способ вывода ТЭС на рынок (без учёта специфики их работы, связанной с теплоснабжением) создал им большие экономические трудности [Паламарчук, Стенников, 2018], ставящие под сомнение целесообразность их существования. (Эта тема требует отдельного рассмотрения, невозможного в рамках короткой статьи.)

Серьёзные проблемы видятся в сетевом хозяйстве. Притом, что объём производства электроэнергии уже примерно равен дореформенному уровню, транспортные (сетевые) потери увеличились с 8,7% в 1990 г. до 11,2% к 2013 г. и с небольшими флуктуациями остаются сейчас на том же уровне. Такая динамика свидетельствует об отсутствии эффективного механизма мотивации снижения потерь.

Не всё ладно с сетями и в другом аспекте. В результате выделения сетевого сектора в отдельную отрасль и его организационного дробления в ходе реформы, доля транспорта в цене конечного потребления электроэнергии резко выросла. В последнее десятилетие она колеблется вокруг 60% по РФ в целом [Суслов, Чёрная, 2016], что втрое превышает уровень 1990 г. Очевидно, что эта сфера содержит явный резерв снижения цен на электроэнергию, причем резерв именно организационного характера, поскольку именно организационное дробление сетевого сектора стран Западной Европы привело, по нашему мнению, к тому, что в этих странах доля затрат на передачу в структуре цены ещё выше, чем сейчас в России [Функционирование и развитие..., 2012].

Отмеченный выше большой резерв неиспользуемых мощностей тепловых станций теоретически мог бы рассматриваться как большой плюс единой энергосистемы России, если бы не их техническое состояние. Износ основных фондов энергетики в настоящее время почти дошёл до 50%, а по машинам и оборудованию уже пересёк эту границу⁴. Оборудование продолжает находиться в эксплуатации, только нарастают риск аварий и ремонтные требования, что снижает и без того невысокую (по современным меркам) экономическую эффективность агрегатов (на уровне 40–50-летней давности, когда они были произведены). То же относится и к экологической составляющей.

При реформировании отрасли, как и всей экономики, предполагалось, что смена собственника поможет решить проблему её модернизации, что появившиеся в результате приватизации новые хозяева смогут и захотят (видимо, по мнению реформаторов, им больше ничего не останется) решить проблему обновления производственных фондов, с которой не справилось государство, получившее в наследство от СССР ещё не совсем старую (средний возраст энергетического оборудования к 1991 г. составлял 18 лет) и эффективно функционирующую энергосистему.

Практика показала беспочвенность такого ожидания. После практически «пустых» 1990-х за первое десятилетие XXI века суммарный ввод новых генерирующих мощностей

⁴ Росстат. URL: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/fund/#

составил 8,5 тыс МВт. Для сравнения: в последнюю советскую пятилетку 1985–1990 гг. была введена 21 тыс. МВт. Таким образом получили наглядное подтверждение того, что пресловутые рыночные механизмы не содержат в своём составе стимулов развития и, тем более, стимулов координации развития энергетических систем в интересах общества.

С целью привлечения инвестиций в энергетику государство начало предоставлять гарантии возврата вложенных средств через договоры о предоставлении мощности (ДПМ), переложив тем самым на потребителей обязанность возврата средств, а вместе с ней и все экономические риски, связанные с реализацией поддержанных государством энергетических проектов. Механизм заработал, ввод новых мощностей перестал быть мизерным (табл. 2), и с 2008 г. на долю ДПМ в нём приходится более половины. Тем не менее претензии к инвестиционному механизму ДПМ до сих пор предьявляются и обсуждаются [Анализ развития., 2013; Макаров И. Н., Макаров О. А. 2015; Чёрная, 2018]. Мы же лишь отметим, что это довольно странный механизм, при котором средства, взимаемые с потребителей на строительство новых предприятий, не обращаются в их собственность, не приносят дохода, а просто принудительно взимаются как некий налог. Точно такой же приём государство использует в ценовом механизме перекрестного субсидирования населения за счёт промышленных потребителей.

Все реформы энергетики проводились под знаменем мер по снижению тарифов на электроэнергию, чего потребители до сих пор не дождались. Более того – российские тарифы давно переросли мировой уровень. К 2010 г. в России по сравнению с США, ЕС и другими развитыми странами цена электроэнергии с учётом паритета покупательной способности была выше для промышленных потребителей в 1,5–5 раз, для населения – в 1–2 раза [Нигматулин, 2012]. И это при сохраняющемся (правда, постоянно снижающемся) перекрёстном субсидировании населения.

Остается и значительный региональный разброс энерготарифов, с позиций которого в России по-прежнему выделяются три зоны: европейская часть с Уралом, Сибирь и Дальний Восток. ДФО на общем фоне отличается более высокими тарифами для всех групп потребителей. Сибирь характеризуется чуть меньшими, чем в европейской части страны, тарифами и наибольшей

региональной дифференциацией их уровня, тарифы европейской части страны и Урала более «гладкие».

Региональные различия в цене энергоресурсов обуславливают качественно разные условия для функционирования и развития региональных экономик, усиливают региональную дифференциацию, что вряд ли можно считать приемлемым в стране, исповедующей принципы федерализма и преодолевающей экономический кризис. Представляется, что, экономические механизмы рынков базовой и жизнеобеспечивающей отрасли должны все же способствовать сглаживанию регионального неравенства.

Темпы перехода от рецессии к устойчивому развитию в значительной степени зависят от того, насколько быстро может восстановиться и реструктурироваться промышленное производство, которое служит опорой экономики и является источником нормальных заработков граждан. Думается, что настала пора освободить промышленность от бремени оплаты за потребление населения и за строительство новых объектов других собственников.

На наш взгляд, в ходе разработки мер в сфере ценового регулирования отрасли разумно ставить задачу не только по уменьшению тарифов, полной ликвидации перекрёстного субсидирования, но и по сглаживанию тарифов между потребителями различных регионов. Возможная мера для последнего – укрупнение зонирования розничных рынков электроэнергии.

За время реформ в энергетике при незначительном увеличении производственных мощностей произошел резкий рост численности административно-управленческого персонала. В 1991 г. в отрасли трудились 720 тыс. человек и выработка на одного работника составляла 1,5 млн кВт·ч, в 2005 г. – уже 913 тыс. человек, а выработка упала на треть и составила только 1 млн кВт·ч [Ковалёв и др., 2017]. Рост трудоёмкости продукции энергетики продолжается, в настоящее время численность персонала отрасли насчитывает более 1 млн человек. При этом представители отрасли отмечают падение квалификации как технического, так и управленческого персонала, дефицит «свежих» квалифицированных кадров, проблемы в их подготовке [Магид, Архипова, 2010; Ковалёв и др., 2017]. Свою лепту в негатив кадрового вопроса внесло реформирование проектных институтов: была ликвидирована функция генеральной проектной

организации, заключающаяся в сопровождении объекта на всем периоде его функционирования, разрушена система отраслевой научно-технической экспертизы. Ряд ключевых организаций отрасли, лишившись статуса головных организаций по различным функциональным направлениям, утратили наработывавшийся десятилетиями потенциал по разработке научно-технической документации.

В результате реформирования энергетики возросла сложность управления созданной системы. С ликвидацией РАО «ЕЭС России» утрачен отраслевой центр единого координирования функционирования и развития отрасли в интересах общества. Созданные многочисленные сложноструктурированные подсистемы электроэнергетики в качестве основной хозяйственной мотивации имеют собственную прибыль, а не общественное благо, а их раздробленность ведёт к значительному росту транзакционных затрат.

Заключение

Ряд исследователей под впечатлением негативных результатов реформ, часть которых рассмотрена в статье, утверждают, что российская электроэнергетика превратилась в сдерживающий фактор развития отечественной экономики [Кутовой, 2014]. Повидимому, такого рода высказывания свидетельствуют о неравнодушном отношении к состоянию отрасли, боли за ошибки в реформировании, приведшие к целому спектру долговременных негативных последствий не только для предприятий электроэнергетики, но и для всего общества. Очевидно, единственный путь не повторять таких ошибок – это организация комплексной экспертизы, всестороннего рассмотрения предполагаемых мер в профессиональных и научных кругах.

Электроэнергия является основой нашей цивилизации, и поэтому электроэнергетика как отрасль никак не может быть тормозом развития, она, безусловно, служит его основой и требует самого внимательного и профессионального к себе отношения. Очевидно, что Минэнерго России, взявшее на себя функции центра отраслевых компетенций, ещё не обладает необходимым набором действенных механизмов эффективного управления отраслью и пока лишь активно нарабатывает управленческий опыт.

Хотелось бы верить, что революций в энергетике больше не будет и существующие проблемы будут решены путём эволюционных преобразований. К ключевым проблемам большой энергетики относятся:

- отсутствие стимулов и источников аккумулирования средств инновационного развития у предприятий производственного сектора электроэнергетики;
- социальная нагрузка на промышленные предприятия через энерготарифы и договоры, искажение ценовых сигналов, неиспользуемые резервы снижения тарифов на электроэнергию;
- значительный объём и сложность нормативно-правовых актов, регламентирующих деятельность отрасли;
- снижение кадрового потенциала отрасли.

Литература

Анализ развития реформ электроэнергетики и предложений по росту её эффективности. Аналитический доклад. М.: ИПЕМ. 2013. 43 с.

Ковалёв Г. Ф., Крупенёв Д. С., Лебедева Л. М. Обеспечение электроэнергетической отрасли квалифицированными кадрами как важнейшая проблема энергетической безопасности России // Энергия: экономика, техника, экология. 2017. № 2. С. 90–98.

Кутовой Г. П. Некоторые итоги вестернизации отечественной электроэнергетики в постсоветский 20 – летний период. // Доклад на семинаре МШЭ МГУ «Экономика энергетики и окружающей среды». М., 2014. URL: <http://yadi.sk/d/htqr6H5tJhVmK> (дата обращения: 01.07.2019).

Магид С. И., Архипова Е. Н. «Человеческий фактор» и обеспечение надежности и безопасности в электроэнергетике // Надежность и безопасность энергетики. 2010. № 3(10). С. 6–12.

Макаров И. Н., Макаров О. А. Эффективность рынка электроэнергетики как фактор экономического развития России // Российское предпринимательство. 2015. Т. 16. № 16. С. 2651–2662.

Нигматулин Б. И. О причинах роста тарифов на электроэнергию // Энергия: экономика, техника, экология. 2012. № 1. С. 2–7.

Паламарчук С. И., Стенников В. А. Состояние и перспективы развития рынка электроэнергии в России // Энергетик. 2018. № 6. С. 43–46.

Суллов Н. И., Черная Н. В. Анализ колебаний валового регионального продукта и электропотребления в 2005–2014 годах и возможные резервы снижения цен на электроэнергию // Мир экономики и управления. 2016. Т. 16, № 3. С. 5–14.

Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации в 2011 году. Информационно-аналитический доклад. Минэнерго РФ, АПБЭ, СО ЕЭС, ФСК ЕЭС. М., 2012. 384 с.

Черная Н. В. Новые генерирующие мощности, модернизация ТЭС, строительство объектов ВИЭ и рост цен на электроэнергию // Экономика и управление. 2018. № 10. С. 61–67.

Шевелёва Г. И. Кто и как владеет генерирующими активами в российской электроэнергетике? // ЭКО. 2017. № 6. С. 102–114.

Статья поступила 20.08.2019.

Для цитирования: Любимова Е. В. Электроэнергетика: экономические оттенки российских трендов // ЭКО. 2019. № 9. С. 8-22. DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-8-22.

Summary

Lyubimova, E. V. Cand. Sci. (Econ.), Institute of Economics and Industrial Engineering, SB RAS, Novosibirsk

Electric Power Industry: Economic Nuances of Russian Trends

Abstract. The electric power industry is the basic industry in which during the Soviet period the Unified Energy System was created and operated so successfully that its characteristics are still used as a basis for assessing the results of energy reforms. Is today's energy a factor or a brake on Russia's economic development? Does it need further reform, and if so – in which and how exactly? These questions should be answered as a result of a comprehensive examination, extensive analysis in professional and scientific circles. The article examines the general economic aspects of managing the centralized energy sector of the Russian Federation, analyzes statistical data, identifies quantitative and qualitative trends in their changes, which make it possible to assess the current state of the industry and its relationship with consumers.

Keywords: *electricity; Unified energy system of Russia; economy; reform; tariff; efficiency; management*

References

Analysis of the development of power industry reforms and proposals for increasing its efficiency. Analytical report. (2013). Moscow, IPEM. 43 p. (In Russ.).

Kovalev, G.F., Krupenev, D.S., Lebedeva, L.M. (2017). Provision of skilled staff for electric power industry as a major problem of Russian energy security. *Energiya: ekonomika, tekhnika, ekologiya*. No. 2. Pp. 90–98. (In Russ.).

Kutovoj, G.P. (2014). Some results of the westernization of the domestic electric power industry in the post-Soviet 20-year period. *Doklad na seminaru MSHE MGU «Ekonomika energetiki i okruzhayushchej sredy»* Report at the Moscow State University ISE Seminar “Economics of Energy and Environment”. Moscow. (In Russ.). Available at: <http://yadi.sk/d/htqp6H5tJhBmK> (accessed 01.07.2019).

Magid, S.I., Arkhipova, E.N. (2010). The Human Factor and Ensuring Safety and Reliability in the Electric Power Industry. *Safety and Reliability of Power Industry*. No. 3(10). Pp. 6–12. (In Russ.).

Makarov, I.N., Makarov, O.A. (2015). The effectiveness of electricity market as a factor of economic development of Russia. *Russian journal of entrepreneurship*. Vol. 16, No. 16. Pp. 2651–2662. (In Russ.).

Nigmatulin, B.I. (2012). About the reasons for the increase in electricity tariffs. *Energiya: ekonomika, tekhnika, ekologiya*. No. 1. Pp. 2–7. (In Russ.).

Palamarchuk, S.I., Stennikov, V.A. (2018.) Status and Perspectives for Electricity Market Development in Russia. *Energetik*. No. 6. Pp. 43–46. (In Russ.).

Suslov, N.I., Chernaya, N.V. (2016). Analysis of Gross Regional Product fluctuations and electric power consumption in 2005–2014. Reserves for decreasing electric power prices. *World of economics and management*. No. 3. Pp. 5–14. (In Russ.).

Operation and development of the electric power industry of the Russian Federation in 2011. Information and analytical report. (2012). Ministry of energy RF, APBE, SO UES, FGS UES. Moscow, 384 p. (In Russ.).

Chernaya, N. V. (2018). New Generating Capacity, Modernization of Thermal Power Plants, Constructions of RES Objects and Rise in Electricity Prices. *Economics and management*. No. 10. Pp. 61–67. (In Russ.).

Sheveleva, G. I. (2017). Who Owns Generation Assets in Russia's Power Industry and How? *ECO*. No. 6. Pp. 102–114. (In Russ.).

For citation: Lyubimova, E.V. (2019). Electric Power Industry: Economic Nuances of Russian Trends. *ECO*. No. 9. Pp. 8-22. (In Russ.). DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-8-22.

Теплоснабжение в России: текущая ситуация и проблемы инвестиционного развития¹

В.В. СЕМИКАШЕВ, кандидат экономических наук, Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, Москва. E-mail: vv_semikashhev@mail.ru

Аннотация. В статье дана качественная и количественная характеристика текущего состояния сферы теплоснабжения в России. Проанализированы производственные мощности (оценена доля теплофикационной выработки и структура производства по разным источникам тепла) и состояние тепловых сетей; система ценообразования, трехуровневая структура по управлению сектором. Рассмотрены два механизма инвестиций по модернизации систем централизованного теплоснабжения: концессии и введение ценовых зон (ценообразование по методу альтернативной котельной). Последовательно построены согласованные между собой балансы производства и потребления тепловой энергии в стране, оценка потребляемого топлива и финансовый баланс отрасли с учетом существующих проблем и ограничений в статистических формах. Показана динамика изменения структур потребления и производства тепла в системах централизованного теплоснабжения. Сформулированы проблемы, без решения которых развитие сектора столкнется с серьезными рисками.

Ключевые слова: централизованное теплоснабжение; СЦТ; тепловые сети; тарифы на тепло; альтернативная котельная; концессии; ценовая зона теплоснабжения; баланс тепла; финансовый баланс; инвестиции

Климатические условия на территории России повсеместно требуют отопления жилого, общественного и производственного фондов. При этом региональное разнообразие температурных режимов существенно отличает нашу страну от большинства остальных государств. Так, диапазон средних температур самой холодной пятидневки года, по которой определяется мощность теплоснабжающих установок, составляет от -14 °С (Дагестан) до -54 °С (Якутия). Длительность отопительного периода, которая прямо влияет на показатели работы теплоснабжающих систем, различается по отдельным регионам от 5 мес. (Дагестан, Адыгея) до 10 мес. в году (Коми). Средняя температура в отопительный период варьирует от $+2,7$ °С (Дагестан) до $-20,6$ °С (Якутия). Большое различие климатических условий делает необходимым

¹ Все данные статистики, если не указано другое, взяты из отчетов Минэнерго России о состоянии теплоснабжения (автор – один из разработчиков этих отчетов), первичные данные – статистические формы Росстата.

иметь системы теплоснабжения, адекватные разнообразным конкретным требованиям к обеспечению теплом².

Плотность тепловой нагрузки (плотность расселения и близость производственных предприятий) и продолжительность отопительного периода на значительной территории страны определяют экономичность и конкурентоспособность централизованного теплоснабжения с комбинированием различных источников производства тепла. Так, в работе Е.Г. Гашо и В.К. Ковылова [Гашо, Ковылов, 2006] показано, что системы централизованного теплоснабжения выгодны на большей части страны, а граница перехода к автономному теплоснабжению проходит на уровне Ростовской области и Краснодарского края.

В теплоснабжении и электроэнергетике в год сжигается около 380 млн т у.т., из которых $\frac{3}{4}$ потребляют ТЭЦ (электростанции, производящие и электроэнергию, и тепло) и $\frac{1}{4}$ – котельные, работающие только на тепловом рынке. На ТЭЦ приходится 50% от совокупной выработки электроэнергии и 35–40% от выработки тепла в централизованном сегменте.

Вышеназванные аспекты определяют актуальность исследований по тематике теплоснабжения с акцентом на централизованный сегмент и значимость этого сектора для российской экономики и жизнедеятельности страны. Кроме того, в последние 5–10 лет в этом секторе возникли новые явления, которые создают возможности для инвестиционного развития – были запущены механизмы концессии и ценовых зон.

Организационное устройство и характеристика централизованного теплоснабжения в России

В России теплоснабжение включает два сегмента. Первый – централизованное теплоснабжение, состоящее из множества разнообразных систем централизованного теплоснабжения (СЦТ), которое подвержено учету в официальной статистике. Этот сегмент регулируется государством, за него отвечают органы власти разных уровней. Централизованное теплоснабжение обеспечивает от $\frac{2}{3}$ до $\frac{3}{4}$ потребности страны в тепле.

Второй сегмент – децентрализованное теплоснабжение, которое организуется потребителями самостоятельно и не учитывается

² Цитата из работы [Некрасов и др., 2011. С. 30].

(или слабо учитывается) в статистической отчетности. Размеры сегмента можно косвенно оценить по объемам потребляемого топлива. В основном в него входят частные дома населения с автономным теплоснабжением, а в производственном секторе – промышленные котельные и ТЭЦ, которые не связаны с тепловыми сетями, снабжающими население.

Генерирующие источники

В России действует около 450–500 крупных тепловых электростанций³, которые в 2017 г. произвели 590 млн Гкал, или 45% тепловой энергии в централизованном сегменте. В форме Росстата 6-ТП приводится структура отпуска тепла от ТЭЦ в разрезе типов оборудования: от турбин, пиковых водогрейных котельных (ПВК) и редуционно-охладительных установок (РОУ). К теплофикационной выработке (когенерации) можно отнести отпуск тепла только от турбин, тогда как отпуск от ПВК и РОУ таким не является. По состоянию на 2017 г. в целом по России на теплофикационные отборы турбин ТЭЦ приходится 84,6% отпуска тепла (остальное отпускается от котлов)⁴. По федеральным округам этот показатель варьирует от 78% до 92%. Наименьшая доля отпуска от турбин в ЦФО и УФО – 83% и 78% соответственно.

Еще 10 млн Гкал отпускается ТЭЦ, работающим в режиме котельных, без выработки электроэнергии. Таким образом, *теплофикационная* выработка тепла в России составляет 490 млн Гкал, или 39% от всей выработки тепла в централизованном сегменте.

Еще одна часть производственных мощностей в теплоснабжении – котельные. По данным формы 1-ТЕП, всего насчитывается 75 тыс. отопительных котельных совокупной мощностью 592 тыс. Гкал/ч. В том числе 3,3 тыс. из них имеют мощность 20 Гкал/ч и выше и около 71,5 тыс. – мощность до 20 Гкал/ч; 60% котельных обеспечивают городские поселения, а 40% – сельские населенные пункты. К централизованному сегменту

³ Так, по данным [Башмаков, 2004], в середине 2000-х гг. функционировало 485 единиц вместе с промышленными ТЭЦ. С тех пор было построено несколько ТЭЦ в энергосистеме и на промпредприятиях, а ряд ТЭЦ были закрыты или исключены из единой энергосистемы.

⁴ Отметим, что только 40% электроэнергии, отпущенной от ТЭЦ, вырабатывается в комбинированном режиме.

относятся котельные мощностью более 20 Гкал/ч. Они производят 668 млн Гкал тепловой энергии, или 80% от всей энергии отопительных котельных.

Кроме того, существуют еще несколько десятков ТЭЦ и несколько тысяч котельных разной мощности, которые относятся к внутренним цехам промышленных производств. Они не связаны с внешними тепловыми сетями и не учитываются в статистике. Их производство тепла можно оценить косвенно – через отнесение потребления топлива на нужды теплоснабжения.

В среднем по Российской Федерации коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) тепловой мощности источников теплоснабжения в отопительный период составляет около 30%. Он чуть выше у электростанций – 35%, ниже у городских котельных – 29%, а у котельных в сельской местности находится на уровне 17%-18%. В теплое время года в среднем по России КИУМ тепловой мощности составляет 17%. Такая низкая загрузка является следствием того, что большая часть систем централизованного теплоснабжения за 30 лет реформ так и не перестроилась с режимов работы и использования оборудования советских времен. При значительно сократившемся спросе и изменившихся графиках нагрузки не произошло сокращения мощности агрегатов или перестройки структуры загружаемых мощностей.

Географически наибольший объем производства тепла по всем источникам в России приходится на долю Центрального федерального округа – 25% всей вырабатываемой в стране теплоэнергии. В структуре производства в округе 61% занимают котельные, а 39% – электростанции (табл. 1). Второй по объемам производства – Приволжский федеральный округ – 24% от общероссийской выработки. Здесь в отпуске тепла доминируют электростанции (53%). Похожая структура в Сибири (20% от общероссийского производства тепла) и на Урале. Доли электростанций в них составляют 53% и 52% соответственно. Достаточно большой объем тепла производится в Северо-Западном федеральном округе – 13% от общероссийского объема. Здесь, как и в центре, преобладают котельные – 55,4%, против 44,4% у электростанций. На Дальнем Востоке (5% от общероссийского объема централизованного тепла) доля электростанций в балансе составляет всего 39,5%, котельные обеспечивают

59,2% объема тепла, электробойлерные – 1,3% (самый высокий уровень по округам).

В Южном и Северо-Кавказском федеральных округах производится 3% и 1% общероссийского тепла в СЦТ соответственно. В Южном – расклад 54% на 46% в пользу котельных, а в Северо-Кавказском – соответственно 71% и 29%.

Таблица 1. Структура производства тепла по федеральным округам по типам источников в 2017 г., млн Гкал

Федеральный округ	Производство тепла в СЦТ, всего	Электростанции* (6-ТП)	Котельные мощностью 20 Гкал и выше (1-ТЕП)	Другие источники (электробойлерные) (4-ТЭР)
РФ	1 258,00	591,6	668,5	2,5
Небаланс между РФ и суммой ФО	-4,6			
Центральный	320,3	123,7	196,5	0,1
Северо-Западный	163,4	72,6	90,6	0,3
Южный	38,9	17,7	21,1	0
Северо-Кавказский	10,8	3,2	7,6	0
Приволжский	297,5	156,9	140,5	0,1
Уральский	139,6	72,6	66,9	0,1
Сибирский	224,5	118,3	105,2	1
Дальневосточный	67,6	26,7	40,1	0,9

Источник: формы Росстата: 1-натура, 6-ТП, 1-ТЕП, 11-ТЭР, расчеты авторов.

* – производство тепла электростанциями включает электростанции, работающие в режиме котельных

Тепловые сети

Протяженность тепловых сетей с отопительной нагрузкой составляет около 170 тыс. км в двухтрубном исчислении. При этом 74% приходится на трубопроводы диаметром до 200 мм, 16% – на диаметр 200–400 мм, остальные 10% – на диаметр более 400 мм.

Состояние тепловых сетей в подавляющем числе регионов можно охарактеризовать как бедственное. В целом по стране доля полностью изношенных труб оценивается примерно в 30% от всей протяженности теплосетей, из них 2/3 – ветхие. Ежегодная замена около 3–4 тыс. км теплосетей (или 2–2,5% в год) не позволяет ни снизить общий уровень износа, ни хотя бы сократить долю ветхих сетей.

В ряде регионов износ теплосетей превышает среднероссийский уровень. Это Владимирская, Тверская, Тульская, Астраханская, Новосибирская области (доля изношенных сетей – 42%),

Томская, Магаданская, Сахалинская области, г. Санкт-Петербург (47%), г. Севастополь (80%), республики Крым, Кабардино-Балкарская, Чувашская, Красноярский и Камчатский края, Еврейская АО.

Изношенность транспортной инфраструктуры приводит к увеличению потерь энергии. Уровень потерь в тепловых сетях (11,4% относительно совокупного отпуска), по данным формы 1-ТЕП, значительно выше, чем в балансе энергоресурсов (7–9%). В более чем 20 регионах потери превышают уровень 20%, а в трех регионах – 30%.

Впрочем, есть регионы, где уровень износа и, соответственно, потерь в сетях значительно ниже. В первую очередь Москва (всего 2% изношенных труб). А также Ненецкий АО (7%), Республика Калмыкия (6%), Карачаево-Черкесия (8%), Тыва, Саха (Якутия), Чукотский АО (по 7%). Как видно, в основном это северные регионы с небольшим населением, но хорошо обеспеченные собственными доходами. К тому же системы централизованного теплоснабжения развивались в них позже, а с бюджетным финансированием в последние 20–30 лет проблем было меньше.

Показателен случай Москвы. После слияния компаний Мосэнерго (владеет городскими ТЭЦ, входит в «Газпром энергохолдинг») и МОЭК (принадлежала Правительству Москвы, владела крупными районными котельными) была проведена модернизация тепловых сетей⁵. Полностью изношенные теплосети составляют только 2%, а уровень потерь тепла в отопительных сетях около 4–5% от отпуска⁶.

Организационная структура

Управление, контроль и ответственность за централизованное теплоснабжение распределено между федеральной, региональной и местной властями⁷.

Федеральные власти отвечают за разработку государственной политики в сфере теплоснабжения, включая правила организации и оказания услуг, принципы ценообразования, требования к схемам теплоснабжения и другие организационные вопросы,

⁵ Модернизация тепловых сетей: задачи и приоритеты. URL: https://aqua-therm.ru/articles/articles_265.html // (дата обращения: 09.07.2019).

⁶ Статформа Росстата 1-ТЕП.

⁷ Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ (ред. от 29.07.2018) «О теплоснабжении».

а также осуществляют федеральный государственный энергетический надзор и антимонопольное регулирование. На этом уровне управление отраслью распределено между Минэнерго и Минстроем РФ. Первое отвечает за организационно-технологическую политику и утверждает схемы теплоснабжения городов с населением более 500 тыс. чел. В зоне ответственности второго – системы ЖКХ с котельными и тепловыми сетями, а также экспертиза схем теплоснабжения всех остальных населенных пунктов (их принимают на уровне муниципалитетов). Однако все это регуляторная и контрольная деятельность, не подразумевающая ответственности за обеспечение теплом.

Региональные органы исполнительной власти отвечают за регулирование (установление) тарифов на тепловую энергию на «своей» территории, утверждают нормативы потерь, удельных расходов, запасов топлива для отопительного периода и инвестиционные программы и осуществляют мониторинг схем теплоснабжения городских округов с численностью населения менее чем 500 тыс. человек.

За обеспечение надежного и качественного теплоснабжения на территориях поселений, городских округов ответственны исполнительные власти муниципалитетов (и отчасти регионов). Здесь возникает значимая коллизия, которая в будущем может стать одной из важнейших проблем в сфере теплоснабжения. При закрытии ТЭЦ, обеспечивающей теплом жителей и социальную сферу того или иного города, именно муниципалитет (с помощью региона) должен обеспечить дальнейшее функционирование систем централизованного теплоснабжения. В общем случае мощности ТЭЦ при этом необходимо заменить котельными. И это может стать непосильной ношей для подавляющего большинства муниципальных (да и региональных) бюджетов.

Представляется, что в ближайшие 10–15 лет около 20–50 ТЭЦ могут быть выведены из эксплуатации из-за потери конкурентоспособности в рамках оптового рынка электроэнергии и мощности. Эксплуатирующим их компаниям может стать невыгодно содержать такие мощности, а различные механизмы субсидирования (статус вынужденной генерации на оптовом рынке, субсидии от местных или региональных властей) не рассчитаны на большое число убыточных ТЭЦ. Согласно ст. 21 федерального закона «О теплоснабжении», после заявки на вывод из эксплуатации муниципалитет должен

в течение трех лет решить вопрос с замещением мощностей ТЭЦ или выкупить эту ТЭЦ в муниципальную собственность (или найти другого собственника). Очевидно, что во многих случаях на уровне муниципалитетов или регионов решить такие задачи не получится. Особенно там, где системы централизованного теплоснабжения сильно изношены и плохая социально-экономическая ситуация.

На замещение одной ТЭЦ необходимо от 1–3 до 10–20 млрд руб., а иногда и больше. То есть речь может идти о 5–20 млрд руб. инвестиций в рамках крупного города, или 1–3 млрд руб. для небольших муниципалитетов, а в масштабах всей страны – о сотнях миллиардов. При этом нет никаких сведений о том, чтобы такие суммы были зарезервированы в бюджетах соответствующих уровней.

В крупных и средних городах, как правило, система централизованного теплоснабжения (СЦТ) состоит из ТЭЦ (могут принадлежать крупным энергетическим или промышленным компаниям), муниципальных тепловых сетей и муниципальных или других котельных. В небольших населенных пунктах СЦТ состоят из одной или нескольких котельных и сетей и обычно принадлежат муниципалитетам.

Большинство муниципалитетов (11,6 тыс.), в которых созданы системы централизованного теплоснабжения, должны разрабатывать схемы теплоснабжения [Пузаков, 2018]. Из них 39 крупнейших городов утверждают эти схемы в Минэнерго России, остальные – в органах местного самоуправления.

Ценообразование

Ценообразование в отрасли устроено по затратному методу, увеличиваясь относительно уровня предыдущего года. Тепло-снабжающие компании предоставляют свои сметы в регулирующие органы на уровне субъектов Федерации, и те в рамках предельных уровней тарифа устанавливают цену на теплоэнергию на следующий год. Как правило, в тариф заложены только текущие затраты и ремонты, включение инвестиционных затрат допускается довольно редко. Основным источником инвестиций считается амортизация, которая всегда присутствует в необходимой валовой выручке. Однако по своей природе это источник поддерживающих инвестиций, за ее счет не может осуществляться модернизации оборудования.

Такой метод тарифообразования является одной из главных проблем в отрасли и препятствует модернизации систем, даже когда это может быть выгодно владельцу или инвестору, а инвестиционный проект окупается. Ведь в случае реализации инвестпроекта снизятся затраты, и это даст повод регулятору снизить тариф. Этой проблеме посвящено много публикаций [От холода к теплу..., 2004] и выступлений практиков [Хмельников, Михайлов, 2008].

От существующего метода тарификации можно уйти в тех СЦТ, которые переданы в концессию или при введении ценовой зоны теплоснабжения.

Механизм концессий

К началу 2018 г. в 72 регионах России было заключено 1831 концессионное соглашение в сфере ЖКХ с общей суммой инвестиций более 257 млрд руб. Из них средства федерального бюджета, а также региональных и муниципальных бюджетов составляют 11,6 млрд руб., или 5%. На долю теплоснабжения приходится 97,4 млрд руб., или 38% от общего объема запланированных инвестиций⁸. Крупнейшие в этой отрасли концессионные проекты представлены в таблице 2⁹.

Таблица 2. Крупнейшие концессии в сфере теплоснабжения

Концессионер	Город, регион	Инвестиции, млрд руб.
ООО «Концессии теплоснабжения»	Волгоград	29,6
ОАО «Владимирские коммунальные системы»	Владимир	8,4
ООО «Удмуртские коммунальные системы»	Ижевск	5,2
ООО «Компьюлинк ИК»	Московская область, г.о.Кашира	1,6
АО «Рубцовский Теплоэлектро Комплекс»	Алтайский край, г. Рубцовск	1,7*
ООО «Глобус»	Московская область, г. Электросталь	1,2
ЗАО «Региональная генерирующая компания № 1»	Тульская область, Ясногорский МР	0,5
ООО «Калужская энергосетевая компания»	Калужская область, г. Балабаново	0,5
ООО «Распределительная генерация»	Белокалитвинский МР, Ростовская область	0,4

Источник: данные Минстроя России.

* – по данным инвестора, реальные вложения оказались на 30–40% выше, чем указано в концессионном соглашении.

⁸ URL: <http://www.minstroyrf.ru/press/proveden-pervyy-kompleksnyy-analiz-kontsessionnykh-soglasheniy/>

⁹ URL: http://gorodsreda.ru/upload/iblock/097/kontsessii_05.04.18.pdf

В рамках концессионного соглашения по теплоснабжению в г. Волгоград, подписанного в 2016 г., предусмотрено вложение около 30 млрд руб. (до 2045 г.). Комплекс мероприятий по проекту включает: ликвидацию убыточных неэффективных котельных, реконструкцию семи существующих котельных и строительство трех новых котельных, насосных групп тепловых сетей, создание и/или реконструкцию сетей теплоснабжения и др. При этом предполагается улучшение обеспечения горячим водоснабжением жителей Волгограда, повышение качества услуг теплоснабжения. Кроме того, с переходом котельных на природный газ суммарный годовой выброс загрязняющих веществ уменьшится.

В 2012 г. во Владимире было заключено концессионное соглашение сроком на 23 года. Общий объем инвестиций составляет 8,4 млрд руб. В рамках соглашения запланирована реконструкция тепловых сетей, источников теплоснабжения. Предполагается, что реализация проекта снизит аварийность на сетях и создаст условия для нормативной замены ветхих инженерных сетей, что позволит значительно уменьшить износ коммунальной инфраструктуры и повысить качество предоставляемых услуг.

Концессия, заключенная в г. Ижевск в 2016 г. сроком на 16 лет, предусматривает вложение 5,2 млрд руб. в реконструкцию 295 км сетей теплоснабжения. Одним из результатов проекта стало уменьшение количества прорывов на теплосетях и прекращение отключений от отопления и горячего водоснабжения жилых домов и социальных объектов.

В городском округе Кашира Московской области переданы в концессию объекты теплоснабжения под строительство, модернизацию и реконструкцию генерирующих и сетевых объектов теплоснабжения в связи с замещением выводимой из эксплуатации Каширской ГРЭС. Проект запущен в 2017 г., сроки инвестиционной стадии – 2018–2020 гг. Из общего объема капитальных затрат в 1,57 млрд руб. 1 млрд руб. предоставляет Московская область, 567,6 млн руб. – концессионер.

В 2016 г. было заключено концессионное соглашение в г. Электросталь сроком на 25 лет. Инвестиции в объеме 1,2 млрд руб. направлены на модернизацию котельных, перекладку тепловых сетей, закрытие системы горячего водоснабжения и установку узлов учета. Конечная цель – уменьшение потерь

в сетях, повышение качества и надежности услуг теплоснабжения и горячего водоснабжения.

В рамках подписанного в 2017 г. в Рубцовске концессионного соглашения (срок – 15 лет, объем инвестиций – 1,7 млрд руб.) запланирована реконструкция тепловых сетей, реконструкция и модернизация малых котельных, Южной тепловой станции (подробнее см. статью Е. А. Косоговой в этом номере).

Новая модель рынка тепла – внедрение ценовых зон

Другой вариант привлечения инвестиций и ухода от затратного метода тарификации в отрасли – переход в ценовую зону теплоснабжения. На федеральном уровне разработаны механизмы новой модели рынка тепла и ценовой зоны, призванные обеспечить гарантии возврата инвестиций в проекты по модернизации производственной и сетевой инфраструктуры, включая доведение их параметров до нормативных требований, сокращение времени летних ремонтов и т.д.¹⁰ Это может привести к росту тарифов, но позволяет решить проблемы убыточности, дотационности, низкой эффективности систем централизованного теплоснабжения, а также низкого качества предоставляемых услуг.

Новая модель рынка тепла заключается в создании ценовой зоны теплоснабжения по границам муниципалитета. В этой зоне прекращается тарифное регулирование, а компания-поставщик и потребители заключают договоры по свободной цене, ограниченной сверху уровнем цены так называемой альтернативной котельной (обычно это на 30–50% выше текущих тарифов)¹¹.

При подписании соглашения о ценовой зоне устанавливается долгосрочная (на пять лет) динамика тарифа, чтобы повышение не было одномоментным. Эта динамика выше инфляции, но, как правило, ниже предельного уровня тарифа по методу альтернативной котельной – чтобы не давать повода потребителям уходить на собственную генерацию. Долгосрочный и справедливый

¹⁰ Федеральный закон от 29.07.2017 г. № 279-ФЗ «О внесении изменений в федеральный закон «О теплоснабжении» и отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам совершенствования системы отношений в сфере теплоснабжения». URL: <http://kremlin.ru/acts/bank/42239>

¹¹ См, например, URL: http://www.ipem.ru/files/files/research/20180827_opinion_alternative_heating.pdf, или сравнение действующих тарифов и цен альтернативной на основе калькулятора на сайте Минэнерго России URL: <https://instrument-ak.minenergo.gov.ru/>

для данной местности характер тарифообразования позволяет планировать инвестиции и гарантирует их возврат в течение разумного времени.

Соглашение о ценовой зоне заключается между органами местного самоуправления и единой теплоснабжающей организацией (ЕТО), которая и выступает инвестором по своей зоне деятельности (в крупных городах может быть несколько ЕТО – по числу СЦТ). Документ согласуется с руководством региона, Минстроем России и ФАС, затем утверждается Минэнерго России и распоряжением Правительства России.

После заключения соглашения власти уже не контролируют применяемые цены и экономику теплоснабжающих компаний, а лишь следят за выполнением условий договора и качеством теплоснабжения. В самом документе прописывается долгосрочный тариф и необходимые мероприятия, косвенно отражающие вложенные инвестиции. При этом качество теплоснабжения описывается 6–8 параметрами (снижение/отсутствие аварий, отсутствие нарушений монопольного законодательства, снижение потерь в сетях, сокращение периода отключения горячей воды, удовлетворенность потребителей и т.д.).

В настоящее время заключено четыре соглашения о переходе в ценовую зону – в городах Рубцовск и Барнаул (Алтайский край), поселке Линево (Новосибирская область), г. Ульяновске.

В Линево инвестором стала компания СибТЭК, в Ульяновске – ПАО «Т Плюс». По данным компании, ее инвестиции в развитие городского теплоснабжения составят до 7,8 млрд руб. в течение 10 лет¹².

В алтайских городах инвестор – Сибирская генерирующая компания (СГК), аффилированная с крупнейшим в стране угледобытчиком – СУЭК. Совокупные вложения в системы теплоснабжения в Рубцовске и Барнауле превысят 10 млрд руб. В настоящее время СГК прорабатывает варианты внедрения ценовых зон в ряде городов регионов присутствия. Если эти проекты реализуются, общий объем инвестиций в них может составить около 30–60 млрд руб.

¹² URL: <https://www.tplusgroup.ru/org/mordova/news/single/item/pravitelstvo-odobrilo-perekhod-uljanovska-k-alkote/>

Построение и анализ баланса производства и потребления тепловой энергии в СЦТ России

Как было отмечено, обобщенной информации о структуре производства тепловой энергии в отечественной статистике нет. В Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН традиционно составляется расчетный баланс производства и потребления тепла в системе централизованного теплоснабжения на основе различных форм отчетности и баланса энергоресурсов Росстата [Семикашев, Воронина, 2016].

Во второй половине 2000-х годов произошел переход на расчетные энергобалансы, которые сходны по структуре с энергобалансами по методологии Международного энергетического агентства, и в настоящее время по этой методике доступны данные начиная с 2005 г. для первичных (нефть, природный газ, уголь), переработанных (продукты переработки и горючие побочные энергоресурсы) и преобразованных (электроэнергия и теплоэнергия) энергоресурсов.

Балансы энергоресурсов публикуются в Российском статистическом ежегоднике (РСЕ) с лагом в два года. Так, в декабре 2018 г. был выпущен баланс за 2016 г. Электронная версия баланса энергоресурсов за 2017 г. уже доступна на сайте Росстата.

Представлены следующие стадии: производства, изменения запасов, экспорта-импорта, переработки, преобразования, потерь и потребления по основным видам экономической деятельности. Совокупное производство тепловой энергии в этих балансах совпадает с данными по производству тепла в форме 1-натура и в статсборнике «Россия в цифрах». Однако в энергобалансе данные представлены в исчислении в тоннах условного топлива (т у.т.). Для перехода к Гкал при анализе производства и потребления теплоэнергии можно использовать коэффициент теплотворной способности условного топлива и получить баланс тепла по тем же статьям, что и баланс энергоресурсов. Его недостатком является отсутствие структуры производства тепловой энергии (ТЭЦ, котельные, другие источники), а также несогласованность данных с основными формами статистической отчетности в сфере производства теплоэнергии – 1-ТЕП (котельные) и 6-ТП (электростанции). Как будет показано далее, сумма производства по основным источникам из этих форм не равна совокупному производству тепла из энергобаланса.

Еще одна проблема – различные подходы к оценкам потерь, собственных нужд и расходов топлива в разных формах, что усложняет представление единой картины баланса тепловой энергии в стране.

Баланс централизованно производимого тепла представлен в таблице 3. Ее ресурсная часть основана на данных статистических форм 6-ТП, 1-ТЕП, 11-ТЭР, а расходная – на основе энергобаланса из Российского статистического ежегодника.

Таблица 3. Баланс тепла в 2017 г., млн Гкал

Показатель	Источник	2017
РЕСУРСЫ		
ПРОИЗВОДСТВО ТЕПЛА В СЦТ	1-натура-БМ, РСЕ	1 258,0
Электростанции*, в том числе:	6-ТП	591,6
ТЭЦ и КЭС	6-ТП	588,2
АЭС	6-ТП	3,4
ГЕОТЭС	6-ТП	0,0
Отопительные котельные с нагрузкой 20 Гкал/ч и более	1-ТЕП	668,5
Другие источники тепла (электробойлерные)	11-ТЭР, 4-ТЭР	2,5
Небаланс между совокупным производством и суммой источников**	РСЕ – (6-ТП+1-ТЕП+4-ТЭР)	-4,6
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ		
	Источник	2017***
ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛА ОТ СЦТ	РСЕ	1 258,0
Потери тепла при производстве и транспортировке	РСЕ	92,8
Конечное потребление, в том числе:	РСЕ	1 165,2
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	РСЕ	26,3
Промышленное производство	РСЕ	541,4
Строительство	РСЕ	5,5
Транспорт и связь	РСЕ	23,5
Население	РСЕ	405,0
Прочее	РСЕ	162,7

Источники: формы Росстата: 1-натура, 6-ТП, 1-ТЕП, 11-ТЭР, Баланс энергоресурсов; Россия в цифрах 2018, расчеты авторов.

* – здесь учитывается отпуск тепла ТЭЦ, работающими в режиме котельных (около 10 млн Гкал), но не учитывается отпуск районных котельных (около 50 млн Гкал) из формы 6-ТП;

** – существует небаланс между совокупным производством тепла (1-натура) и суммой производства тепла ЭС (6-ТП) и отопительными котельными с нагрузкой 20 Гкал/ч и более (1-ТЕП). До 2017 г. их сумма меньше совокупного производства (но постепенно сокращалась). А в 2017 г. незначительно больше (на 4,6 млн Гкал, или 0,3% от совокупного производства);

*** – данные за 2017 г. опубликованы предварительно на сайте Росстата в разделе Баланс энергоресурсов.

Совокупное производство тепла представлено в форме 1-на-тура-БМ (в Гкал) и Балансе энергоресурсов в РСЕ (в т у.т.). Оно составляет 1258 млн Гкал в год.

Производство тепла на ТЭС взято из формы 6-ТП, в том числе в разрезе ТЭС, АЭС и ГеоТЭС – 591 млн Гкал, или 47% от совокупного производства.

Из формы 1-ТЕП взято производство тепла на крупных (мощностью 20 Гкал/ч и более) котельных. В эту же категорию попадают районные котельные, включенные в состав электростанций и управляемые ими же. Они производят 669 млн Гкал в год. Их доля в производстве – 53%.

Другие источники тепла (электробойлерные) произвели 2,5 млн Гкал (данные взяты из формы 4-ТЭР), что составляет 0,2%.

Кроме котельных в централизованном сегменте, есть еще большое число (около 70 тыс.) котельных мощностью до 20 гКал/ч, которые совокупно производят около 170 млн Гкал тепловой энергии, но не попадают в баланс, отраженный в таблице 3.

Наиболее подробно и согласованно Росстат представляет расходно-распределительную часть баланса тепла.

Сначала это потери при производстве и транспортировке, оцененные ведомством в 7,4% по состоянию на 2017 г. Следует отметить, что в большинстве публикаций эти потери оцениваются обычно в 1,5–2 раза выше, что, на взгляд автора, больше соответствует истине. Так, в форме 1-ТЕП потери в отопительных сетях оцениваются в 11% от общего объема, поданного в сеть. В ряде выступлений, в том числе руководства профильных министерств, указывались и большие цифры.

На конечное потребление, согласно Росстату, идет около 93% отпущенного тепла. Из них в 2017 г. 46% «ушло» в промышленное производство, чуть больше трети (35%) отпускается населению на отопление и горячее водоснабжение, по 2% приходится на сельскохозяйственные нужды и транспорт, остальное (около 14%) отнесено к прочим нуждам.

В промышленном производстве около 80% потребления теплоэнергии идет на обрабатывающие производства, и почти по 10% остаётся на добычу полезных ископаемых и на производство и распределение электроэнергии, газа и воды. В обрабатывающих производствах наиболее теплоемкими являются производство

готовых металлических изделий, пищевых продуктов, химическое производство и некоторые другие.

В таблице 4 представлена динамика баланса производства и потребления тепловой энергии в России в 1990–2017 гг. По сравнению и с 1990 г., и с 2000 г. страна сегодня потребляет значительно меньше теплоэнергии (на 40% и 10% соответственно). Отметим, что в середине 2000-х гг. потребление несколько выросло относительно уровня конца 1990-х гг., однако затем его сокращение возобновилось, хотя и значительно меньшими темпами.

Таблица 4. Динамика структуры баланса тепла в 1990–2017 гг., млн Гкал

Показатель	Млн Гкал			% от совокупного производства			
	1990	2000	2017	1990	2000	2017	2017/1990
ПРОИЗВОДСТВО ТЕПЛА В СЦТ	2076	1421	1258	100	100	100	61
Электростанции	960	633	592	46	45	47	62
Отопительные котельные с нагрузкой 20 Гкал/ч и более	1013	706	669	49	50	53	66
Электробойлерные (другие источники)	7	9	3	0	1	0	38
Небаланс	97	73	-5	5	5	0	
ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛА ОТ СЦТ	2076	1421	1258	100	100	100	61
Потери тепла при производстве и транспортировке	31	55	93	1	4	7	300
Конечное потребление, в том числе:	2045	1366	1165	99	96	93	57
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	76	41,0	26	4	3	2	34
Промышленное производство	1068	560,2	541	51	38	43	51
Строительство	42	34,1	6	2	2	0	13
Транспорт и связь	38	14,6	24	2	1	2	62
Население	485	516,9	405	23	35	32	84
Прочее	336	199,1	163	16	13	13	48

Из отраслей экономики сильнее всего сократили потребление сельское хозяйство и строительство, которые ушли в децентрализованный сегмент. В два раза меньше теперь потребляют промышленность (за счет множества факторов от сокращения производства, ухода в автономное теплоснабжение до повышения эффективности использования тепла) и прочие потребители (в том числе в этом разделе учитывается потребление

части ЖКХ). Наименее всего сократилось потребление населения – на 15% и 20% относительно 1990 г. и 2000 г.

Вслед за потреблением показатели совокупного производства централизованного тепла также падают. Однако это не приводит к перестройке структуры производства. Пропорции отпуска тепла в централизованные тепловые сети сохраняются на протяжении всего периода 1990–2017 гг. с небольшими колебаниями. Это можно трактовать как желание поставщиков энергии сохранять избыточные мощности, по возможности равномерно их загружая, а не конкурировать за потребителя, предлагая более качественную и дешевую энергию.

Расход топлива

Несмотря на большие объемы потребления топливно-энергетических ресурсов в сфере теплоснабжения, надежного учета потребляемого отрасли топлива не ведется. Его можно оценить исходя из структуры производства тепловой энергии и удельных расходов топлива по разным источникам генерации. При таком подходе расход топлива на производство централизованного тепла в России оценивается в размере 180–190 млн т у.т. Однако эта цифра скорее всего занижена, поскольку не учитывает малые котельные (до 20 Гкал/ч), а также часть промышленных котельных и ТЭЦ.

В целом в стране преобладает использование газового топлива, его доля составляет 75%; твердого топлива – 20%; на жидкое и прочие виды топлива приходится 2% и 3% соответственно. При этом структура потребления топлива имеет принципиальные территориальные различия. Так, в Сибири и на Дальнем Востоке преимущественно используется каменный уголь, в других федеральных округах – природный газ.

Удельный расход условного топлива (УРУТ) на отпущенную тепловую энергию в среднем по России составляет 161,2 кг у.т./Гкал¹³. Понятно, что у разных теплоисточников этот показатель различается. Так, УРУТ на отпущенную тепловую энергию от электростанций составляет в среднем 153,6 кг у.т./Гкал, от котельных – 169,9 кг у.т./Гкал. В сегменте котельных мощностью до 20 Гкал/ч и котельных в сельской местности средние удельные

¹³ Доклад о состоянии сферы теплоэнергетики и теплоснабжения в Российской Федерации за 2015–2016 годы. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/10850> (дата обращения: 20.08.2019).

расходы доходят до 180–190 кг у.т./Гкал (в целом по стране это эквивалентно потреблению еще 30 млн т у.т. топлива на цели теплоснабжения).

Экономика и финансовый баланс отрасли

Цены и тарифы

Средняя цена (тариф) на тепло в России в 2017 г. составила 1241 руб./Гкал, что определяет выручку сектора на уровне 1,5 трлн руб.

При этом средняя цена на тепло, производимое ТЭЦ (около 1000 руб./Гкал), значительно ниже, чем у котельных (1800 руб./Гкал). Это объясняется меньшим удельным расходом топлива (за счет того, что ТЭЦ производят в комбинированном режиме тепло и электроэнергию – расход топлива на каждый вид энергии на 30–40% ниже, чем при раздельном производстве), большей загрузкой мощностей ТЭЦ и меньшими удельными затратами из-за большей единичной мощности по сравнению с котельными.

Финансовый баланс отрасли

Выручка сектора централизованного теплоснабжения в 2017 г. составила 1,6 трлн руб. Это ниже совокупных затрат примерно на 100–150 млрд руб. (табл. 5). Вообще, убыточность на уровне 7–10% от выручки в секторе – стабильное явление уже в течение многих лет. Основные убытки сосредоточены в сегменте котельных и распределительных сетях. Представляется, что большая их часть объясняется использованием старого оборудования и неэффективных режимов работы (недозагрузка оборудования из-за снижения отпуска тепла в СТП), отсутствия современных технологий. Также нельзя исключать фактор воровства и заинтересованности в убыточности менеджмента. Так, в России очень распространены случаи, когда все основное имущество тепло-системы находится на балансе муниципалитета, а унитарное предприятие пользуется им лишь на условиях хозяйственного ведения. Такие предприятия регулярно банкротятся, а их долги списываются.

Расходы на топливо составляют около 50% всех расходов. Остальное – прочее, оплата труда и амортизация, которая сегодня является основным источником инвестиций. За 2017 г. амортизация составила лишь около 100 млрд руб. Отметим, что при этом

Минэнерго оценивает необходимый для модернизации сектора объем инвестиций в 2–2,5 трлн руб.¹⁴

Таблица 5. Финансовый баланс сектора централизованного теплоснабжения в 2017 г., млрд руб.

Выручка	1 621
Убыток	-125
Итого себестоимость	1 746
Расходы на топливо	835
Оплата труда (с отчислениями)	369
Прочие операционные расходы	441
Амортизация	101

Источник: расчеты автора по данным табл. 2, оценки расхода топлива и формы Росстата 1-предприятие.

Анализ инвестиционной деятельности

В таблице 6 показаны инвестиции в основной капитал в целом по сектору централизованного теплоснабжения и по ключевым его сегментам. В 2017 г. общий объем вложенных средств составил 116 млрд руб., это около 0,9% от совокупных инвестиций в экономике России и гораздо ниже доли сектора в совокупной выручке экономики (1,1%). В течение последних лет ежегодная сумма инвестиций держалась на уровне 100–120 млрд руб., без тенденции к значительному росту (инвестиции сократились на фоне кризисных явлений в экономике в 2014–2015 гг. и восстановились к 2017 г.).

Таблица 6. Инвестиции в основной капитал в сфере централизованного теплоснабжения в 2017 г., млрд руб.

Показатель	Млрд руб.	%
Производство, передача и распределение тепловой энергии, всего	116,2	100
Производство тепловой энергии, в том числе:	80,1	69
ТЭС	25,3	22
прочими электростанциями и промышленными блок-станциями	0,3	0
котельными	54,6	47
Передача тепловой энергии	23,3	20
Распределение тепловой энергии	8,6	7
Деятельность по обеспечению работоспособности котельных	1,5	1
Деятельность по обеспечению работоспособности тепловых сетей	2,0	2
Торговля тепловой энергией	0,7	1

Источник табл. 6,7: Росстат: Форма статистического учета – П-2 (инвест).

¹⁴ URL: <https://www.vedomosti.ru/partner/articles/2017/05/24/691270-otoplenie-20>

Инвестиции в производство тепловой энергии составили 80 млрд руб., в том числе почти 55 млрд руб. в котельные и 25 млрд – в электростанции. Еще 23 млрд руб., или 20% всех вложений сектора, приходится на передачу энергии. В распределительные внутриквартальные сети было направлено всего 7%.

В структуре источников инвестиционных средств за 2017 г. (табл. 7) в целом по сектору доминируют собственные средства. Среди них основную роль играет амортизация. При этом в сегменте распределения (внутриквартальные тепловые сети) более 50% составляют привлеченные средства (главным образом бюджетные). В других сегментах их доля колеблется от 20 до 37%.

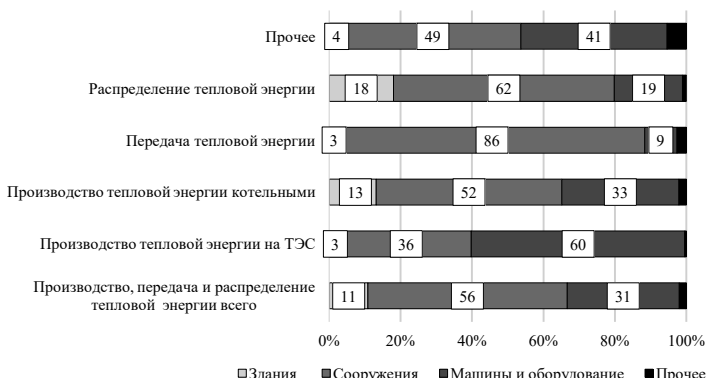
Таблица 7. Источники инвестиций в основной капитал в централизованном теплоснабжении, %

Средства	Производство, передача и распределение тепловой энергии, всего	Производство тепла ТЭС	Производство тепла котельными	Передача	Распределение	Прочее (сервис и сбыт)
Собственные	77	80	80	80	44	63
Привлеченные	23	20	20	20	56	37
В том числе:						
кредиты банков	3	4	4	0	9	-
заемные других организаций	6	13	5	2	0	-
бюджетные	12	2	9	15	45	29
вышестоящих организаций	0	0	0	0	0	0
Прочие	2	1	3	3	2	-
Итого	100	100	100	100	100	100

За 2017 г. бюджетные средства в инвестициях в целом по сектору составили около 14 млрд руб. (чуть более 10% от их общего объема). Большую часть из них предоставили субъекты Федерации.

Видовая структура инвестиций по направлениям инвестирования в централизованном теплоснабжении в целом и по сегментам за 2017 г. представлена на рисунке.

В общем объеме инвестиций в централизованном теплоснабжении доминируют капитальные вложения в сооружения, машины и оборудование (в общей сложности 81–96% всех инвестиций).



Видовая структура инвестиций в централизованное теплоснабжение в 2017 г., %

В сегменте производства тепловой энергии на ТЭС доминируют инвестиции в машины и оборудование – 60%. Во всех остальных сегментах преобладают сооружения.

Заключение

Несмотря на явное неблагополучие в секторе централизованного теплоснабжения (сокращение спроса, хроническая убыточность, высокий износ основных фондов, неэффективное тарифное регулирование, низкий уровень инвестиций и новых технологий), в последние годы появились условия для инвестиционного развития теплоснабжения. Основная причина этого – такое соотношение между действующими тарифами/ценами, потенциалом инвестирования и «стоимостью» инвестиций, которое позволяет осуществлять и окупать инвестиционные проекты.

Другим негативным рамочным условием функционирования локальных рынков тепла является неблагополучно выстроенное участие ТЭЦ в оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) (см. [Воропай и др., 2017]). Правила ОРЭМ приводят к убыточности ТЭЦ за счет щедро оплачиваемых проектов ДПМ¹⁵ и гидро- и атомной генерации.

¹⁵ ДПМ – договор на предоставление мощности. Механизм гарантирования окупаемости инвестиций в электроэнергетике за счет повышенных платежей за мощность в пользу новых проектов.

Если не рассматривать взаимодействие с рынком электроэнергии, главными, на взгляд автора, препоны для увеличения инвестиций в централизованном теплоснабжении являются 1) регулирование тарифов по затратному методу и 2) отсутствие механизмов и стимулов для инвесторов. Описанные механизмы передачи в концессию и введение ценовых зон позволяют обойти эти препоны и создают условия для привлечения инвестиций в отрасль. Таким образом, в ближайшие годы можно ожидать роста инвестиций, причем по большей части – в проекты по модернизации систем централизованного теплоснабжения, а не ремонтов или строительства новых котельных и тепловых сетей, как в предыдущий период. Для увеличения эффекта от новых механизмов, с одной стороны, администрациям муниципалитетов и регионов необходимо прорабатывать варианты сокращения рисков для инвесторов, а с другой – обеспечить качественную экспертизу проектов и контроль выполнения обязательств инвесторов.

Однако названные механизмы имеют и недостатки. Метод альткотельной по своей сути является затратным. Он может приводить к завышению инвестиций и (или) излишнему росту тарифов (см. [Стенников, 2014; Стенников, Пеньковский, 2019]), особенно в системах с большой долей отпуска тепла от ТЭЦ (напомним, что тарифы на тепло от ТЭЦ в 1,5 раза и более ниже, чем цены на тепло от котельных). Для ряда регионов тарифы альткотельной являются социально неприемлемыми [Найден, Демина, 2019], а для небольших муниципалитетов с изношенными системами теплоснабжения и сокращающимся населением по такой схеме вряд ли будет возможно найти инвестора.

Концессионные соглашения хотя и отходят от затратного принципа тарифообразования, но редко предполагают коренную модернизацию СЦТ, то есть рост эффективности и окупаемость инвестиций обеспечиваются по скромному сценарию, а ситуация консервируется на период концессионного соглашения – 10–20 лет.

Поэтому повсеместное распространение этих методов по территории страны не должно стать догмой, а метод альткотельной не следует рассматривать как единственный вариант модернизации СЦТ, о чем было сказано на заседании рабочей

группы Госсовета РФ по направлению «Энергетика»¹⁶. Необходимо искать и прорабатывать также другие варианты, учитывающие разнообразие условий функционирования систем централизованного теплоснабжения в России, а также – при дальнейшем реформировании или изменении оптового рынка электроэнергии и мощности – создавать условия для наибольшей загрузки ТЭЦ.

Литература

Башмаков И. А. Будущее ТЭЦ в России // *Новости теплоснабжения*. 2004. № 01 (41), январь 2004.

Воропай Н. И., Паламарчук С. И., Стенников В. А. Рынки электрической и тепловой энергии: проблемы, вызовы, тенденции // *Экономические проблемы энергетического комплекса (Семинар А. С. Некрасова)* – 2017. Материалы конференции / М. ИНП РАН. 2017.

Гашио Е. Г., Ковылов В. К. Системы жизнеобеспечения городов как отражение их территориальной организации // *Вестник Московского университета. Серия 5: География*. 2006. № 3. С. 27–33.

Найден С. Н., Дёмина О. В. Реформа теплоснабжения: последствия для дальневосточных потребителей // *ЭКО*. 2019. № 3.

Некрасов А. С., Сняк Ю. В., Воронина С. А., Семикашев В. В. Современное состояние теплоснабжения России // *Проблемы прогнозирования* 2011. № 1. С. 30–43.

От холода к теплу // МЭА. Париж. 2004.

Пузаков В. С. Анализ разработки, утверждения, актуализации и реализации Схема теплоснабжения городов и поселений // *Новости теплоснабжения*. 2018. № 2 (210).

Семикашев В. В., Воронина С. А. Методика построения баланса производства и потребления тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения России // *Научные труды ИНП РАН*, 2016.

Стенников В. А. «Альтернативная котельная» – путь в никуда для теплоснабжения // *Новости теплоснабжения*. 2014. № 7 (167).

Стенников В. А., Пеньковский А. В. Теплоснабжение потребителей в условиях рынка: современное состояние и тенденции развития // *ЭКО*. 2019. № 3. С. 8–20.

Хмельников Б. В., Михайлов П. Д. Методические подходы и региональная практика установления надбавок к тарифам на товары и услуги организаций теплоснабжения // *Новости теплоснабжения*. 2008. № 3 (91).

Статья поступила 13.08.2019.

¹⁶ URL: <http://kuzpress.ru/city/28-05-2019/67841.html>

Для цитирования: Семикашев В.В. Теплоснабжение в России: текущая ситуация и проблемы инвестиционного развития// ЭКО. 2019. № 9. С. 23-47. DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-23-47.

Summary

Semikashov, V.V., Cand. Sci. (Econ.), Head of Laboratory, Institute for Economic Forecasting RAS, Moscow

Heat Supply in Russia: Current State and Problems of Investment Development

Abstract. The article gives a qualitative and quantitative description of the current state of heat supply sector in Russia. Production capacities and heating networks are analyzed (the share of cogeneration and structure by type of heat producers). Pricing system and three-level structure of the sector management are also in focus. Two investment mechanisms for modernization of central heating systems are considered: concessions and price zones (pricing by the method of alternative heat plant).

Consistently coordinated balances of production and consumption of heat energy, an estimate of consumed fuel, and the financial balance of the industry have been consistently built. The difference dynamics of changes in patterns of consumption and heat production in DHS is shown. In the end we describe problems to be resolved for successful development of the sector.

Keywords: District heating; District heating system; CHP; heating networks; heat prices; concessions; heat supply price zone; balance of heat energy; financial balance of heat supply industry; investments

References

Bashmakov, I. A. (2004). Future of CHP plants in Russia. *Novosti teplosnabzheniya*. No. 1. (In Russ.). Available at: https://www.rosteflo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3842 (accessed 20.08.2018).

Voropai, N.I., Palamarchuk, S.I., Stennikov, V.A. (2017). Electric and heat energy markets: problems, challenges, trends. *Ehkonomicheskie problemy ehnergeticheskogo kompleksa (Seminar A.S. NekrasovA) – 2017. Materialy konferentsii*. Moscow. INP RAN Publ. Pp. 182–202. (In Russ.). Available at: <https://ecfor.ru/wp-content/uploads/2017/11/inp-ran-sbornik-po-energetike-24.10.2017-final.pdf> (accessed 20.08.2018).

Gasho, E.G., Kovylov, V.K. (2006). Life support systems of cities as a reflection of their territorial organization. *Vestnik Moskovskogo universiteta*. Seriya 5: Geografiya.. No. 3. Pp. 27–33. (In Russ.).

Naiden, S.N., Demina, O.V. (2019). Heat Supply Reform: Implications for consumers of Far East. *ECO*. No. 3. Pp. 21–36. (In Russ.).

Nekrasov, A.S., Sinyak, Yu.V., Voronina, S.A., Semikashov, V.V.(2011). State-of-the-art of Russia's heat supply systems. *Studies on Russian Economic Development*. No. 22(1). Pp. 20–30.

Improving District Heating Policy in Transition Economies. (2004). Paris. IEA.

Puzakov, V.S. (2018). Analysis of the development, approval, updating and implementation of heat supply schemes of cities and settlements. *Novosti*

teplosnabzheniya. No. 2. (In Russ.) Available at: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=4073 (accessed 20.08.2018).

Semikashv, V.V., Voronina, S.A. (2016). Methodology of the balance of heat energy in the district heating systems in Russia. *Nauchnye trudy INP RAN* Pp. 343–356. (In Russ.). Available at: <https://ecfor.ru/publication/18-semikashv-metodika-postroeniya-balansa-proizvodstva/> (accessed 20.08.2018).

Stennikov, V.A. (2014). “Alternative boiler room” – a way to nowhere for heat supplying. *Novosti teplosnabzheniya*. No. 7 (167), (In Russ.) Available at: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3265 (accessed 20.08.2018).

Stennikov, V. A., Pen'kovskii, A.V. (2019). Heat supply to consumers in a market: current status and development trends. *ECO*. No. 3. Pp. 8–20. (In Russ.).

Khmel'nikov, B.V., Mikhailov, P.D. (2008). Methodological approaches and regional practice of establishing premiums on tariffs for goods and services of heat supply organizations. *Novosti teplosnabzheniya*. No.3. (In Russ.). Available at: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2545 (accessed 20.08.2018).

For citation: Semikashv, V.V. (2019). Heat Supply in Russia: Current State and Problems of Investment Development. *ECO*. No. 9. Pp. 23-47. (In Russ.). DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-23-47.

Проблемы российского теплоснабжения и пути их решения¹

В.А. СТЕННИКОВ, доктор технических наук, директор Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. E-mail: SVA@isem.irk.ru

А.В. ПЕНЬКОВСКИЙ, кандидат технических наук, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск. E-mail: penkoffsky@isem.irk.ru

Аннотация. Теплоснабжение России, большая часть которой расположена на территории с суровым климатом, является важнейшей социальной отраслью экономики, во многом определяющей энергетическую безопасность страны. За прошедший период реформирования в теплоснабжении, как и в технологически, организационно и экономически связанной с ним электроэнергетической отрасли, накопилось множество проблем. Это обусловлено, прежде всего, отсутствием действенных механизмов управления их функционированием и развитием. При этом есть все основания полагать, что принятая Правительством РФ целевая модель теплового рынка не только не устраняет эти проблемы, но еще более обостряет ситуацию. На взгляд авторов, для изменения сложившейся ситуации необходимо провести ряд организационных преобразований на рынках электрической и тепловой энергии, направленных в первую очередь на трансформацию взаимоотношений поставщиков и потребителей энергии, а также включение в систему тарифообразования маркетинговых принципов.

Ключевые слова: теплоснабжение; целевая модель рынка тепла; альтернативная котельная; реформирование; направления развития; интегрированные рынки энергии

Современная ситуация в теплоснабжении

Советский союз когда-то обладал одной из мощнейших энергетических систем в мире. Энергетическое хозяйство создавалось как единый комплекс, служащий основой для формирования и функционирования производительных сил, а одним из важнейших ее элементов являлись системы централизованного энерго-снабжения на базе теплофикации (когенерации), позволяющие экономить до 40% первичного топлива. История развития теплофикации в России насчитывает более 100 лет [Гуторов, Байбаков, 2003], но начало становления массовой городской теплофикации приходится на 1930-е гг., когда появились ТЭЦ малой и средней мощности (150–300 Гкал/ч), позволявшие передавать тепловую

¹ Исследование выполнено в рамках проекта III.17.4.4 № рег. АААА-А17–117030310437–4 программы фундаментальных исследований СО РАН.

энергию потребителям, по современным меркам, на скромные расстояния в пределах 1,5–3 км. Расцвет же централизованного теплоэнергоснабжения пришелся на 1960-е гг., когда сооружались крупные ТЭЦ мощностью 1700–2300 Гкал/ч, обеспечивающие тепловой энергией потребителей уже в радиусе 10–12 км и более (Алма-Ата – 80 км, Свердловск – 40 км).

На закате СССР (конец 1980-х гг.) централизованное теплоснабжение в стране осуществлялось более чем от 900 ТЭЦ с суммарной тепловой мощностью около 200 тыс. Гкал/ч [Попырин и др., 1989]. По некоторым оценкам [Хрилев, 1988; Гашо и др., 2015], к 1989 г., по сравнению с 1940 г., суммарное производство тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения увеличилось в 65 раз и превысило по объему 1300 млн Гкал (рис. 1).

При этом развитие теплоснабжения осуществлялось за счет централизованного бюджетного финансирования, энергетические тарифы не соответствовали реальным затратам и в большей мере носили учетную функцию.

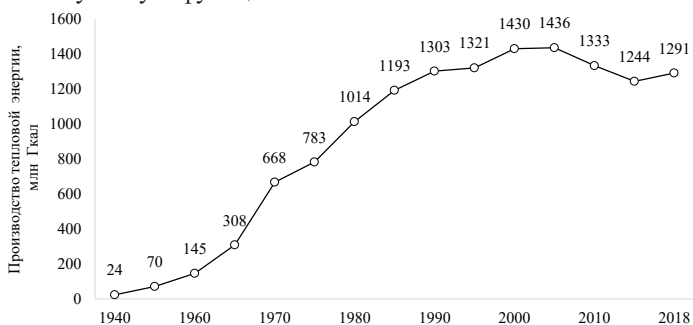


Рис. 1. Динамика производства тепловой энергии в централизованных системах СССР в 1940–2018 гг., млн Гкал

Процессы либерализации в теплоэнергетике, начатые в 1990-х гг. после развала СССР, привели к формированию новых экономических отношений между производителями, поставщиками и потребителями энергии, изменению форм собственности и переходу к самокупаемости оказываемых услуг. В результате преобразований бизнес получил в наследство от СССР огромные фонды и, что очень важно, рынок подготовленных потребителей, однако он оказался не готовым

работать в рыночных условиях. Несмотря на кардинальные организационно-технологические изменения, которые должны были способствовать эволюционированию отрасли, в теплоснабжении по-прежнему поддерживается административная схема управления, сохраняется диктат поставщиков над потребителями, надежность теплоснабжения падает, а тарифы растут без повышения качества предоставления услуг.

Все это приводит к уходу потребителей из централизованных систем на снабжение от собственных теплоисточников (процесс «котельнизации»), в результате чего теплоэнергетика постепенно теряет все достигнутые за советский период преимущества. За 1990–2010-е гг. в России не было построено ни одной теплоэлектроцентрали (только в 2010 г. началось развитие нескольких действующих ТЭЦ за счет механизма ДПМ²), значительно сжался рынок потребителей.

При этом нарушилась отлаженная экономика ТЭЦ из-за сокращения отпуска тепловой энергии более чем в два раза и выработки электроэнергии – на 15% [Некрасов и др., 2012] (табл. 1). Выработка электроэнергии по экономичному теплофикационному циклу сократилась, а по затратному для ТЭЦ конденсационному циклу – возросла. В результате экономия топлива от когенерации снизилась практически на 30%.

Таблица 1. Показатели эффективности теплофикации в России в 1991–2010 гг.

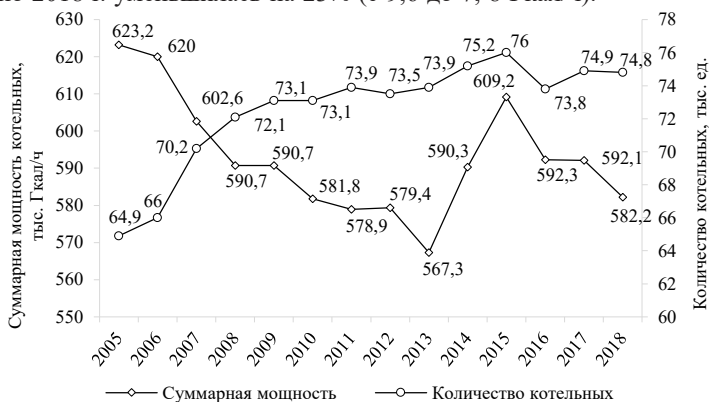
Показатель	1991	2000	2010
Производство электроэнергии на ТЭЦ, млрд кВт	418	275	355
В том числе по теплофикационному циклу, млрд кВт	246	157	180
Отпуск тепла от ТЭЦ, млн Гкал	792	409	394
В том числе из отборов турбин ТЭЦ, млн Гкал	655	366	343

Источник: [Некрасов и др., 2012].

Указанный период характеризовался преобладающим развитием децентрализованных автономных источников тепла с использованием главным образом импортного оборудования (рис. 2). Как показывают графики на рисунке, количество котельных росло более быстрыми темпами, чем их суммарная мощность, поскольку вводились в основном мелкие малоэффективные котельные.

² ДПМ – Договор на предоставление мощности – механизм гарантии возврата инвестиционных затрат за счет специальной надбавки к тарифу.

Средняя установленная мощность котельных за период с 2005 г. по 2018 г. уменьшилась на 23% (с 9,6 до 7, 8 Гкал/ч).



Источник: данные Росстата³.

Рис. 2. Динамика количества (правая шкала) и суммарной мощности котельных (левая шкала) в России в 2005–2018 гг., тыс. Гкал/ч

На фоне существенного ухудшения эффективности выработки тепла на ТЭЦ в течение всего периода реформ нарастали потери при транспортировке теплоэнергии потребителям. За 1995–2018 г. потери увеличились в 2,5 раза и составили 12,4% от суммарного отпуска².

Это еще более ухудшило экономику централизованного теплоснабжения на базе теплофикации, что закономерно отразилось на тарифах. Получился замкнутый круг: из-за роста тарифов крупные экономически устойчивые производственные потребители ускорили переход на собственные источники теплоснабжения (как правило, котельные). ТЭЦ в условиях сокращения сбыта вынуждены были еще больше повышать тарифы для оставшихся потребителей⁴.

В настоящее время теплоснабжение потребителей в России осуществляют около 21 тыс. предприятий. Действующие 522 тепловые электростанции (данные Росстата за 2017 г.)

³ URL: http://www.gks.ru/free_doc/new_site/population/jil-f/jkh3.docx (дата обращения: 08.07.2019).

⁴ Подробнее об ущербе, который нанесла котельнизация отрасли, см. [Богданов и др., 2008].

вырабатывают всего 480 млн Гкал тепловой энергии в год (в 1991 г. – около 790 млн Гкал, в 1995 г. – 562 млн Гкал). Общая протяженность тепловых сетей в системах централизованного теплоснабжения по трассе уменьшилась до 170 тыс. км (было 177 тыс. км). Это свидетельствует о продолжающемся сокращении сектора централизованного теплоснабжения.

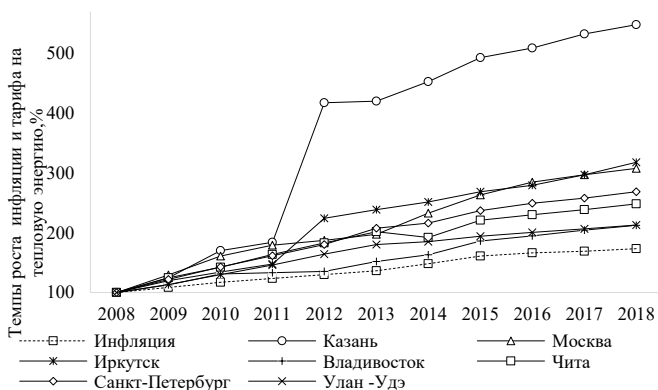
Одной из все более усугубляющихся проблем в теплоэнергетике является значительный износ основного оборудования, достигающий 60% и более (причем, это характерно как для большой, так и для малой теплоэнергетики). Несмотря на то, что амортизационные отчисления включены в тариф, их катастрофически не хватает из-за накопленного за предшествующие 20 лет износа. Процесс обновления основных фондов идет слишком медленно. В частности, темпы перекладки тепловых сетей в России не превышают 1% в год, тогда как оптимальный показатель должен составлять минимум 10% [Сергеев, 2018].

Другая проблема связана с высокой задолженностью потребителей за теплоснабжение. Она объясняется не только невысоким уровнем платежной дисциплины, но и неспособностью населения из-за низких доходов оплачивать высокие тарифы на тепло. По данным Росстата, общая сумма дебиторской задолженности организаций, оказывающих услуги теплоснабжения, на 1 января 2017 г. составила 475,7 млрд руб.,⁵ из которых 57,2% (271,7 млрд руб.) приходится на население. Одна из причин – падение реальных доходов россиян, которое в период с 2013 по 2017 гг. составило более 11%⁶. Другая – существенный рост тарифов, который по темпам значительно опережает инфляцию (рис. 3).

При официальной инфляции с 2008 по 2018 гг. 72,8% в Казани тариф на тепловую энергию вырос в 5,5 раза, в Иркутске – в 3,2 раза. Но, как ни парадоксально, по большому счету это не привело ни к притоку инвестиций, ни к активизации работ по модернизации, техническому перевооружению и развитию теплоснабжающих систем.

⁵URL: <https://minenergo.gov.ru/view-pdf/10850/80685> (дата обращения: 08.07.2019).

⁶URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/16270.pdf> (дата обращения: 08.07.2019).



Источник: данные комитета по тарифам Республики Татарстан. URL: <http://kt.tatarstan.ru/rus/arhiv-tarifov-goskomiteta.htm>; данные ПАО «Иркутскэнерго». URL: <https://sbyt.irkutskenergo.ru/qa/3096.html>; данные Росстата. URL: <http://www.gks.ru/dbscripts/cbsd/DBlnet.cgi?pl=1921001>; данные департамента по тарифам Новосибирской области. URL: <https://tarif.nso.ru/page/76>; данные службы по тарифам Республики Бурятия. URL: <http://egov-buryatia.ru/rst/activities/monitoring/tariffs.php>; данные сайта «Управление многоквартирным домом». URL: http://youhouse.ru/tarify_zhkh/; данные ПАО «МОЭК». URL: <https://www.moeek.ru/about/moeek-shareinfo/tarify/>; данные ТГК-14. URL: <https://www.tgk-14.com/clients/zab/rst.php>; данные департамента по тарифам Приморского края. URL: <https://primorsky.ru/authorities/executive-agencies/departments/tariffs/docs/statutes/2011/>; данные сайта «Уровень инфляции в Российской Федерации». URL: http://уровень-инфляции.рф/%D1%82%D0%B0%D0%B1%D0%BB%D0%B8%D1%86%D0%B0_%D0%B8%D0%BD%D1%84%D0%BB%D1%8F%D1%86%D0%B8%D0%B8.aspx (дата обращения: 08.07.2019).

Рис. 3. Динамика изменения тарифа на тепловую энергию по городам РФ в 2008–2018 гг.,%

Организационные структуры рынков тепловой энергии

Все более обостряется проблема рассогласованности (разделения) рынков тепловой и электрической энергии, которые имеют тесную организационную и экономическую связь через ТЭЦ, работающие на обоих рынках. Технологически ТЭЦ, производя тепловую и электрическую энергию в комбинированном режиме, объединяет теплоснабжающую и электроэнергетическую системы. Теплофикационная генерация, обеспечивающая 46% производства тепловой и 39% электрической энергии в России⁷,

⁷ URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/16709.pdf> (дата обращения: 08.07.2019).

исторически создавалась и продолжает успешно функционировать для энергоснабжения одних и тех же предприятий и территорий.

Более того, объем производства электроэнергии во многом зависит от выработки тепла, точно так же, как выручка ТЭЦ складывается из суммарной выручки от продажи электроэнергии и тепла. Вместе с тем ни ФЗ «Об электроэнергетике»⁸, ни «О теплоснабжении»⁹ не затрагивают вопросы согласования и совместной работы этих рынков.

Технологическая структура обоих рынков и их интегрирующее начало показаны на рисунке 4. Каждый из них имеет свои правила организации энергоснабжения потребителей, свои регламенты регулирования, свои принципы тарифообразования и т.д. Так, рынок электроэнергии является конкурентным, а рынок тепловой энергии – регулируемой естественной монополией.

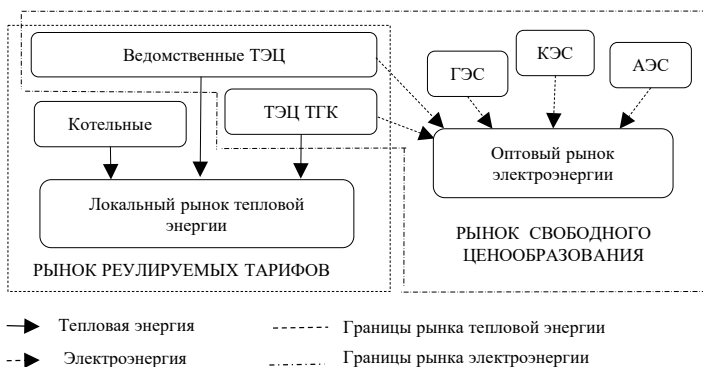


Рис. 4. Интегрированный рынок тепловой и электрической энергии

Вышеизложенные факторы обуславливают низкую конкурентоспособность ТЭЦ как на тепловом, так и на электроэнергетическом рынках и приводят к постепенной их деградации.

В первой редакции ФЗ «О теплоснабжении», принятого в 2010 г., была предложена модель теплоснабжения, аналогичная той, что успешно работает в скандинавских странах, Германии, Англии, Австрии, Швеции, ее структура приведена на рисунке 5.

⁸ Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ.

⁹ Федеральный закон «О теплоснабжении» от 27.07.2010 № 190-ФЗ.

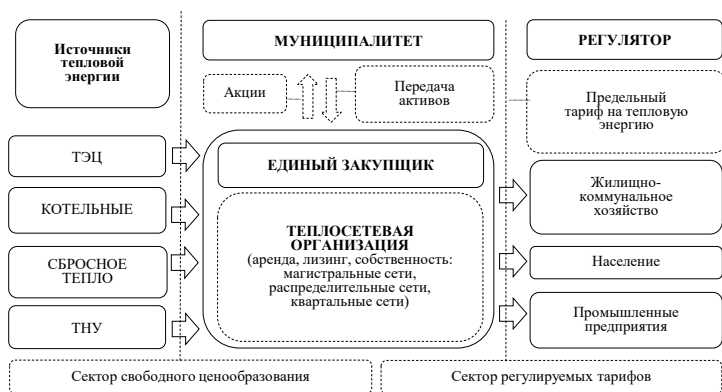


Рис. 5. Организационная модель конкурентного рынка тепловой энергии «Единый закупщик»

В рамках данной модели создается Единая теплоснабжающая организация (ЕТО), формируемая в виде «Единого закупщика», которая занимается естественно-монопольным видом деятельности по транспортировке и передаче тепловой энергии по тепловым сетям. Производство тепла на теплоисточниках относится к конкурентной сфере деятельности. Таким образом, выделяются сектор свободного ценообразования, на котором теплоэнергия приобретается у независимых теплоисточников (ТЭЦ, котельные, сбросовое тепло промышленных предприятий, теплонасосные установки) и регулируемый сектор, на котором теплоэнергия поставляется конечным потребителям под контролем общественного или государственного *регулятора*. Данная модель в полном объеме так и не была реализована.

В принятых в 2018 г. изменениях к федеральному закону «О теплоснабжении»¹⁰ и предложенной Правительством РФ Дорожной карте «Внедрение целевой модели рынка тепловой энергии»¹¹ была учреждена другая модель, пролоббированная крупными теплогенерирующими компаниями и предполагающая

¹⁰ Федеральный закон от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (ред. от 19.07.2018).

¹¹ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 2 октября 2014 г. № 1949-р, План мероприятий («Дорожная карта») «Внедрение целевой модели рынка тепловой энергии».

переход к ЕТО, создаваемой на базе крупных источников и тепловых сетей. Она фактически предполагает формирование единой монопольной структуры ЕТО, как показано на рисунке 6, которая также применяется в ряде стран. Однако отличием предлагаемой модели от ее зарубежного аналога являются отмена регулирования и введение либеральных цен на теплоэнергию, определяемых по ее величине на «альтернативной котельной» (АК). В отличие от скандинавских стран, где присутствует регулятор, в российской модели рынка тепловой энергии присутствует лишь *контролирующий* орган, функционал которого, по определению, не предполагает влияния на взаимоотношения участников и ограничивается только надзором за соблюдением регламентов реализуемой модели.

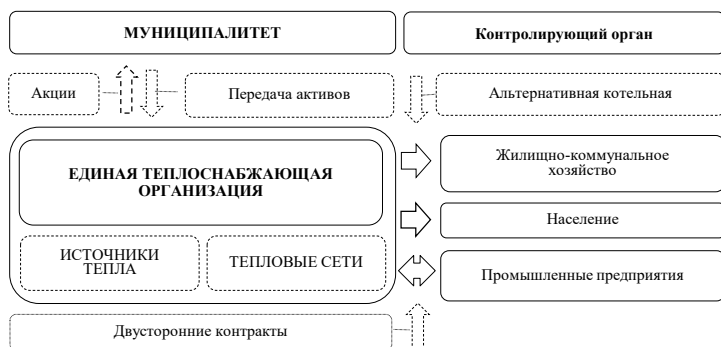


Рис. 6. Организационная модель рынка теплоэнергии «АК+ЕТО»

Согласование рынков электроэнергии и тепла в новых законодательных документах не предусматривается. Более того, о его необходимости даже не упоминается. Предложенная модель теплового рынка Единая теплоснабжающая организация плюс альтернативная котельная (ЕТО+АК) не решает и не может решить эту задачу.

Основополагающий принцип системы тарифообразования по уровню цены «альтернативной котельной» предполагает установление теплового тарифа на уровне расчетной стоимости теплоэнергии, произведенной на так называемой «альтернативной котельной», под которой понимается виртуальный (возможный) вновь создаваемый локальный источник тепла небольшой мощности (10 Гкал/ч), которым потребитель как бы может заменить

централизованное теплоснабжение. Для определения параметров такой котельной берется предпосылка о применении наиболее современных и экономичных технологий, а также максимально эффективное использование ее установленной мощности. В процессе моделирования на основе ряда входных параметров (технологических и экономических), в соответствии с приемлемым для инвестора сроком окупаемости (не более 10 лет), исходя из суммарных дисконтированных затрат на строительство и эксплуатацию «альтернативной котельной», рассчитывается цена теплоэнергии, которая могла бы быть произведена этим источником. Если действующий тариф на тепловую энергию окажется ниже цены «альтернативной котельной», тогда разрабатывается, а затем реализуется график поэтапного (в течение пяти лет) повышения его уровня до этой цены АК в соответствии с утвержденными на федеральном уровне правилами индексации. Если действующий тариф выше цены «альтернативной котельной», его замораживают и затем в результате модернизации снижают до уровня цены АК.

Разработчики новой модели считают, что повышение тарифа до уровня цены альтернативной котельной будет способствовать привлечению инвестиций на развитие теплоснабжения. Однако стоит напомнить, что за прошедший период тарифы росли значительно быстрее инфляции, но это не способствовало инвестиционному притоку и проведению модернизации и техническому перевооружению систем.

Все регламентированные в новых правовых актах положения посвящены порядку реализации модели «АК+ЕТО» (рис. 6) и не затрагивают стратегических ориентиров реформирования теплоснабжения, направленных на преодоление сложившихся негативных тенденций [Гашо, 2013; Стенников, Славин, 2014; Макаров и др., 2018].

Основные положения целевой модели рынка тепловой энергии

Реализованная в федеральном законе концепция формирования новой модели теплоснабжения включает следующие основные принципы.

1. Отказ от государственного регулирования тарифов на тепловую энергию.

2. Поэтапное доведение тарифа на тепловую энергию до уровня ее стоимости на «альтернативной котельной» (по сути, рост тарифа в 1,5–2 раза, без учета инфляции).

3. Формирование на базе крупных теплогенерирующих (как правило, ТГК) единых теплоснабжающих организаций.

4. Предоставление монополии ЕТО беспрецедентных полномочий, таких как установление предельных цен, заключение договоров по устанавливаемым в одностороннем порядке правилам и ценам, распределение нагрузок между теплоисточниками, разработка схемы теплоснабжения и т.д.

Эти положения ФЗ № 190 «О теплоснабжении» входят в противоречие со всеми канонами экономической теории, поскольку, по сути, *закрепляют создание нерегулируемой монополии и узаконивают повышение тарифов до предельного уровня*. При этом они не имеют никакого отношения к решению системных проблем отрасли – ни к совершенствованию теплоснабжения как такового (в части упорядочивания организационного управления, повышения эффективности, стимулирования сокращения издержек), ни к согласованию рынков тепловой и электрической энергии. Более того, они противоречат технической политике России по развитию теплофикации (когенерации), поскольку повышение тарифов до предельного уровня приведет к неизбежному снижению ее конкурентоспособности относительно вновь сооружаемых котельных, дальнейшему росту затрат и постепенной деградации.

Мы сравнили уровни цен на тепловую энергию во всех известных в настоящее время моделях ценообразования (свободное ценообразование в условиях конкурентного взаимодействия производителей; свободное ценообразование в условиях монопольного рынка; регулирование естественной монополии методами «затраты плюс» – на уровне средних суммарных затрат, маржинальных затрат, «альтернативная котельная»). Цена по «альтернативной котельной» оказалась наиболее высокой [Пеньковский, 2017].

Это обусловлено несколькими факторами: альтернативная котельная – это децентрализованный теплоисточник, и для него не действует эффект масштаба, работающий на снижение затрат; в цену включена инвестиционная составляющая, которая не должна учитываться для уже существующих систем; отдельный способ производства тепла в котельной и электроэнергии

на конденсационной тепловой электростанции объективно менее эффективен по сравнению с комбинированным способом их производства, что также значительно повышает затраты.

На наш взгляд, введение тарифа, определяемого ценой «альтернативной котельной», фактически представляет собой возврат к действовавшему до 1996 г. физическому методу тарифообразования¹² в его худшем варианте из-за наличия в цене инвестиционной составляющей. Тарифообразование на базе физического метода основано на расчете затрат, при котором вся экономия от комбинированного производства энергии переносится на электроэнергию, что позволяет значительно уменьшить стоимость электроэнергии за счет существенного повышения стоимости сопутствующей (бросовой) тепловой энергии. Этот метод в свое время из-за высоких тарифов на тепло привел к массовому уходу потребителей на собственные теплоисточники («котельнизации»), при этом приток инвестиций в отрасль не увеличился.

Начиная с 1996 г., с целью спасения ТЭЦ от потери тепловой нагрузки, был введен пропорциональный метод разделения топлива, который привел к увеличению расходов топлива на электроэнергию и уменьшению на тепло (рис. 7).

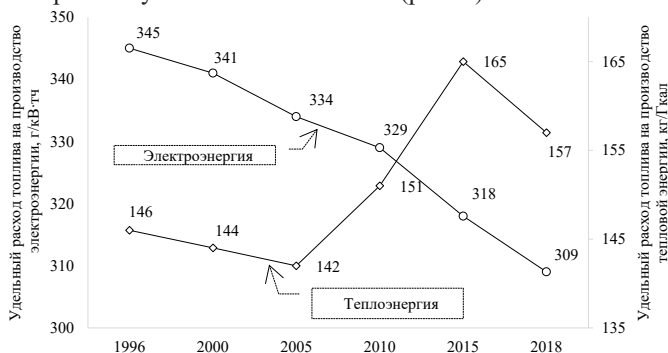


Рис. 7. Удельные расходы топлива на производство тепловой (правая шкала) и электрической (левая шкала) энергии на ТЭЦ в 1996–2018 гг.

¹² В основу физического метода положено распределение затрат пропорционально количеству топлива, израсходованного на каждый вид энергии на основе теплового баланса. При этом полагается, что на получение тепловой энергии из отборов турбин затрачивается такое же количество топлива, как и при отпуске теплоты непосредственно из котлов.

Этот метод, и ныне действующий, тоже несовершенен. Объективности ради следует отметить, что до сих пор не существует научно обоснованного метода назначения (разделения) цен на электрическую и тепловую энергию, производимые на ТЭЦ, – ни для регулируемого, ни для либерализованного рынков [Стенников, Жарков, 2017].

Но переход на тарифы, определяемые по уровню «альтернативной котельной», может лишь способствовать очередному этапу «котельнизации» страны, когда наиболее платежеспособные потребители из-за высоких тарифов продолжают строительство собственных теплоисточников, экономичная выработка электроэнергии по эффективному теплофикационному циклу сократится, конкурентоспособность ТЭЦ и на тепловом, и на электроэнергетическом рынке упадет, а надежность и качество теплоснабжения снизятся [Стенников, Пеньковский, 2019].

На наш взгляд, предложенная модель теплового рынка «ЕТО+АК» требует пересмотра в следующих направлениях: ЕТО должна создаваться на базе *естественно-монопольной сферы* деятельности, т.е. передачи и распределения тепловой энергии; тариф, формируемый по цене «альтернативной котельной», может приниматься лишь в качестве *предельного индикатора*, выше которого действующий тариф не может подниматься, реально он должен быть ниже для обеспечения конкурентоспособности систем; достижение индикативного уровня должно сигнализировать контрольным органам о несостоятельности компании по выполнению своих обязательств по теплоснабжению потребителей и необходимости принятия соответствующих организационных мер.

В идеале тарифы на тепловую и электрическую энергию ТЭЦ должны формироваться на компромиссной основе и рассчитываться с учетом интересов как производителей, так и потребителей, используя маркетинговый принцип, основанный на изучении потребностей рынков и складывающихся на них ценах на тепло- и электроэнергию. Рынок электроэнергии и тепла должен строиться так, чтобы он был эффективным для всех его участников – и производителей, и потребителей энергии.

С целью согласования рынков электрической и тепловой энергии необходимо предусмотреть возможность выхода всех энергоисточников как на оптовый, так и на розничный рынки,

и заключения прямых договоров потребителей с производителями энергии и сетевыми компаниями – для исключения посредников и появления конкуренции как между поставщиками энергии, так и на стороне потребителей. Это будет способствовать если не снижению, то, как минимум, сдерживанию роста тарифов.

Эффективным направлением с точки зрения сокращения издержек и расширения функциональных возможностей систем энергоснабжения представляется интеграция розничных рынков электроэнергии и тепловых рынков. При моделировании работы интегрированного рынка тепловой и электрической энергии целесообразно рассматривать его в границах региональных территорий (в рамках розничных рынков или агломераций), а его эффективность оценивать одним общим критерием – суммарной выручкой от продажи электрической и тепловой энергии. Такие критерии оценки эффективности предлагаются зарубежными и отечественными исследователями [Молодюк, 2017; Стенников, Жарков, 2017].

Из других назревших мер тарифной политики можно назвать следующие:

1) отказ от единой формы организации теплоснабжения и системы тарифообразования в регионах России – это представляется нецелесообразным из-за огромной территориальной разобщенности, различных климатических условий, исторически сложившихся организационных, технологических и др. различий систем теплоснабжения и экономики регионов. Необходимо формировать тарифное меню, обеспечивающее учет индивидуальных особенностей энергетики и экономики регионов России и возможных последствий для всех участников рынка;

2) целесообразность введения системы долгосрочных тарифов на естественно-монопольный вид деятельности (передача тепловой энергии), которые должны сохраняться неизменными в течение длительного периода, независимо от снижения затрат в результате модернизации производства и повышения операционной эффективности. Это будет стимулировать сокращение издержек и позволит окупить инвестиционные вложения.

Трансформация теплоснабжающих систем

За прошедший период своего развития с конца XIX века по настоящее время системы теплоснабжения в мире прошли

путь технологической трансформации четырех поколений. Первые из них были созданы в Локпорте (Lockport), Нью-Йорк, США [Diamont, Kut, 1980] и представляли собой паровые системы с прокладкой паропроводов в железобетонных каналах с паровыми ловушками и компенсаторами. Дорогие, небезопасные, малоэффективные, они имели ограниченные возможности регулирования тепловой нагрузки, небольшую дальность транспорта и были подвержены высокой коррозионной активности и температурным деформациям. В России впервые паровые системы появились в 1903 г. и предназначались для отопления корпусов Петербургской детской больницы [Богданов, 2009].

Замена парового теплоносителя на воду повышенной температуры и давления привела к созданию систем теплоснабжения второго поколения, расцвет которых пришелся на 1930–1970 гг. Они имели двухтрубную конструкцию тепловых сетей (подающий и обратный трубопровод, которые прокладывались в бетонных каналах) и были оснащены громоздкой запорно-регулирующей арматурой, большими трубчатыми теплообменниками. Система контроля и учета не предусматривалась. Эти технологии применяются в России до сих пор.

Технология третьего поколения, получившая название «скандинавской», сформировалась в 1970-х гг. Теплоносителем в этих системах по-прежнему остается вода, но ее температура в подающей магистрали не превышает 100 °С, и давление понижено. При этом используются изолированные тепловоды с бесканальной прокладкой, широко применяются малогабаритные пластинчатые теплообменники, компактные автоматизированные тепловые пункты. За рубежом эти технологии распространены повсеместно, в России только начинают применяться. ФЗ № 190 «О теплоснабжении» регламентирует переход к 2022 г. лишь на закрытую систему горячего водоснабжения, сохраняя зависимую схему отопления без его отделения от тепловых сетей с помощью теплообменника.

Технологии четвертого поколения значительно развивают достигнутые технические уровни своих предшественников и предусматривают дальнейшее понижение температуры и давления теплоносителя, повышение экономической и энергетической эффективности, интеллектуализацию управления и, что очень важно, вовлечение в теплоснабжение нетрадиционных

и возобновляемых источников энергии, что позиционируется как важный фактор снижения негативного воздействия на окружающую среду и климат. В перспективе такие системы должны быть интегрированы в единую энергетическую метасистему с включением в нее тепло-, электро-, газо-, холодноснабжающих и других инфраструктурных систем [Lund, 2018].

Параллельно предполагается переход к высокоэффективным энергосберегающим системам теплотребления зданий, новым моделям ценообразования и мотивации, организационным преобразованиям, изменяющим бизнес процессы и принципы взаимодействия участников рынка.

Передовые европейские страны сегодня находятся на этапе перехода от третьего к четвертому поколению энергосистем, Россия в этом отношении отстает от них на целое поколение. В ближайшей перспективе отечественному теплоснабжению предстоит осуществить переход от одноконтурной системы теплоснабжения¹³ к двух¹⁴-, трехконтурной¹⁵ системе, включающей индивидуальные автоматизированные тепловые пункты и теплообменники. Это сделает возможным изменить технологию функционирования систем и перейти к регулированию теплоснабжения потребителей в реальном режиме времени, значительно повысив его эффективность.

Существенное повышение эффективности теплоснабжения, причем без значительных капиталовложений, может быть достигнуто в результате организационной трансформации отрасли.

Прежде всего, необходимо наделить Министерство энергетики ответственностью за успешное комплексное развитие сектора, сосредоточив в его руках координирующие и регулирующие функции в рамках государственной энергетической политики. Это позволит устранить имеющуюся разобщенность (организационную, техническую, финансовую и т.п.) теплоснабжения

¹³ Одноконтурная система теплоснабжения – та, в которой отбор теплоносителя, произведенного на источнике тепла, осуществляется непосредственно из тепловой сети.

¹⁴ Двухконтурная система теплоснабжения обеспечивает гидравлическую изоляцию теплотребляющих установок от источников тепла и тепловых сетей. Такие системы применяются, как правило, в небольших системах теплоснабжения.

¹⁵ Трехконтурные системы теплоснабжения состоят из трех гидравлически независимых контуров – источник тепла, тепловые сети, системы теплотребления – отделенных друг от друга посредством теплообменников. Такие системы должны применяться в крупных теплоснабжающих системах со сложным рельефом местности.

между множеством министерств и ведомств и сконцентрировать управление его развитием и ответственность в одной структуре. При этом должна быть создана иерархически упорядоченная система государственного, муниципального и корпоративного управления теплоснабжением с соответствующим разделением функций и ответственности.

В настоящее время появилось множество собственников. Взаимоотношения между ними муниципальными и государственными структурами не регламентированы. Вся ответственность за теплоснабжение возложена на муниципальные органы власти. Все другие структуры государственной власти устраняются от решения назревших проблем, например в части формирования и проведения государственной технической политики, механизмов ее реализации и т.д.

В целях стимулирования развития теплофикации необходимо обеспечить согласованное развитие двух рынков – тепловой и электрической энергии. Для этого, на наш взгляд, следует сформировать двухуровневую иерархически построенную структуру: оптовый (балансирующий) электрический рынок (на который на конкурентной основе будут поставляться только избытки электроэнергии/мощности) и полноценные локальные электрические и тепловые розничные рынки, находящиеся под пристальным вниманием регулятора. При этом в розничный сегмент должны быть выведены все электростанции и теплоисточники (прежде всего ТЭЦ и когенерационные установки, независимо от их мощности и принадлежности), а также тепловые и распределительные электрические сети. Производство тепловой энергии на всех теплоисточниках и ее поставка в тепловые сети должны осуществляться на конкурентных условиях.

Это в перспективе хорошо вписывается в организационную структуру управления, представленную единой энергоснабжающей организацией¹⁶. Такая схема уже начинает внедряться в европейских странах, когда городские системы электро-, тепло-, газо-, водоснабжения и водоотведения интегрируются

¹⁶ Единая энергоснабжающая организация обеспечивает недискриминационный доступ к сетевому комплексу независимых производителей энергии и потребителей и объединять на территории всю естественно-монопольную сферу деятельности, направленную на функционирование и развитие сетей.

в единую энергетическую инфраструктуру с сетечетрическим управлением [Schmidt et al., 2014]. Интеграция городской инженерной инфраструктуры становится все более актуальной в связи с развитием процессов цифровизации, интеллектуализации и информатизации инженерных систем.

Реализация вышеперечисленных предложений позволит преодолеть сложившиеся негативные тенденции и достигнуть положительных результатов. Целевые ориентиры осуществления такого преобразования теплоснабжения и индикаторы их выполнения приведены в таблице 2.

Таблица 2. Приоритеты и индикаторы эффективности систем теплоснабжения

Важнейшая целевая установка	Индикатор эффективности теплоснабжения
Повышение уровня комфорта в жилых, общественных и производственных помещениях путем расширения комплекса предоставляемых услуг по теплоснабжению (отопление, хладоснабжение, вентиляция, кондиционирование, горячее водоснабжение)	Последовательное снижение издержек на поставку тепловой энергии потребителям не менее чем на 15–20%
Обеспечение экономической доступности услуг по теплоснабжению для потребителей	Повышение отпуска тепла от ТЭЦ в 1,5–2,0 раза путем возврата бывших и привлечения новых потребителей
Кардинальное повышение технического уровня систем на основе инновационных, энергоэффективных технологий и оборудования	Увеличение доли электроэнергии, вырабатываемой на тепловом потреблении, с 28% до 45–50%
Значительное повышение энергетической эффективности теплоснабжения, сокращение производительных потерь тепла и расходов топлива	Рост доли тепла, вырабатываемого в теплофикационном режиме, с 48% до 65%
Обеспечение управляемости, надежности и экономичности теплоснабжения	Повышение коэффициента использования установленной мощности ТЭЦ с 67% до 80% (проектного показателя)
Снижение удельных выбросов в атмосферу, воду, сокращение негативного воздействия на окружающую среду	Увеличение коэффициента полезного использования тепла топлива с 52% до 90%, как в европейских странах
Критерии успешности реформ – положительная динамика показателей: стоимость тепловой энергии должна падать; доступность тепловой энергии должна расти; надежность и качество теплоснабжения должны повышаться	Сокращение числа котельных, прежде всего, работающих на природном газе, в 1,7–2 раза
	Снижение денежных расходов, в первую очередь, населения и бюджетов разных уровней на оплату тепловой энергии в 1,5 раза

Заключение

В процессе проведенных реформ в энергетике теплоснабжение России во многом утратило достижения советского периода. Это подтверждается многими негативными тенденциями, которые проявляются в снижении уровня теплофикации, росте числа мелких менее экономичных котельных, сокращении протяженности тепловых сетей централизованных систем, уменьшении отпуска отработанного тепла, увеличении непроизводительных потерь тепловой энергии по всей технологической цепочке и др.

Предложенные в ФЗ №190 «О теплоснабжении» меры по организации новой модели теплового рынка «ЕТО+АК», призванные стимулировать приток инвестиций, не решают назревшие проблемы, а еще более их обостряют.

Важнейшей, так и не нашедшей своего решения ни в одном из законодательных актов, является проблема согласования рынков тепловой и электрической энергии.

Для изменения сложившейся ситуации в теплоснабжении необходимо законодательно изменить модель организации теплоснабжения с организацией ЕТО лишь для естественно-монопольной сферы деятельности – передачи и распределения тепловой энергии по тепловым сетям. Цена альтернативной котельной должна быть только предельным индикативным уровнем.

Для согласования рынков тепловой и электрической энергии необходимо обеспечить интеграцию розничных секторов этих рынков с прямым выходом на них потребителей, исключив всех посредников.

Теплоснабжение – важнейшая сфера услуг, оказываемых широкому кругу потребителей, это отрасль, которая определяет благосостояние нашего общества, социальную стабильность и конкурентоспособность экономики страны. Улучшение этих показателей – государственная задача, успешному решению которой должны способствовать эффективные реформы, проводимые в теплоснабжающей отрасли энергетики.

Литература

Богданов А. Б. История взлетов и падений теплофикации России // Энергосбережение. 2009. № 3. С. 42–47.

Богданов А. Б. Котельнизация России – беда национального масштаба. Комбинированное потребление энергии от ТЭЦ – фундамент энергосбережения // Энергорынок. 2008. № 1(50). С. 28–34.

Гашио Е. Г. Отрасль теплоснабжения сегодня рождается заново // Энерго-сбережение. 2013. № 7. С. 28–31.

Гашио Е. Г., Пузаков В. С., Степанова М. В. Резервы и приоритеты теплоэнергоснабжения российских городов в современных условиях. М.: ИНП РАН, 2015. 97 с.

Гуторов В. Ф., Байбаков С. А. 100 лет развития теплофикации в России// Энергосбережение. 2003. № 5. С. 32–35.

Макаров А. А., Вороний Н. И., Стенников В. А. Системные исследования в энергетике: методология и результаты. М.: ИНЭИ РАН, 2018, 309 с.

Молодюк В. В. Метод расчета тарифов ТЭЦ на региональном рынке электрической и тепловой энергии при условии достижения максимальной балансовой прибыли всех участников рынка// Энергосовет. 2017. № 48. С. 29–36.

Некрасов А. С., Воронина С. А., Семикашев В. В. Проблемы обеспечения населения России тепловой энергией // Проблемы прогнозирования. 2012. № 2. С. 24–33.

Пеньковский А. В. Методы оптимального распределения нагрузки между источниками тепла в задачах развития теплоснабжающих систем в условиях несовпадающих интересов. Автореф. канд. дисс. Иркутск, 2017.

Попырин Л. С., Светлов К. С., Беляева Г. М. и др. Исследования систем теплоснабжения. М.: Наука, 1989, 215 с.

Сергеев В. Состояние теплоэнергетики в России: проблемы и перспективы// Промышленные страницы Сибири. 2018. № 9 (132). С. 54–55.

Стенников В. А., Жарков С. В. Эффективные направления технической политики в энергоснабжении// Известия Российской академии наук. Энергетика. 2017. № 5. С. 19–31.

Стенников В., Славин Г. Концепция «альтернативной котельной» – разрушитель теплофикации // ЭнергоРынок. 2014. № 2. С. 22–29.

Стенников В. А., Пеньковский А. В. Теплоснабжение потребителей в условиях рынка: современное состояние и тенденции развития// ЭКО. 2019. № 3. С. 8–20.

Хрилев Л. С. Теплофикационные системы. М.: Энергоатомиздат, 1988. 272 с.

Henrik Lund, Poul Alberg Østergaard, Miguel Chang, Sven Werner, Svend Svendsen, Peter Sorknaes, Jan Eric Thorsen, Frede Hvelplund, Bent Ole Gram Mortensen, Brian Vad Mathiesen, Carsten Bojesen, Neven Duic, Xiliang Zhang, Bernd Möller. The status of 4-th generation district heating: Research and results// Energy. 2018. № 164. Pp.147–159.

Diamont R. M. E., Kut D. District Heating and Cooling for Energy Conservation, The Architect Press, London, 1980, 350 p.

Schmidt R., Fevrier N., Dumas Ph. Key to Innovation Integrated Solution[^] Smart Thermal Grids // Smart Cities Stakeholder Platform, Brussels, 2013, 87 p.

Статья поступила 13.06.2019.

Для цитирования: *Стенников В. А., Пеньковский А. В.* Проблемы российского теплоснабжения и пути их решения// ЭКО. 2019. № 9. С. 48-69. DOI: 10.30680/ECC00131-7652-2019-9-48-69.

Summary

Stennikov, V.A., Doct. Sci. (Tech.), Penkovskii, A. V., Cand. Sci. (Tech.), Melentiev Energy Systems Institute, SB RAS, Irkutsk

Problems of the Russian Heat Supply and Ways of Solving them

Abstract. The heat supply in Russia, two thirds of which is located in harsh climatic conditions, is the most important social sector of the economy, which largely determines the country's energy security. Many problems have accumulated over the past period heat supply reforms. This is primarily due to the lack of mechanisms to manage the way they function and develop. The target model of the heat market adopted by the Government of the Russian Federation does not eliminate these problems, and aggravates the situation even more. To change the current situation, it is necessary to carry out organizational transformation of retail electricity and heat markets, turn around relations between suppliers and consumers of heat energy, introduce a tariff-based system based on marketing principles and focus on best technologies achieved. This will ensure technological transformation and improve the reliability and availability of heat supply. Implementation of these activities will require development and adoption of an appropriate set of legislative and regulatory documents.

Keywords: *heat supply; target model of the heating market; alternative boiler; reform; development directions; integrated energy markets*

Reference

- Bogdanov, A.B. (2009). The history of the ups and downs of Russia's heating. *Energoberezhenie. Energy saving*. No. 3. Pp. 42–47. (In Russ.).
- Bogdanov, A.B. (2008). Large-scale construction of boilers in Russia is a national scale problem. Combined energy consumption from CHP – the foundation of energy saving. *Energorynok. Energy market*. No. 1(50). Pp. 24–34. (In Russ.).
- Diamont, R. M. E., Kut, D. (1980). *District Heating and Cooling for Energy Conservation*, The Architect Press, London, 350 p.
- Gasho, E.G. (2013). The heat supply industry is reborn today. *Energoberezhenie. Energy saving*. No. 7. Pp. 28–31. (In Russ.).
- Gasho, E.G., Puzakov, V.S., Stepanova, M.V. (2015). *Reserves and priorities of heat and power supply of Russian cities in modern conditions*. Moscow, IEF RAS. 97 p. (In Russ.).
- Gutorov, V.F., Bajbakov, S.A. (2003). 100 years of development of district heating in Russia. *Energoberezhenie. Energy saving*. No. 5. Pp. 32–35. (In Russ.).
- Henrik, Lund, Poul, Alberg Østergaard, Miguel, Chang, Sven, Werner, Svend, Svendsen, Peter, Sorknæs, Jan Eric, Thorsen, Frede, Hvelplund, Bent Ole Gram, Mortensen, Brian Vad, Mathiesen, Carsten, Bojesen, Neven, Duic, Xiliang, Zhang, Bernd, Möller. (2018). The status of 4-th generation district heating: Research and results. *Energy*. No. 164. Pp.147–159.
- Hrilev, L.S. (1988). *District heating system*. Moscow, Energoatomizdat. 272 p. (In Russ.).
- Molodyuk, V.V. (2017). The method of calculating tariffs CHP in the regional market of electric and heat energy, subject to the achievement of the maximum balance sheet profit of all market participants. *Energy Council. Energosovet*. No.48. Pp.29–36. (In Russ.).

Makarov, A.A., Voropai, N.I., Stennikov, V.A. (2018). *Systems research in the energy: methodology and results*. Moscow, ERI RAS. 309 p. (In Russ.).

Nekrasov, A.S., Voronina, S.A., Semikashev, V.V. (2012). Problems of providing the population of Russia with thermal energy. Problems of forecasting. *Problemi prognozirovania*. No.2. Pp. 24–33. (In Russ.).

Penkovskii, A.V.(2017). *Methods of optimal load distribution among heat sources in the problems of district heating systems development in the conditions of different interests*. Diss. kand. tehn. nauk. Irkutsk. 149 p. (In Russ.).

Popyrin, L.S., Svetlov, K.S., Belyaeva, G.M. et al. (1989). *District heating system investigation*. Moscow, Nauka Publ. 215 p. (In Russ.).

Sergeev, V. (2018). State of heat power engineering in Russia: problems and prospects. *Industrial pages of Siberia. Promyshlennye stranicy Sibiri*. No.9 (132). Pp.54–55. (In Russ.).

Schmidt, R., Fevrier, N., Dumas, Ph. (2013). *Key to Innovation Integrated Solution: Smart Thermal Grids*. Brussels: Smart Cities Stakeholder Platform.87 p.

Stennikov, V.A., Zharkov, S.V. (2017). Effective lines of technical policy on energy supply. *Proceedings of the russian academy of sciences. Power engineering. Izvestiya Rossijskoj akademii nauk. Energetika*. No.5. Pp.19–31. (In Russ.).

Stennikov, V., Slavin, G. (2014). The concept of “Alternative boiler” – the destroyer of district heating systems. *Energy market. Energorynok*. No. 2. Pp. 22–29. (In Russ.).

Stennikov, V.A., Penkovskii, A.V. (2019). Heat supply of consumers under market conditions: current status and development trends. *ECO*. No. 3. Pp. 8–20. (In Russ.).

For citation: Stennikov, V.A., Penkovskii, A.V. (2019). Problems of the Russian Heat Supply and Ways of Solving them. *ECO*. No. 9. Pp. 48-69. (In Russ.). DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-48-69.

Инвестиционная революция в тепле. Рубцовская модель

Е.А. КОСОГОВА, директор по тарифообразованию
ООО «Сибирская генерирующая компания», Москва

Аннотация. Текст основан на выступлении Е. А. Косоговой в рамках круглого стола «Реформирование российской тепло- и электроэнергетики: итоги, текущие проблемы и вызовы», прошедшем 30 мая 2019 г. в Институте экономики и организации промышленного производства СО РАН. ООО «Сибирская генерирующая компания» в 2016–2017 гг. провела комплексную реконструкцию системы теплоснабжения г. Рубцовска (Алтайский край), включая модернизацию магистральных тепловых сетей, генерирующего оборудования Южной тепловой станции. Е. А. Косогова рассказала об особенностях организации и финансирования этого проекта, вскрывшихся в ходе его реализации проблемах и найденных механизмах их разрешения.

Ключевые слова: теплоснабжение; тепловые сети; ТЭЦ; Рубцовск; Алтайский край; Сибирская генерирующая компания; тариф на тепло-энергию

ООО «Сибирская генерирующая компания» была образована в 2009 г. на базе энергетических активов Сибирской угольной энергетической компании (СУЭК). Сегодня она владеет активами на территории Алтайского и Красноярского краев, Кузбасса, Новосибирской области, республик Хакасия и Тува. Общая установленная электрическая мощность ее энергостанций составляет 10,9 ГВт, тепловая – 23,9 тыс. Гкал/ч. Помимо этого, в состав группы входят тепловые сети протяженностью около 10 тыс. км, ремонтные и сервисные компании.

– Как показал наш многолетний опыт, в условиях действующего тарифного законодательства инвестору вкладывать средства в развитие отрасли бессмысленно. Прежде всего, из-за существующей практики установления предельных ограничений на рост тарифа. Если органы регулирования и позволят вам повысить инвестиционную составляющую в тарифе, они урежут все остальное, обосновывая это необходимостью выдерживать предельный индекс роста платы для граждан. Достаточно посмотреть судебные иски по спорам о тарифах, чтобы убедиться, что повсеместно распространена практика, когда органы регулирования не учитывают в тарифах обязательные расходы, установленные законодательством, включая, например, местные налоги или арендную плату за землю, хотя фактически это те средства,

которые поступают в бюджеты муниципальных образований и субъектов Федерации.

Есть и обратная ситуация. В крупных городах, таких как Новосибирск, одновременно существуют одна или несколько единых теплоснабжающих организаций (ЕТО) и большое количество ведомственных (корпоративных) котельных. Согласно действующему законодательству, ЕТО, с одной стороны, обязаны предоставлять всем своим потребителям тепло по единым тарифам, с другой – часть этого тепла им приходится покупать у мелких котельных, включенных в единую систему теплоснабжения. Очень часто баланс цен при этом складывается не в пользу ЕТО. Например, у большинства котельных, которые работают на территории Новосибирской области, сейчас тариф выше расчетной «альтернативной котельной» (2800 руб./кВт)¹. Фактически это говорит о том, что уже сегодня гораздо выгоднее построить вместо них новую котельную, либо перевести потребителей на централизованное теплоснабжение. Но к этому постоянно возникают препоны: собственники этих котельных хотят и дальше продавать свое тепло ЕТО по 3000–4000 руб., чтобы последняя перепродавала ее всем остальным по 1100 руб. С точки зрения потребителей, эта система выглядит справедливой (жители одного города/поселка должны получать тепло по равной цене), но с точки зрения экономической и энергетической эффективности она противоречит здравому смыслу.

Что же было в Рубцовске? До 2016 г. у Сибирской генерирующей компании, если говорить откровенно, особых интересов в этом городе не было. Мы просто поставляли топливо на местные теплоисточники. Один из них (Рубцовская ТЭЦ) в свое время строился для снабжения паром Алтайского тракторного завода и отвечал за теплоснабжение 60% города, другой (котельная Южной теплостанции (ЮТС)) в советское время был частью завода «Алтайсельмаш». После закрытия промышленных предприятий основным потребителем тепла и электроэнергии,

¹ Напомним, что в соответствии с последними поправками к закону «О теплоснабжении» (№ 279-ФЗ) предполагается переход к модели ценообразования на основе «альтернативной котельной», когда предельный размер тарифа устанавливается на уровне цены виртуальной «альтернативной котельной» (которая могла бы быть построена в данном населенном пункте при соблюдении заданных параметров мощности, качества работы, срока окупаемости и т.д.).

вырабатываемых этими станциями, стало местное население. Собственники у них были разные. Рубцовская ТЭЦ управлялась ООО ИДК (Инвестиционно-девелоперская компания), котельная ЮТС была передана муниципалитету и входила в МУП «Рубцовские тепловые сети».

Казалось бы, идеальная ситуация в городе с точки зрения создания конкуренции и надежности энергоснабжения – два источника генерации, один из которых имеет достаточную мощность для обеспечения всего города (резерв тепловой мощности в два раза превышал текущую нагрузку). Правда, зоны деятельности этих источников не были связаны.

Я похожую картину наблюдала в одном из прибалтийских городов: там в одной сети работают три источника, и потребители закупают энергию у того, кто продает дешевле. Система закольцована, тарифное регулирование очень либеральное, налицо чистая конкуренция, которая, как считается, стимулирует рост эффективности. Но мы же понимаем: за то, что почти всегда одна ТЭЦ стоит и не работает, кому-то приходится платить. Ведь постоянные расходы у этой ТЭЦ остаются в любом случае: заработная плата, налоги, амортизация... Нетрудно догадаться, что так или иначе за все это платит потребитель.

В Рубцовске поддержание такой вот вынужденной конкуренции обернулось для населения непосильной ношей. Тарифы в черте города различались в полтора раза: по состоянию на 2016 г. в северной части города (зона ответственности Рубцовской ТЭЦ) потребители платили 1547 руб./Гкал, в южной – 1566, а в западной – 2248 руб. (обе обслуживались ЮТС). При этом – важная особенность – контуры, по которым теплоноситель доставляется до потребителей, в Рубцовске были замкнуты, перемычки между ними не было, так что в действительности одна станция не могла подменить другую, скажем, в случае аварии, и реальной ценовой конкуренции тоже не было².

² По информации «ЭКО», обе теплоснабжающие организации Рубцовска неоднократно жаловались на заниженные тарифы, и даже пытались судиться по этому поводу с мэрией города. Так, МУП «Рубцовские тепловые сети» оценило свои убытки от заниженных тарифов в 2009–2015 гг. в 610 млн руб. URL: <https://altapress.ru/ekonomika/story/kommunalschchiki-bankroti-trebuyut-ot-merii-rubtsovska-bolshe-polovini-gorodskogo-byudzheta-209297>

В результате обе теплоснабжающие организации оказались в предбанкротном состоянии: у ИДК размер кредиторской задолженности достиг 500 млн руб., у ЮТС – 300, все вместе это составляет почти половину бюджета города. Источников, чтобы погасить эти долги, в городе объективно не существует, так что фактически выход у обоих предприятий был один – банкротство. Про износ оборудования уже говорить не приходится – можно догадаться, в каком состоянии находились турбогенераторы, котлы, тепловые сети, построенные еще в советское время и эксплуатировавшиеся с нарушениями...

Рубцовск – третий по величине город Алтайского края. Численность населения – 146 000 человек, бюджет города на 2019 г. – 1,7 млрд руб. (дефицит – 52 млн руб.). Средняя продолжительность отопительного сезона – 206 дней. По состоянию на 2015 г. система теплоснабжения города включала 1) ООО ИДК Рубцовская ТЭЦ (установленная тепловая мощность – 245 Гкал/ч, износ основного оборудования – 100%); 2) МУП Рубцовские тепловые сети, в составе Южной теплостанции, малых котельных, сетевого хозяйства (установленная мощность ЮТС 267 Гкал/ч, износ оборудования – 60%, износ теплосетей – 85%, потери в сетях – более 50%).

При таком финансовом положении теплоснабжающих организаций, ужасающем состоянии оборудования, теплосетей город в течение многих лет испытывал серьезные проблемы с теплоснабжением. В январе 2005 г., когда температура в квартирах и домах половины жителей опустилась до 4–6 градусов, в городе был объявлен режим чрезвычайной ситуации, зимой 2011 г. температура в нескольких сотнях квартир опустилась до 8–12 градусов, в 2014 г. Ростехнадзор выдал предписание о невозможности дальнейшей эксплуатации Рубцовской ТЭЦ. В ноябре 2015 г. администрация Алтайского края обратилась в Сибирскую генерирующую компанию.

Мы к тому времени уже имели положительный опыт работы в регионе, в том числе – в 2011–2014 гг. провели масштабную реконструкцию Барнаульской ТЭЦ-2 – в рамках договоров предоставления мощности (ДПМ). По приглашению администрации края мы провели аудит системы теплоснабжения Рубцовска и предложили проект реконструкции. Основная идея заключалась в том, чтобы объединить оба контура, построив переемычку, и вывести из схемы теплоснабжения Рубцовскую ТЭЦ, отремонтировать которую уже не было смысла (проще взорвать).

Естественно, нам нужны были гарантии возврата инвестиций. К тому времени закон об «альтернативной котельной» уже был

разработан (при нашем непосредственном участии), и механизм инвестирования нас в принципе вполне устраивал, но времени ждать, когда г. Рубцовск будет отнесен к ценовой зоне, у нас не было, вкладывать нужно было уже «вчера». Поэтому мы утвердили тариф методом RAB-регулирувания³ – в отдельно взятом муниципалитете на отдельно взятом отрезке теплосети (строительство перемычки между контурами), под объем инвестиций в 300 млн руб. Это был первый случай в России, когда этот метод применялся не в электро-, а в теплосетевом хозяйстве. Регулирующие органы и Алтайский край пошли нам навстречу, они понимали, что мы страхуемся. Теперь уже необходимость в RAB-регулирувании отпала, потому что Рубцовск перешел на метод альтернативной котельной.

Что при этом происходило с тарифом? До 2016 г. в разных частях города существовал свой тариф, поскольку источники были разные. Мы эти тарифы в 2017 г. объединили сначала на уровне 1546 руб., а к концу года подняли его до 1993 руб. При этом у части населения цены заметно упали, а у другой – поднялись. В 2018 г. мы этот опыт повторили в Барнауле и в ближайшем будущем планируем сделать то же самое в Бийске.

Возможно, это кому-то покажется несправедливым. С одной стороны, если человек живет рядом с ТЭЦ, он не должен оплачивать работу сетей, и у него должен быть тариф с коллекторов. С другой – вряд ли правильно, если в одном и том же населенном пункте тарифы различаются в полтора-два раза, так что у части населения тариф даже выше альтернативной котельной. Но это отдельная тематика, а здесь хотелось бы просто рассказать о том практическом опыте, который у нас есть.

Так как по плану уже к июню 2017 г. вместо двух теплоисточников должен был остаться один, мы считаем, что «замес» тарифов был произведен абсолютно объективно. Да, рост в течение года на 25% – это тяжело. Я сама ездила на собрания жителей

³ RAB (Regulatory Asset Base – регулируемая база инвестированного капитала) – это система долгосрочного тарифообразования, используемая для привлечения инвестиций в расширение и модернизацию инфраструктурных объектов. В России применяется в основном в электросетевом хозяйстве. Порядок расчетов прописан в «Основах ценообразования в сфере теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 и «Методических указаниях по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения», утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э.

г. Рубцовска. На них бывало до 400 человек, в основном это были женщины «в возрасте». Все проходило очень эмоционально – со слезами. Но все-таки, пережив несколько очень тяжелых зим, они прекрасно понимали, что платить надо, потому что другого выхода нет...

Как мы рассчитывали размер тарифа? Не от цены альтернативной котельной. И не по затратам, потому что затраты в отдельно взятый год не показательны. Мы считали обратным путем: оценили вложения, которые необходимо сделать, чтобы привести систему в порядок, текущие затраты (топливо, заработная плата, текущие ремонты, налоги), стоимость возврата капитала (сколько мы должны заплатить банку), и на этой основе определили общую сумму выручки, необходимой, чтобы покрыть эти расходы в течение 10 лет. У нас есть для этого модельные таблицы. Далее делим эту выручку на полезный отпуск и получаем уровень тарифа.

Сразу скажу, что по текущему регулированию (до вхождения Рубцовска в ценовую зону и принятия модели альтернативной котельной) нам бы пришлось заложить 2 млрд руб. инвестиций в тариф на первые два года, что население вряд бы потянуло. При этом после закрытия одного из источников (а это, напомним, отдельное юрлицо), мы не смогли бы переложить его расходы на второй. А это, кроме прочего, означает, что при увеличении расходов, полезного отпуска тариф у второго источника остался бы на прежнем уровне (в текущем регулировании). Поэтому до перехода города на модель альтернативной котельной мы не хотели туда заходить. Текущее регулирование, еще раз повторю, не способствует вложению инвестиций в отрасль...

Что Сибирская генерирующая компания сделала в городе? Первым делом (сентябрь 2016-октябрь 2017 г.) мы переложили магистральные теплопроводы на другие диаметры труб, чтобы увеличить пропускную способность, и в феврале-сентябре 2017 г. построили перемышку между Южным и Северным контурами. Только в сетевое хозяйство за первый год было вложено около миллиарда рублей. В течение двух лет мы буквально перекопали весь город. Ни ходить, ни ездить там было невозможно. Тем не менее за два сезона мы эту работу завершили.

Далее стояла задача повысить мощность Южной теплостанции. Здесь были установлены два водогрейных котла с общей мощностью 60 Гкал/ч (апрель-октябрь 2017 г.) и турбогенератор

мощностью 6 МВт для обеспечения собственных нужд (январь 2019 г.), то есть фактически мы превратили котельную в ТЭЦ.

Общая сумма всех инвестиций за три года превысила 2,1 млрд руб. При этом годовая выручка в Рубцовске у нас составляет около 1 млрд руб., и в основе нашей договоренности с населением была гарантия соблюдения предельного индекса цен. Первоначально мы планировали вернуть денежные средства за 10 лет, и на этот срок заключили договор концессии с регионом. Но когда раскопали теплосети, выяснилось, что из-за грунтовых вод и сроки, и стоимость работ значительно возрастают, и в первоначальный график мы не укладываемся. Фактически мы не сможем окупить свои вложения даже за 12 лет. Поэтому было принято решение по истечении 10 лет продлить концессию и применить метод альтернативной котельной еще на 10 лет. Тем более что мы уже видим, что потребуются дополнительные инвестиции: необходимо провести техническое перевооружение малых котельных, на Южной теплостанции обновить часть оборудования, продолжить работы по реконструкции теплосетей.

Что мы имеем в Рубцовске на данный момент? Проблема с теплоснабжением решена – зимой в домах поддерживается температура 20–24 градуса, подача горячей воды в летний период прекращается максимум на 2–3 недели (раньше – на все лето). Мы не только переложили сети, но и восстановили благоустройство после себя: построили детские площадки, места отдыха горожан, заасфальтировали улицы.

Улучшилась экономика предприятия: коэффициент использования мощности вырос в два раза, потери энергии при передаче снижены с 40% до 30%, и мы продолжаем над этим работать; утечки теплоносителей снижены на 17%, проблем в течение отопительного периода не было. Планируем довести сверхнормативные потери хотя бы до 14%, летнее отключение горячей воды сократить до одной недели.

Но появились проблемы, которых мы не могли предвидеть, когда брались за этот проект. Получив – впервые за многие годы – нормальное теплоснабжение, жители города решили, что теперь они должны не только тепло, но и горячую воду получать хорошего качества, и... пошли в суды. Наша инвестиционная программа в принципе предусматривает модернизацию горячего водоснабжения, но не так быстро. Основная проблема связана

с тем, что все схемы в городе тупиковые, и теплоноситель просто остывает в трубах. Требуется очень масштабная модернизация сети, которая, по нашей оценке, будет стоить не меньше миллиарда рублей. Это не вписывается в текущие тарифы, по которым рассчитываются с нами рубцовчане, поэтому мы пытаемся для решения этой проблемы привлечь бюджетное финансирование – работаем с Минстроем и с администрацией края для разработки совместной программы с Фондом содействия развитию ЖКХ.

Однако эти аргументы потребители не слышат и ждать не хотят. Помимо потребителей в суды пошли Роспотребнадзор, Ростехнадзор, которые там годами не появлялись, пока не было собственника «с деньгами», пришла прокуратура со всеми проверками. В целом, проблема такова: пока муниципалитет и хозяйствующие субъекты, с которых нечего взять, разваливают систему теплоснабжения, никто ничего не предпринимает. Но как только приходит нормально функционирующая организация, тут же появляются контролирующие органы. Мы на собственном опыте убедились, что этот момент обязательно нужно учитывать в своих инвестиционных проектах. И если мы не можем довести систему до идеального состояния, то лучше вообще в это не ввязываться...

Еще один момент, который активно дискутируется в последнее время – размер предельного тарифа в ценовых зонах, перешедших на метод альтернативной котельной. По опыту Сибирской генерирующей компании могу сказать, что ни в одном из регионов присутствия мы не доводим тариф до предельного уровня, потому что на самом деле – это цена ухода потребителя от теплоснабжающей организации. Я уже вкратце рассказала, как мы считаем свои тарифы. Наша позиция в том, чтобы действующий тариф был ниже предельной цены, чтобы потребители покупали у нас, а не строили собственные источники теплоснабжения.

В целом, хочу подчеркнуть, что именно благодаря новому законодательству руководители российских муниципалитетов получили эффективный инструмент привлечения инвестиций в отрасль. Надеемся, они изучат опыт Рубцовска и примут верные решения о возможности применения нового метода тарифного регулирования в своих городах, не дожидаясь наступления негативных последствий.

Summary

Kosogova, E.A. Director on tariffs of OOO «Siberian Generating Company»,
Investment Revolution in Heating. The Rubtsovsk Model

Abstract. The text is based on the presentation of E.A. Kosogova delivered during a round table discussion ‘Reforming the Russian heating and electric energy generation: the results. Current problems and challenges’ that took place on May, 30, 2019 in the Institute of Economics and Industrial Engineering SB RAN. In 2016–2017, OOO ‘Siberian generating company’ implemented an all around reconstruction of the heating system of the town of Rubtsovsk (Altai krai) including modernization of the main heating network, generating facilities of the Rubtsovsk central heating and power plant. E. A. Kosogova revealed details about peculiarities in organization and financing of this project, problems of implementation as well as ways they were resolved.

Keywords: heating; heating networks; *тепловые сету; central heating and power plant, Rubtsovsk; Altai krai; Siberian generating company; heating tariffs*

Для цитирования: *Косогова Е. А.* Инвестиционная революция в тепле. Рубцовская модель // ЭКО. 2019. № 9. С. 70-78. DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-70-78.

For citation: Kosogova, E.A. (2019). Investment Revolution in Heating. The Rubtsovsk model. *ECO*. No. 9. Pp. 70-78. (In Russ.). DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-70-78.

ГЧП – фактор развития энергетики: международный опыт и практика России¹

Л.А. ТОЛСТОЛЕСОВА, доктор экономических наук.

E-mail: l.a.tolstolesova@utmn.ru

М.С. ВОРОБЬЕВА, кандидат технических наук. E-mail: m.s.vorobieva@utmn.ru

Н.Н. ЮМАНОВА, кандидат экономических наук, Тюменский государственный университет, Тюмень. E-mail: n.n.yumanova@utmn.ru

Аннотация. В статье рассматриваются особенности использования механизма государственно-частного партнерства (ГЧП) в отечественном энергетическом секторе на современном этапе. Показано, что, в отличие от зарубежных стран, активно и эффективно реализующих энергетические ГЧП-проекты, в России и СНГ этот механизм пока не получил должного развития в секторе энергетики, хотя потребность в крупномасштабных инвестициях в отрасль очень велика. Анализ реализованных проектов ГЧП в энергетическом секторе РФ показал, что большинство из них имеют мелкий масштаб и относятся к муниципальному уровню. В основном это проекты, направленные на поддержание теплосетей и объектов энергоснабжения в рабочем состоянии. Они не смогут привести к значительным изменениям в отрасли и не способствуют созданию новых и модернизации действующих объектов энергоснабжения. Освещены проблемы, препятствующие развитию российской энергетики через институт ГЧП.

Ключевые слова: государственно-частное партнерство; устойчивое развитие; инфраструктурные проекты; инвестиции; энергоснабжение и теплоэнергетика; муниципально-частное партнерство; направления и источники финансирования энергетики

Развитие энергетики как условие устойчивого развития

Концепция устойчивого развития отдельных стран и регионов прочно вошла в общественно-политический дискурс более двадцати лет назад, о чем свидетельствуют многочисленные международные конвенции, законодательные и программные документы разных стран. В качестве одного из важных ее элементов была выделена энергоэффективность. После многочисленных дискуссий о связи между энергетикой, окружающей средой и обществом ученые и политики согласились, что устойчивое

¹ Статья подготовлена при поддержке гранта РФФИ № 19–010–00975.

развитие во многом зависит от эволюции применяемых энергетических технологий. В частности, в программных документах и многочисленных научных публикациях отмечается, что если в краткосрочном периоде неизбежна зависимость от ископаемых видов топлива, то в долгосрочной перспективе приоритетное развитие получают возобновляемые источники энергии, основанные на использовании энергии солнца, ветра, биомассы. Немаловажное значение будет иметь и ядерная энергия, при условии безопасной эксплуатации ядерных установок и обращения с радиоактивными отходами [National Research..., 1995].

При этом формирование структуры экономики, расширение и модернизация производств, развитие промышленной, транспортной, социально-бытовой инфраструктуры в значительной степени определяются *существующим* уровнем и *возможностями наращивания* энерго мощностей.

Доступ к электроэнергии сегодня воспринимается как необходимое условие повышения качества жизни и борьбы с бедностью [Colombo, Mattarolo, 2017].

Мировые тенденции реализации проектов ГЧП в сфере энергетики

При реализации инфраструктурных проектов вообще и энергетических в частности, во многих странах мира все более популярным становится механизм государственно-частного партнерства (ГЧП), который можно рассматривать исходя из правовой и экономической природы.

По правовой природе он представляет собой систему установленных законов и нормативных актов, регулирующих проектный цикл, которая, возможно, потребует адаптации и некоторых изменений при переходе правительств к ГЧП [Public- Private..., 2014].

По экономической природе механизм государственно-частного партнерства отражает совокупность хозяйственных взаимоотношений на основе долгосрочного контракта между частной стороной и государственным органом на предоставление государственного актива или услуги, в рамках которого частная сторона несет значительный риск, а управленческая ответственность и вознаграждение связаны с выполнением работы [Public- Private..., 2014].

Из широкого спектра трактовок механизма государственно-частного партнерства, принятых в российской литературе,

авторы для целей данного исследования использовали определение, предложенное коллегами из Финансового университета. Государственно-частное партнерство – это сотрудничество публичного и частного партнеров, основанное на объединении ресурсов и распределении рисков, которое осуществляется в целях привлечения в экономику частных инвестиций, повышения доступности и качества товаров, работ, услуг, обеспечение которыми потребителей обусловлено полномочиями органов государственной власти и органов местного самоуправления² [Косов и др., 2019].

Проекты ГЧП, реализуемые в разных секторах экономики, особенно в сфере энергетики, активно поддерживаются и международными финансовыми институтами, поскольку создают условия для развития всей остальной инфраструктуры – производственной, инженерной, социальной.

Исследование развития ГЧП в энергетике в разных макрорегионах и странах мира, проведенное на основе отчета об участии частного сектора в инфраструктуре ГЧП и базы проектов ГЧП Всемирного банка, базы проектов Азиатского банка инфраструктурных инвестиций, Африканского банка развития, обзора инвестиционной деятельности международных банков развития, подготовленного Евразийским банком развития, показало степень их участия в финансировании и реализации проектов в энергетике, в том числе реализуемых на условиях ГЧП.

Одним из крупнейших международных инвесторов энергетических ГЧП-проектов является Всемирный банк в лице своих специализированных структур – Международного банка регионального развития (МБРР) и Международной ассоциации развития (МАР). Обе они поддерживают преимущественно крупные энергетические проекты в развивающихся регионах, особенно если они реализуются при государственном участии, в том числе на условиях ГЧП. За 2014–2018 гг. из общего объема их инвестиций в 218,3 млрд долл., вложения в развитие энергетики составили 32,6 млрд долл., или 15%³.

² Косов М. Е., Сигарев А. В., Долина О. Н. и др. Государство и бизнес: основы взаимодействия: учебник. М.: ИНФРА-М, 2019. 295 с.

³ Рассчитано на основе: Private Participation in Infrastructure (PPI). 2018. *The World Bank: IBRD-IDA: PPI Database, World Bank, as of April 2018*: URL: http://ppi.worldbank.org/~media/GIAWB/PPI/Documents/Global-Notes/H12018_PPI_Report (дата обращения: 26.06.2019).

Азиатский банк инфраструктурных инвестиций за 2016–2018 гг. одобрил и профинансировал 43 проекта в разных странах, из них 14 (32,5%) – в сфере энергетики. При общей стоимости проектов 15443,4 млн долл. участие банка составило 2658,5 млн (17,2%). При этом было реализовано всего два проекта с государственным участием на сумму 125,9 млн долл.⁴

Африканским банком развития за 2016–2018 гг. было одобрено 46 проектов в сфере энергетики. При их общей стоимости 22310 млн долл. финансирование банка составило 11119 млн, или 49,8%. Лишь в семи из этих проектов участвовали правительства соответствующих стран, вклад которых составил в общей сложности 1418 млн долл., или 6,7% от стоимости всех проектов⁵.

Как видим из приведенных примеров, доля государств в реализации энергетических проектов, как правило, невысока. Это объясняется как небольшими бюджетными возможностями большинства развивающихся стран, так и высокими рисками таких проектов (риск при реализации будущей продукции, риск колебаний цен, риск развития альтернативных источников энергии, экологический риск и др.). Кроме того, не всегда законодательная база ГЧП и качество подготовки самих проектов соответствуют требованиям, которые предъявляют к ним международные финансовые институты, что неоднократно указывалось в отчетах этих организаций в качестве причин отказов в финансировании.

Несмотря на это, правительства стран инициируют разработку и реализацию проектов в сфере энергетики, поскольку они создают условия для развития других сфер инфраструктуры и секторов экономики.

Со своей стороны международные финансовые институты при отборе проектов для финансирования отдают предпочтение проектам с участием государства, как более надежным, поскольку их правовая основа более проработана, что позволяет распределить ответственность и снизить риски. Поэтому финансирование энергопроектов на условиях ГЧП распространяется все шире,

⁴ Группировка проектов осуществлена на основе данных Азиатского банка инфраструктурных инвестиций: URL: <https://www.aiib.org/en/projects/approved/index.html> (дата обращения: 10.07.2019).

⁵ Группировка проектов осуществлена на основе данных Африканского банка развития: URL: <https://www.afdb.org/en/projects-and-operations> (дата обращения: 01.07.2019).

создавая основу для индустриального, аграрного и социального развития соответствующих стран.

Проведенное исследование реализации ГЧП-проектов в секторе энергетики, осуществляемых в разных макрорегионах и странах мира, позволило выделить несколько общемировых тенденций.

1. В развивающихся странах (Африка, Южная и Юго-Восточная Азия, Ближний Восток, Латинская Америка) наблюдается острая проблема обеспечения энергией и доступа к ней⁶. В этих регионах энергетические объекты создаются, как правило, с нуля, с использованием новых технологий, нередко на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Строительство таких автономных энергоустановок осуществляется главным образом на удаленных и изолированных территориях, где высока доля дорогостоящего традиционного энергоснабжения. Такие проекты чаще всего сооружаются частными инвесторами. Они окупаются достаточно быстро за счет энергосервисных контрактов посредством значительной экономии топлива, которое частично замещается энергией солнца, ветра, воды. Так, Евразийский банк развития осуществляет поддержку проектов на основе ВИЭ исходя из принятых стратегий развития на 2013–2017 гг. и 2018–2022 гг.⁷ Всемирный банк осуществляет инвестиции в альтернативные энергетические проекты, отмечая, что они направлены на поддержку обеспечения занятости, развитие сельскохозяйственного производства и создание новых предприятий. Однако следует отметить, что речь идет, во-первых, о создании малых предприятий, а во-вторых, большинство этих проектов направлены на обеспечение коммунального энергоснабжения. К поставкам оборудования зачастую привлекаются фирмы-производители, являющиеся партнерами банков, или связанные лизинговые компании. Крупномасштабные энергетические проекты, если и поддерживаются международными финансовыми организациями, то обычно на основе софинансирования, где преобладают средства крупных частных компаний и банков, что

⁶ Analysis of voluntary national reviews related to sustainable development. 2018. Ensuring access to affordable, reliable, sustainable and modern energy for all. Published by the United Nations pp.7–8: URL: https://sustainabledevelopment.un.org/content/documents/21159DESASDG7_VNR_Analysis2018_final.pdf (дата обращения: 28.06.2019).

⁷ Стратегия Евразийского банка развития на период с 2018 по 2022 год: URL https://eabr.org/upload/data/strategy_2018_2022.PDF (дата обращения: 17.07.2019).

позволяет внедрять современные технологии и оборудование в сектор энергетики.

К примеру, структурами Всемирного банка за 2014–2018 гг. были профинансированы 47 ГЧП-проектов на основе ВИЭ на общую сумму 6975 млн долл. Это около 67% всех поддержанных банком энергопроектов и 45,5% соответствующих инвестиций⁸. В портфелях Азиатского банка инфраструктурных инвестиций и Африканского банка развития в сфере энергетики проекты на основе возобновляемых источников энергии составляют около 30%.

Подчеркнем, что международная поддержка нередко предполагает не только непосредственное финансирование, но и техническое сопровождение проектов, вплоть до передачи его в эксплуатацию [Толстолесова, 2019].

2. Серьезной проблемой для многих стран является существующий разрыв в доступности электроэнергии между городскими и сельскими районами. Такие диспропорции охватывают почти 87% населения мира⁹, что сдерживает экономическое развитие сельских территорий. Одним из решений проблемы может стать строительство внесетевых источников на основе солнечной энергии (солнечные мини-сети, домашние солнечные системы). Примечательно, что в последние годы подобные проекты начали реализовываться не только в развитых (Канада, Австралия), но и в развивающихся странах Африки, Юго-Восточной Азии, в Палестине – для снабжения энергией коренных общин. Такие проекты часто финансируются путем объединения государственных и частных источников и нередко получают поддержку со стороны международных финансовых институтов.

3. В странах Европы энергетическая инфраструктура в основном создана давно, поэтому реализуемые здесь проекты государственно-частного партнерства чаще направлены на ее модернизацию, увеличение мощностей и/или переход на более экологичные и эффективные технологии и источники энергии. В 2014–2018 гг. общая стоимость вложений структур Всемирного

⁸ Рассчитано на основе: Private Participation in Infrastructure (PPI). 2018. The World Bank: IBRD-IDA: PPI Database, World Bank, as of April 2018: URL: http://ppi.worldbank.org/~media/GIAWB/PPI/Documents/Global-Notes/H12018_PPI_Report (дата обращения: 27.06.2019).

⁹ Analysis of the voluntary national reviews relating to sustainable. Development goal 7: Ensuring access to affordable, reliable, sustainable 2018 and modern energy for all: United Nations, 2018–10p.P3: URL: https://sustainabledevelopment.un.org/content/documents/21159DESASDG7_VNR_Analysis2018_final.pdf (дата обращения: 10.07.2019).

банка в энергетические ГЧП-проекты европейских стран составила почти 5,5 млрд долл. (30% всех инвестиций в энергетику)¹⁰.

Итак, в большинстве регионов мира механизм ГЧП не просто способствует более эффективному вовлечению частного бизнеса в крупные общественно-значимые проекты, реализуемые государством, но и позволяет внедрять новые технологии в сфере энергетики.

Тенденции развития ГЧП в энергетике стран СНГ

В странах СНГ, унаследовавших свое энергохозяйство от СССР, одной из главных проблем является значительная изношенность объектов энергетической инфраструктуры. Поэтому, несмотря на то, что механизм государственно-частного партнерства рассматривается ими «как один из главных инструментов привлечения бизнеса в развитие чистой энергетики»¹¹, немногочисленные энергетические ГЧП-проекты, реализуемые в этих странах, направлены преимущественно на реконструкцию существующих объектов и повышение их эффективности.

Вообще же финансовое участие правительств СНГ в энергетических проектах пока весьма ограничено, в основном преобладают средства частных инвесторов и международных финансовых институтов.

Так, по состоянию на конец 2018 г. международные организации одобрили кредиты в секторе энергетики следующим странам (в млн долл.):

Азиатский банк развития: Таджикистан – 35; Туркменистан – 500; Узбекистан – 0,7. Европейский банк реконструкции и развития: Узбекистан-322,5; Казахстан-183; Украина – 85,9. Евразийский банк развития: Армения – 19,5; Казахстан 88; Россия – 295,2¹². Ни в одном из проектов, реализуемых с их поддержкой, государства не участвуют.

¹⁰ Private Participation in Infrastructure (PPI). 2018. *The World Bank: IBRD-IDA: PPI Database, World Bank, as of April 2018*: URL: http://ppi.worldbank.org/~/_media/GIAWB/PPI/Documents/Global-Notes/H12018_PPI_Report (дата обращения: 27.06.2019).

¹¹ Механизм государственно-частного партнерства в энергетике: страны Центральной Азии: Региональный экологический центр Центральной Азии: Алматы, 2018. 15 с. С. 2.

¹² Рассчитано на основе: Обзор инвестиционной деятельности международных банков развития: IV кв. 2018 г. URL: <https://eabr.org/upload/iblock/bda/Obzor-MBR-4-kvartal-2018.pdf> (дата обращения: 06.07.2019).

В целом, анализ текущих портфелей ГЧП-проектов стран СНГ показывает, что энергопроекты занимают в них довольно скромное положение.

К примеру, в Республике Казахстан на сегодня заключено 74 договора ГЧП, 260 проектов находится на стадии рассмотрения, объявлено 60 конкурсов¹³. На долю проектов в области энергетики приходится всего 2% от общего числа, реализуемых на условиях ГЧП.

В Таджикистане на основе этого механизма реализовано несколько гидроэнергетических проектов, еще в 48 проектах строительства и реконструкции гидроэлектростанций ГЧП рассматривается в качестве возможного источника финансирования. В том числе правительство страны изучает возможность вхождения в проект восстановления генерирующих мощностей Нурекской ГЭС. Его стоимость составляет 350 млн долл., к финансированию привлечены Азиатский банк инфраструктурных инвестиций, Всемирный банк, Африканский банк развития, но все еще остается дефицит в 24 млн долл., который, возможно, будет покрыт из бюджетных средств, в результате чего проект приобретет статус ГЧП¹⁴.

В Кыргызстане механизм ГЧП начал развиваться лишь недавно, и делать какие-то выводы еще рано.

В Туркменистане механизм ГЧП в сфере энергетики пока не применяется, хотя правительство страны определило повышение энергоэффективности и внедрение возобновляемых источников энергии в качестве приоритетного направления развития страны.

В Узбекистане запущен процесс развития ГЧП, который рассматривает сектор энергетики в качестве отдельного направления. Инвестиционная программа страны включает 33 энергетических проекта на сумму 8,1 млрд долл. (в 2019 г. намечено реализовать семь из них на 620 млн долл.)¹⁵. Среди 15 ГЧП-проектов в разных сферах, предлагаемых иностранным инвесторам в 2019 г., к области энергетики относятся два –

¹³ ГЧП Казахстан. URL: <https://yvision.kz/post/774563> (дата обращения: 07.07.2019).

¹⁴ Данные Азиатского банка инфраструктурных инвестиций: URL: <https://www.aiib.org/en/projects/approved/index.html> (дата обращения: 07.07.2019).

¹⁵ Проанализированы инвестиционные проекты в электроэнергетике. URL: <http://mineconomy.uz/ru/node/2493> (дата обращения: 19.07.2019).

строительство солнечной электростанции в Самаркандской области и тепловой электростанции в Ташкенте – совокупной стоимостью 600 млн долл.,¹⁶ или 36% всех инвестиций в проекты ГЧП.

Правительство Азербайджана совместно с Азиатским банком развития в 2019 г. начало работу над созданием Центра развития государственно-частного партнерства. Крупными планируемыми проектами ГЧП являются два транспортных проекта (система легкорельсового транспорта в г. Баку и г. Сумгаит) общей стоимостью более 2 млрд долл.¹⁷ Проекты в сфере энергетики определены как приоритетные, но их разработка еще не начата.

В целом, приходится признать, что в странах СНГ механизм ГЧП не получил еще широкого распространения не только в секторе энергетики, но и других секторах экономики.

Российская энергетика: особенности современного этапа развития

В Российской Федерации ситуация в энергетическом секторе неоднозначна. Большинство эксплуатируемых энергообъектов созданы еще в советское время и требуют колоссальных вложений в реконструкцию и модернизацию основных фондов. На ближайшие десять лет потребность в финансовых ресурсах для модернизации энергетики оценивается в 3,5 трлн руб., в том числе: 1350 млрд руб. необходимо вложить в модернизацию 40ГВт тепловых мощностей; 950 млрд руб. – в объекты атомной энергетики; 405 млрд руб. – в реализацию проектов на основе возобновляемых источников энергии; 786 млрд руб. заложено на повышение цены конкурентного отбора мощности¹⁸.

В отчете министра энергетики А. Новака по итогам работы отрасли в 2017 г. отмечается, что за последние шесть лет «была реализована программа привлечения в отрасль инвестиций

¹⁶ Узбекистан предлагает инвесторам проекты ГЧП на 1,66 млрд долл. URL: <https://www.gazeta.uz/ru/2019/04/30/investments/> (дата обращения: 19.07.2019).

¹⁷ *Сазонов В. Е.* Государственно-частное партнерство: гражданско-правовые, административно-правовые и финансово-правовые аспекты / кафедра административного и финансового права Российского университета дружбы народов / Предисл. д.ю.н., проф. А. Б. Зеленцова. М., 2012. 492 с.

¹⁸ Итоги работы ТЭК России в 2017Году: URL: https://www.ruscable.ru/news/2018/04/09/itogi_raboty_TEK_Rossii_v_2017_godu/ (дата обращения: 07.07.2019).

в объеме 2 трлн руб., что позволило на 15% обновить производственные мощности и сократить на 6% расходы топлива на отпуск электроэнергии»¹⁹.

Крупные энергетические компании, в основном с государственным участием (Концерн «Росэнергоатом», ПАО «РусГидро», группа «Интер РАО ЕЭС», Газпромэнергохолдинг, Госкорпорация «Ростех»), за счет собственных и заемных ресурсов, часто – при поддержке государства, не в рамках проектов ГЧП, реализуют масштабные проекты в области традиционной или альтернативной энергетики. Только в 2017 г. и 2018 г. были введены в эксплуатацию 18 энергоблоков суммарной мощностью более 4,8ГВт. Общий объем инвестиций составил 517 млрд руб., включая и бюджетные субсидии²⁰. В 2018 г. объем введенных мощностей на основе ВИЭ составил 350 МВт, в 2019 г. потенциал его прироста может составить 1,5 ГВт, при условии полной реализации проектов²¹.

Неразвитость рыночных механизмов привлечения инвестиций привела к тому, что на сегодняшний день из пяти видов используемых инвестиционных механизмов лишь один основан на рыночных принципах²².

1. Относительно конкурентные рынки: РСВ (рынок «на сутки вперед»), КОМ (конкурентный отбор мощностей).

Неконкурентными или квазирыночными можно назвать:

2. Конкурсные договоры о предоставлении мощности (ДПМ), в том числе ДПМ возобновляемой энергетики.

3. Конкурсные ДПМ с локализацией по местоположению: КОМ нового генерирующего оборудования, ДПМ мусоросжигательных заводов.

¹⁹ Итоги работы ТЭК России в 2017 году: URL: https://www.ruscable.ru/news/2018/04/09/itogi_raboty_TEK_Rossii_v_2017_godu/ (дата обращения: 07.07.2019).

²⁰ Итоги 2018: в 2018 году в России запущено 11 новых электростанций суммарной мощностью более 4 ГВт: <https://sdelanounas.ru/blogs/116802/> (дата обращения: 09.07.2019).

²¹ Экспертное мнение ИПЕМ: Новые генерирующие мощности в ЕЭС России: анализ итогов 2018 года: Институт проблем естественных монополий, 2019.-6с.-С.2. URL: http://www.ipem.ru/files/files/research/20190201ipem_opinion_generation_2018.pdf (дата обращения: 20.07.2019).

²² Экспертное мнение ИПЕМ: Новые генерирующие мощности в ЕЭС России: анализ итогов 2018 года: Институт проблем естественных монополий, 2019.-6с.-С.4–5. URL: http://www.ipem.ru/files/files/research/20190201_ipem_opinion_generation_2018.pdf (дата обращения: 20.07.2019).

4. Неконкурсные ДПМ и надбавки к цене оптового рынка: ДПМ ТЭС, договоры купли-продажи мощности ГЭС и АЭС, новые электростанции в Калининградской области и Крыму.

5. Бюджетное софинансирование: АЭС, новые ТЭС в Крыму и на Дальнем Востоке. Участие государства в финансировании таких проектов ограничено и осуществляется лишь в рамках целевых программ.

Крупные компании, как правило, реализуют масштабные проекты общегосударственного или межрегионального уровня, мелкие объекты местного значения не являются для них приоритетными по ряду причин.

Во-первых, мелкий масштаб проектов при одновременном значительном объеме работ и большом сроке окупаемости мало интересен крупным компаниям, а экономия, полученная от реализации таких проектов, может оказаться для них просто незаметной. Во-вторых, заемные источники, используемые традиционно в рамках проектного финансирования, вряд ли будут применимы из-за довольно высокой стоимости, а возможности региональных и местных бюджетов крайне ограничены. В-третьих, окупаемость муниципальных проектов в энергетике возможна при повышении тарифов для конечного потребителя, что сложно реализовать в условиях недостаточного платежеспособного спроса. Кроме того, налоговые льготы по региональным инвестиционным проектам имеют целый ряд ограничений и не способны существенно повлиять на налоговые платежи.

При этом износ основных фондов в энергохозяйствах регионального и муниципального уровней достигает порой 50–70%, что ставит под угрозу надежность энергообеспечения целых населенных пунктов.

Отметим, что в ходе реформирования энергосистемы многие из распределительных сетей оказались в муниципальной (региональной) собственности, о плачевном состоянии бюджетов которых написаны горы литературы – большинству из них просто не по карману не то что модернизировать, но порой – даже содержать обветшавшее энергохозяйство. Одним из вариантов привлечения инвестиций в проекты по модернизации и реновации региональных и муниципальных энергообъектов является механизм государственно-частного партнерства.

Энергетические ГЧП-проекты регионального и муниципального уровня в России

Механизм привлечения частных инвестиций в инфраструктурные проекты посредством ГЧП в России был запущен в 2005 г. с принятием закона «О концессионных соглашениях» (№ 115-ФЗ). В 2016 г. вступил в силу также федеральный закон № 224-ФЗ от 13 июля 2015 г. «О государственно-частном партнёрстве, муниципально-частном партнёрстве в РФ...».

Информация о реализуемых в стране проектах ГЧП сосредоточена на сайте АНО «Национальный центр государственно-частного партнерства» – Платформа поддержки инфраструктурных проектов Росинфра (далее База проектов). База проектов формируется накопительным итогом с 2007 г. и находится в открытом доступе. В целях настоящего исследования мы проанализировали данные Базы по состоянию на 1 апреля 2019 г. На этот момент она включала 3939 проектов, в том числе 1625 – относящихся к сфере энергоснабжения²³.

Проекты по энергоснабжению занимают самую весомую долю в общем количестве проектов (41%), оставив далеко позади все прочие отрасли реализации государственно-частного партнерства. Однако общий объем привлеченного в них финансирования составляет всего 4% от совокупных инвестиций в проекты ГЧП. Это говорит о том, что в данном секторе реализуется большое количество мелких проектов (средний размер одного энергетического ГЧП-проекта составляет всего 142 млн руб., тогда как во всех остальных отраслях – 2208,5 млн руб.).

Львиную долю (88%) от всех проектов ГЧП в энергетике занимают проекты по теплоснабжению. За 2007–2019 гг. на их реализацию привлечено 157,1 млрд руб. Однако средний объем инвестиций на 1 проект в электроснабжении в восемь раз выше, чем в теплоснабжении (табл. 1).

Реализация ГЧП в теплоснабжении обеспечивается в основном (95%) механизмом концессии (табл. 2). Согласно концессионному соглашению одна сторона (концессионер) обязуется за свой счет создать (реконструировать, эксплуатировать) определенное

²³ Анализ проектов ГЧП в сфере энергетики проведен по данным официального сайта «Платформа поддержки инфраструктурных проектов» Национального центра государственно-частного партнерства. URL: <http://www.pppi.ru/projects> (дата обращения: 01.04.2019), расчеты авторов.

имущество, принадлежащее другой стороне (концеденту) в обмен на право в течение определенного времени владеть и пользоваться этим имуществом, получая прибыль²⁴. В общем и целом, смысл концессии состоит в том, чтобы путем вовлечения частного партнера в инфраструктурные проекты создать для него долгосрочную мотивацию по модернизации/управлению объектами концессии [Нефедкин и др., 2019].

Таблица 1. Основные характеристики проектов ГЧП по энергетике в РФ по отраслям реализации (теплоснабжение, электроснабжение) по данным на 2019 г.

Показатель	Электро-снабжение	Теплоснабжение
Количество проектов ГЧП в энергетике по отраслям, ед.	88	1537
Доля от общего количества проектов ГЧП в энергетике, %	5,4	94,6
Объем инвестиций в реализацию проектов ГЧП по энергетике, по отраслям, млн руб.	73600,1	157100,9
Доля от общего объема инвестиций в реализацию проектов ГЧП по энергетике, %	31,9	68,1
Объем инвестиций в реализацию проектов ГЧП по энергетике на 1 проект, млн руб.	836,4	102,2

Источник: здесь и далее, если не указано иное, составлено авторами на основе данных <http://www.pppi.ru/projects>

Таблица 2. Количество проектов ГЧП в теплоснабжении и объемы инвестиций по формам реализации проектов

Формы реализации проектов	Количество проектов, ед.	Объем инвестиций, млн руб.	
		общий	на один проект
Договор аренды с инвестиционными обязательствами	48	3173,7	66,1
Публичная инициатива (классическая конкурсная процедура)	24	64,9	2,7
Концессионное соглашение (115-ФЗ)	1465	153862,3	105,0

В электроэнергетике концессии довольно распространены (табл. 3), однако наиболее масштабные проекты реализуются в форме частной инициативы, предусматривающей упрощенный порядок или преференции для частного партнера – инициатора проекта.

²⁴ Федеральный закон от 21.07.2005 № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях».

Таблица 3. Количество проектов ГЧП в электроснабжении и объемы инвестиций по формам реализации проектов

Формы реализации проектов	Количество проектов, ед.	Объем инвестиций, млн руб.	
		общий	на один проект
Договор аренды с инвестиционными обязательствами	11	19919,7	1810,9
Частная инициатива (упрощенный порядок / преференции для инициатора)	5	31687,5	6337,5
Публичная инициатива (классическая конкурсная процедура)	21	41,4	1,97
Концессионное соглашение (№115-ФЗ)	49	10941,3	223,3
Нет данных	2	11010,2	5505,1

Сравнительный анализ количества и объема инвестиций в проекты ГЧП по формам реализации указывает на более высокую заинтересованность участия частных инвесторов в проектах по электроснабжению. По нашему мнению, это обусловлено более высокой коммерческой привлекательностью таких проектов по сравнению с проектами теплоснабжения. Как отмечают эксперты, в России есть рынок электроэнергии, но нет рынка тепла. Кроме того, хронической проблемой теплоснабжения является неэффективное тарифное регулирование, что определяет состояние отрасли теплоэнергетики как устойчиво убыточное [Нефедкин и др., 2019].

Все энергетические ГЧП-проекты в исследуемый период реализуются на региональном либо муниципальном уровне. Подавляющая часть от общего количества проектов ГЧП по энергоснабжению реализуется на уровне муниципалитетов (96,8%), их средняя стоимость невелика и составляет всего 102,9 млн руб. (табл. 4).

Таблица 4. Основные характеристики проектов ГЧП по энергетике в РФ по уровням реализации (федеральный, региональный, муниципальный) по данным на 2019 г.

Показатель	Муниципальный	Региональный
Количество проектов ГЧП в энергетике по уровню реализации, ед.	1573	52
Доля от общего количества проектов ГЧП в энергетике, %	96,8	3,2
Объем инвестиций в проекты ГЧП по энергетике, по уровням реализации, млн руб.	161801,5	68899,6
Доля от общего объема инвестиций в ГЧП проекты по энергетике, %	70,1	29,9
Объем инвестиций на 1 проект, млн руб.	102,9	1325,0

Проекты регионального уровня (их в нашей выборке – 52) в среднем привлекают в 13 раз больше инвестиций, чем типичные муниципальные. Крупнейший из них реализуется на Урале. Это строительство энергоблока ПГУ-420 МВт на Верхнетагильской ГРЭС (собственник – «Интер РАО ЕЭС»), объем инвестиций – 22,1 млрд руб., механизм ГЧП – упрощенный порядок/преференции для инициатора).

По нашему мнению, более мелкий масштаб муниципальных проектов ГЧП объясняется двумя основными причинами: во-первых, муниципальные образования не нуждаются в крупных объектах энергоснабжения (зачем небольшому поселку ТЭЦ – достаточно котельной); во-вторых, средств муниципальных бюджетов недостаточно для участия в более дорогостоящих проектах.

Важное значение для развития энергетического комплекса страны имеет территориальное размещение объектов энергетики. Однако в случае с ГЧП-проектами географию определяют не столько объективные потребности, сколько имеющиеся бюджетные возможности регионов и муниципалитетов. Так, наибольший объем привлеченных инвестиций в энергетические ГЧП-проекты отмечен в Центральном федеральном округе (50618,8 млн руб., что в 2,2 раза больше, чем в Сибирском [Крюков, 2018]). Совокупная доля Центрального и Северо-Западного федеральных округов составляет 36,5% от всех российских инвестиций в проекты ГЧП по энергетике (табл. 5).

Таблица 5. Объемы инвестиций в проекты ГЧП по энергетике в регионах РФ, по данным на 2019 г., млн руб.

Федеральный округ	Энергетика в целом	Электроснабжение	Теплоснабжение
Центральный	50618,8	5952,9	44665,9
Северо-Западный	33721	9513,3	24207,8
Южный	31117,5	943,9	30173,6
Северо-Кавказский	645,9	3,3	642,6
Приволжский	28144,2	11535	16609,2
Уральский	31786,7	22321,6	9465,1
Сибирский	24012	10061	13951
Дальневосточный	30654,9	13269,3	17385,7
РФ	230701	73600,3	157100,9

В целом, можно отметить достаточно сильный разброс показателя инвестиций в разных федеральных округах. Для более

корректного сравнения инвестиций по проектам ГЧП в энергетику регионов, проведем сравнительную характеристику объемов инвестиций на один проект и на душу населения. По результатам анализа самые низкие значения инвестиционных показателей демонстрирует Северо-Кавказский ФО (табл. 6).

Таблица 6. Объемы инвестиций в проекты ГЧП по энергетике в регионах РФ на один проект и на душу населения в 2019 г.

Федеральный округ	Энергетика в целом		Электроснабжение		Теплоснабжение	
	на один проект, млн руб.	на душу населения, тыс. руб.	на один проект, млн руб.	на душу населения, тыс. руб.	на один проект, млн руб.	на душу населения, тыс. руб.
Центральный	178,9	1,28546	1984,3	0,15117	159,5	1,13428
Северо-Западный	177,5	2,41345	1057,0	0,68088	133,7	1,73258
Южный	555,7	1,89111	943,9	0,05736	548,6	1,83375
Северо-Кавказский	40,4	0,06546	3,3	0,00033	42,8	0,06513
Приволжский	75,9	0,95738	501,5	0,39238	47,7	0,56499
Уральский	274,0	2,57380	3720,3	1,80740	86,0	0,76640
Сибирский	70,4	1,39822	346,9	0,58585	44,7	0,81237
Дальневосточный	121,6	3,74361	829,3	1,62046	73,7	2,12316
РФ	142,0	1,57174	836,4	0,50143	102,2	1,07031

На наш взгляд, значительный региональный разброс показателей объема инвестиций на один проект (в энергоснабжении – более чем в 1000 раз) и на душу населения (более чем в 5000 раз) требует дополнительного анализа и выявления объективных и субъективных факторов, определяющих существующую ситуацию. Проблемы неравномерного размещения проектов ГЧП на территории РФ и диспропорции в объеме привлекаемых по регионам инвестиций отмечают в своих работах и другие исследователи [Савруков и др., 2018].

Большая часть энергетических ГЧП-проектов имеет срок реализации от 11 до 20 лет (в базе по 90 проектам срок реализации не указан) (табл. 7). При этом прослеживается зависимость – чем больше общий объем и объем инвестиций на 1 проект, тем длиннее сроки реализации проектов.

Актуальным вопросом развития ГЧП в России остается оценка эффективности реализации проектов, в том числе – с социально-экономической точки зрения. Приходится признать, что на официальном уровне соответствующие критерии, очевидно,

мало принимаются во внимание. Во всяком случае, в базе проектов такая информация не отражается. Система оценки результатов в базе вообще отсутствует.

Таблица 7. Количество проектов ГЧП по энергетике и объемы инвестиций по срокам реализации проектов

Срок реализации	Количество проектов, ед.	Объем инвестиций, млн руб.	
		общий	на один проект
До 5 лет	428	9024,1	21,1
6–10 лет	630	27132,9	43,1
11–20 лет	337	68724,9	203,9
Более 20 лет	140	85661,2	611,9
Нет данных	90	40157,9	446,2

Кроме того, в базе не раскрыто, как инвестиционный процесс по каждому из проектов развивается во времени, а некоторые эксперты с сожалением констатируют и отсутствие «релевантных текущих и перспективных оценок реального размера расходных обязательств по проектам, финансируемым за счет бюджета» [Савруков и др., 2018]. Точно также отсутствуют открытые данные о том, как выполняются обязательства, принятые сторонами партнерств.

Аналогичными дефектами страдает система критериев рейтинга российских регионов по уровню развития ГЧП. Основной показатель «Уровень развития ГЧП в субъектах РФ» содержит всего три компонента: развитие институциональной среды, наличие нормативно-правового обеспечения ГЧП и наличие опыта реализации проектов ГЧП в регионе²⁵. То есть ни количественной, ни качественной оценки результатов взаимодействия бизнеса и государства рейтинг не предлагает.

Заключение

В развитых странах (и в развивающихся – при поддержке международных финансовых институтов) механизм ГЧП, как правило, выступает фактором инновационного развития энергетики. В развивающихся странах он также применяется в целях становления и развития энергетического сектора как такового.

²⁵ Рейтинг регионов. Официальный сайт «Платформа поддержки инфраструктурных проектов» Национального центра государственно-частного партнерства. URL: <http://www.pppi.ru/regions> (дата обращения: 01.04.2019).

Однако в процессе отбора проектов ГЧП для финансирования международные институты сталкиваются с недостаточно высоким качеством разработки проектов и несовершенством законодательной базы, регулирующей данный механизм.

В Российской Федерации механизм ГЧП в большей степени используется для поддержания в работоспособном состоянии объектов энергетики, созданных в предшествующие периоды. Новое масштабное строительство энергообъектов, как правило, финансируется на основе других механизмов (ДПМ-1, RAB-регулирование и т.д.).

Анализ проектов ГЧП, реализуемых в РФ на уровне регионов и муниципалитетов, позволил сделать следующие выводы:

- существуют серьезные различия в реализации энергетических ГЧП-проектов в разрезе отдельных регионов;
- в рамках ГЧП в энергетике реализуется значительное количество мелких по объему инвестиций проектов;
- основная часть проектов ГЧП в энергетике реализуется в теплоснабжении;
- подавляющая часть проектов ГЧП в энергетике осуществляется на муниципальном уровне, на региональном – преимущественно масштабные проекты по энергоснабжению;
- средний объем инвестиций в один проект ГЧП по электроснабжению значительно превышает средний объем инвестиций в проект по теплоснабжению;
- наблюдается значительный разброс значения показателя объема инвестиций в проекты ГЧП по энергетике в разных регионах РФ, что определяет диспропорции размещения региональных инвестиций в энергетику;
- актуальной проблемой развития института ГЧП в России остается отсутствие системы оценки эффективности партнерства.

В целом, пока трудно говорить о том, что проекты ГЧП в энергетике, реализуемые в РФ, выступают фактором развития. По большей части речь идет о поддержании энергохозяйства в рабочем состоянии.

Литература/ References

Крюков В. А. Изучение экономики Сибири: преемственность и комплексность // Регион: экономика и социология. 2018. № 2. С. 3–32.

Kryukov, V.A. (2018). Study of Siberian economy: continuity and integrated approach. *Region: Economics and Sociology. Region: ehkonomika i sotsiologiya*. No. 2. Pp. 3–32. (In Russ.).

Нефедкин В.И., Фадеева О.П., Гинзбург Д.Р. Концессии в теплоснабжении: инвестиции вместо субсидий // ЭКО. 2019. № 3. С. 37–56.

Nefedkin, V.I., Fadeeva, O.P., Ginzburg, D.R. (2019). Concessions in heat supply: investments instead of subsidies. *ECO*. No. 3. Pp. 37–56. (In Russ.).

Савруков А.Н., Савруков Н.Т., Козловская Э.А. Оценка состояния и уровня развития проектов государственно-частного партнерства в субъектах РФ // Вопросы экономики. 2018. № 7. С. 131–141.

Savrukov, A.N., Savrukov, N.T., Kozlovskaya, E.A. (2018). Evaluating the state and development level in projects of State-private partnerships in subjects of the Russian Federation. *Voprosy ehkonomiki*. No. 7. Pp. 131–141. (In Russ.).

Толстолесова Л.А. Реализация инфраструктурных проектов государственно-частного партнерства в регионах мира при поддержке Всемирного банка: в сб. материалов XI Международной научно-практической конференции «Государство и бизнес: экосистема цифровой экономики», Санкт-Петербург, 24–26 апреля 2019 г./Северо-Западный институт РАНХиГС при Президенте РФ. Т. 2. 388 с.

Tolstolesova, L. A. (2019). Implementation of infrastructure projects via State-private partnerships in various parts of the world with the World bank support: published as part of materials from the International scientific-practical conference 'The state and business': ecosystem of digital economy, St-Petersburg, April, 24–26 /Severo-Zapadnyj institut RANKHiGS pri Prezidente RF. T. 2. 388 p. (In Russ.).

Colombo, Emanuela, Mattarolo, Lorenzo. (2017). Energy and development: the role of academiain education, research, and technological cooperation for sustainability. *WIREs Energy Environ.*, 6. Available at: <https://doi.org/10.1002/wene.215> (accessed 14.07.2019).

National Research Council. (1995). The Role of Technology in Environmentally Sustainable

Development. A Declaration of the Council of Academies of Engineering and Technological Sciences. CAETS. Kiruna, Sweden Washington, DC: The National Academies Press. Pp. 7–8. <https://doi.org/10.17226/9236> (accessed 14.07.2019).

Public- Private Partnerships. Reference Guid: Version 2.0/ International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank, Asian Development Bank, and Inter-American Development Bank. 2014. 232p. URL: <http://documents.worldbank.org/curated/en/600511468336720455/pdf/903840PPP0Refe0Box385311B000PUBLIC0.pdf> (дата обращения: 16.07.2019).

Статья поступила 27.06.2019.

Для цитирования: *Толстолесова Л.А., Воробьева М.С., Юманова Н.Н.* ГЧП – фактор развития энергетики: международный опыт и практика России// ЭКО. 2019. № 9. С. 79-98. DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-79-98.

Summary

Tolstolesova, L.A., Doct. Sci. (Econ.), Vorobieva, M.S, Cand. Sci. (Tech.), Yumanova, N.N., Cand. Sci.(Econ.), Tyumen state university, Tyumen

PPP as a Factor in Development of Energy Sector: International Experience and Russian Practice.

Abstract. The article considers a possibility of using the mechanism of public-private partnership as a factor in development of energy sector. It is demonstrated that PPP projects in the field of energy, implemented in developing and developed countries with support of international financial institutions prove very efficiency and create conditions for development of industrial, engineering and social infrastructure. In the CIS countries and Russia, the PPP mechanism has not yet reached such development in the energy sector, although the need for large-scale investment in this industry is quite urgent. It is established that projects based on renewable energy sources are poorly implemented. The analysis of PPP projects in the energy sector of the Russian Federation and in the context of Federal districts reveals that Russia mostly implements small-scale projects at municipal level. And these are usually aimed at maintaining heating networks and power supply facilities in working condition. Such PPP projects can't lead to significant changes in the industry and do not contribute to creation of new and modernization of existing power supply facilities. The article reviews a number of obstacles that make development of the Russian energy sector through the PPP Institute rather problematic.

Keywords: *Public-private partnership; sustainable development; infrastructure projects; investments; energy supply and heat power engineering; municipal – private partnership: directions and sources of energy financing*

For citation: Tolstolesova, L.A., Vorobieva, M.S, Yumanova, N.N. (2019). PPP as a Factor in Development of Energy Sector: International Experience and Russian Practice. *ECO*. No. 9. Pp. 79-98. (In Russ.). DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-79-98.

«Прямая речь»: из выступлений участников круглого стола «Реформирование российской тепло- и электроэнергетики: итоги, текущие проблемы и вызовы»

Д. С. Кудряшов, доцент кафедры электроснабжения горных и промышленных предприятий КузГТУ (Кемерово):

– Если бы существующая система регулирования была идеальной и всех устраивала, не было бы необходимости переходить на модель «альткотельной». Та ситуация, которая была в Рубцовске – с текущими крышами, ржавеющим оборудованием ТЭЦ, холодом в домах, сегодня наблюдается во многих небольших городах страны. Они буквально находятся на грани выживания. Даже некоторые крупные станции начали разваливаться. Тарифы на тепло для населения настолько низкие, что собственники потеряли интерес развивать станции. Как только с ТЭЦ уходят промышленные потребители, которые тянули на себе «перекрестку» (банкротятся, строят свои котельные), вся ее экономика рушится. В одном из больших городов администрация города планирует построить 21 газовую котельную, потому что владельцу крупной местной ТЭЦ при существующем уровне тарифа было невыгодно строить новые котлы и тянуть теплотрассу в развивающиеся районы. Такая система ценообразования порочна насквозь.

Нам сегодня рассказали о работающем варианте защиты инвестиций, который Минэнерго и Сибирская генерирующая компания реализовали в Алтайском крае. Понятно, существуют механизмы концессии, ГЧП, которые тоже создают стимулы для инвесторов, но они по-другому работают. Альтернативы альткотельной пока я не вижу. И, конечно, в каждом городе обязательно должна быть разработана схема теплоснабжения. Может быть, стоит даже обязать муниципалитеты разработать такие схемы – ввести государственные требования, может, штрафные санкции какие-то... как при невыполнении ДПМ?

И хотелось бы поддержать Е. А. Косокову (см. статью в этом номере) по защите организаций теплоснабжения от контролеров. Как только инвестор заходит на объект, тут же появляются восемь

контролирующих органов, которые выставляют многомиллионные штрафы – буквально в первые четыре-шесть месяцев. Экологи, Роспотребнадзор, Ростехнадзор, Росгвардия... Требования по безопасности к котельной, которая снабжает полторы тысячи человек, сегодня, как в зоне: заборы, технические средства, охрана с оружием. Но только на зоне это нужно, чтобы оттуда не сбежали, а тут – чтобы не проникли. Обеспечение таких технических мероприятий на одну котельную тянет более чем на пять миллионов рублей. Это какой-то беспредел. Кто при таких условиях пойдет в отрасль?

А ведь в любой момент тариф могут урезать. В Кузбассе был такой случай в одном из шахтерских городов: население платило за тепло около 1800 руб. Поскольку шахта нормально работала, доходы позволяли. Но в какой-то момент по какой-то причине собственник не сумел вовремя документы оформить. РЭК снизил тариф на 22%. В итоге предприятие обанкротилось...

К сожалению, в отрасли стало чуть ли не нормой, когда предприятия теплоснабжения банкротятся через 2–3 года. Пока не зайдет большая компания, которая сможет и захочет все содержать – называйте ее хоть камикадзе, самоубийцей, хоть благотворителем – коммунальное хозяйство ходит по грани... Это неблагодарный бизнес. Мало того, что бесконечно приходится уговаривать жителей поставить приборы учета, еще и с управляющими компаниями приходится разбираться. Они иногда горячую воду сливают прямо в канализацию, потому что не хотят заниматься внутримаршевыми сетями, гидравликой. Без приборов учета они за эти потери никакой ответственности не несут.

И главное – это же все не вчера появилось. Десятилетиями в коммунальную энергетику никто не вкладывал, тарифы занижались, но бесконечно так продолжаться не может. А сейчас, когда появилась возможность что-то исправить, жители жалуются, что цены растут... Но это на самом деле вопрос не прибыли, а иногда даже – не развития, а элементарного выживания.

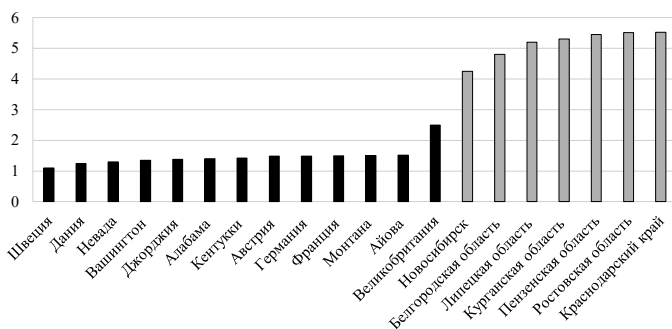
В. А. Жихарев, *начальник Департамента развития розничного рынка и сетей Ассоциации (НП) «Сообщество потребителей энергии»:*

– Мне совершенно непонятны рассуждения энергетиков о том, что они несут огромные издержки по содержанию и развитию генерирующих мощностей. На самом деле все это оплачивается

потребителями. Даже заемные средства могут быть получены только при наличии платежеспособного спроса. При этом тарифная нагрузка на них, несмотря на все ограничения и все регулирование, растет гораздо быстрее инфляции.

В 2006-м и 2019 г. я делал расчеты по структуре себестоимости продукции для одного из ведущих новосибирских предприятий. За этот период среднемесячная стоимость электроэнергии для него (в наиболее дорогие месяцы) выросла с 24,5 млн руб. до 95 млн руб. (до 36,2 млн руб. в ценах 2006 г.). По сути, стоимость 1 кВт·ч для этого предприятия в полтора раза обогнала инфляцию!

На рисунке представлена информация о средних ценах электроэнергии для промышленных потребителей Соединенных Штатов Америки, Европы и некоторых регионов России. Как видим, среднее промышленное предприятие в США и Европе платит за электроэнергию существенно меньше, чем в Новосибирске, и значительно меньше, чем в шести регионах Российской Федерации. Все это говорит о том, что наши предприятия с точки зрения конкурентоспособности сильно уступают зарубежным. То преимущество в дешевых энергоресурсах, которое у них имелось некоторое время назад, сегодня исчезло. И теперь, когда изучаешь счета-фактуры за поставки электроэнергии, убеждаешься, что в последнее время ее стоимость растет в 4–5 раз быстрее, чем инфляция.



Сравнение цен электроэнергии в России с промышленно развитыми штатами США и странами Европы по индексу ППС, руб./кВт·ч

Хотел бы также отметить, что современное состояние энергетики таково, что многие предприятия – не только крупные, но даже малые, могут обеспечивать свои потребности в энергии собственными силами. Мы рассчитали динамику роста цен на электроэнергию для промышленных потребителей от трех различных источников с 2009 г. по 2019-й и экстраполировали до 2028 г. По расчетам, отмечается очень существенное (с 2 до 8 руб./кВт·ч к 2028 г.) опережение стоимости электроэнергии, отпускаемой промышленным потребителям с учетом затрат на передачу; чуть медленнее (с 1,3 до 4 руб./кВт·ч) дорожает энергия без учета затрат на передачу и практически не растет (1,5–1,7 руб.) стоимость электроэнергии при ее генерировании на собственном источнике из побочных продуктов основного производства (в нашем случае газ). Приведенные факты говорят о том, что потребители имеют весьма серьезные стимулы и определенные возможности для самообеспечения и экономии на электроэнергии.

Важный вывод, который должны отсюда сделать энергетики: их роль ослабевает. Это не значит, что централизованная система энергоснабжения должна быть разрушена, но взаимоотношения перестраиваются таким образом, что крупные тепловые и электрические станции перестают быть центральными участниками процесса энергообеспечения.

Обозначу наиболее важные перспективные тенденции развития отрасли:

- к 2022 г. у крупных промышленных потребителей электроэнергии будет в собственности более 22 ГВт генерации с коэффициентом использования установленной мощности в среднем выше, чем у оптовой генерации;
- в 54 субъектах Российской Федерации уже сегодня потребители электроэнергии на уровне напряжения ВН (110 кВ и выше), СН1 (35 кВ) могут строить генерацию с резервными агрегатами с окупаемостью 10 лет;
- International Energy Agency оценивает мировой потенциал управления спросом к 2040 г. в размере 187 ГВт (соответствует установленной мощности Австралии и Италии вместе взятых), в 1 млрд потребителей и 11 млрд присоединённых устройств, что позволит сэкономить 270 млрд долл. инвестиций в энергетическую инфраструктуру;

- в 2016 г. в США по всем территориям, отнесённым к RTO/ISO, в программах управления спросом участвовало более 9 млн потребителей суммарной мощностью 28 673 МВт, что составляет 5,7% от спроса;

- в Массачусетсе (Rhode Island) National Grid в сотрудничестве с провайдерами DR CPower, EnerNOC, and IPKeys в рамках программы управления спросом платят потребителям за участие в программе 20 долл./кВт и 0,75 долл./кВт·ч – снижения потребления.

Однако в России ни в документах планирования, ни в текущем развитии электроэнергетики эти реалии не учитываются. Новый инвестиционный цикл (ДПМ- 2) фактически нацелен на старые технологии (продление ресурса ПСУ) и «цифровизацию» функций сетевой монополии. Нарастают объёмы неконкурентных отношений, надбавок и субсидий (перекрёстное субсидирование, «вынужденная» генерация, ДПМ, особые условия конкурентного отбора мощности для новых генерирующих объектов, субсидирование Северного Кавказа, Дальневосточного федерального округа, Крыма, Калининграда, Бурятии и др., резервируемая максимальная мощность, льготное технологическое присоединение до 150 кВт и пр.). В целом, по нашему мнению, формируется дорогостоящая и неповоротливая энергосистема, гарантирующая доходы и отсутствие рисков для энергокомпаний и ориентированная на консервацию модели «рынка продавца».

Вопросы государственной энергетической политики в решениях Госкомитета обороны СССР (1941–1945 гг.)

Н.С. СИМОНОВ, доктор исторических наук, ПАО «ФСК ЕЭС», Москва.
E-mail: SimonovNS@mes-centra.ru

Аннотация. В статье впервые в историографии проведен источниковедческий анализ комплекса документальных материалов, относящихся к деятельности ГКО СССР по управлению электроэнергетикой. Составлен Перечень из 308 постановлений и распоряжений, распределенных по девяти однородным группам управленческих решений. Показано историческое значение решений ГКО от 18 августа 1943 г. по вопросам регулирования частоты тока в электроэнергетических системах и повышения коэффициента мощности электроустановок промышленных предприятий. Данные решения, принятые в переломный период Великой Отечественной войны, предотвратили «блэкаут» Уральской электроэнергетической системы и стимулировали производителей и потребителей электроэнергии к экономному и рациональному использованию энергетических ресурсов.

Ключевые слова: Государственный комитет обороны СССР; лимиты электропотребления; электроэнергетическая система; частота электрического тока; коэффициент мощности промышленных электроустановок

Новые первоисточники по истории электроэнергетики СССР периода Великой Отечественной войны

Рассекречивание в 2005 г. полного комплекта постановлений и распоряжений Государственного комитета обороны (ГКО) СССР с подготовительными материалами позволяет более глубоко вникнуть в проблему организации и функционирования военно-мобилизационной экономики и ряда ее базовых отраслей, к которым относятся топливная промышленность, транспорт и электроэнергетика.

По моим подсчетам, с июля 1941 г. по август 1945 г. ГКО принял в сфере электроэнергетики 308 решений, оформленных в виде постановлений и распоряжений, которые затрагивали непосредственно следующие вопросы:

- 1) демонтаж оборудования, эвакуация и реэвакуация электростанций (7 решений);
- 2) оказание помощи электростанциям в выдаче мощности, ликвидация аварийных ситуаций, снабжение дополнительным оборудованием и запчастями, проведение плановых ремонтов, усиление охраны энергетических объектов (53);
- 3) организация работы территориальных управлений Наркомата электростанций и электроэнергетических систем («Уралэнерго», «Мосэнерго», «Ленэнерго» и др.) (29);
- 4) обеспечение электростанций топливом (уголь, мазут, торф, дрова) и создание его запасов (58);
- 5) надежное электроснабжение предприятий военно-промышленного комплекса, экономия электроэнергии и топлива в промышленности и коммунальном хозяйстве (40);
- 6) планирование выработки и распределения электрической и тепловой энергии электростанциями Наркомата электростанций СССР и ТЭЦ промышленных предприятий на календарный период (21);
- 7) ввод новых мощностей действующих электростанций, строительство новых электростанций, восстановление энергетических объектов в освобожденных районах (66);
- 8) использование передвижных (мобильных) электростанций (9);
- 9) демонтаж, вывоз и установка в СССР трофейного энергетического оборудования (25).

В 1941–1942 гг. ГКО выпустил по вопросам электроэнергетики 30 постановлений и распоряжений, в 1943 г. – 74, в 1944 г. – 104, в 1945 г. – 100¹.

ГКО СССР – чрезвычайный орган регулирования электроснабжения потребителей

Из литературы о деятельности высшего партийно-государственного руководства СССР во главе с И. В. Сталиным в годы Великой Отечественной войны известно, что после образования ГКО его члены разделили между собой (зафиксировав это письменно) сферы постоянной деятельности.

¹ Реквизиты соответствующих документов (номер, название, дата) выделены в отдельный Перечень, который предоставлен редакции журнала «ЭКО» отдельным файлом – для подтверждения выявленной информации.

Электроэнергетика в числе этих сфер не упоминается. Вероятно, это обусловлено тем, что производство, передача и распределение электроэнергии – это условие функционирования любого производственно-технологического комплекса, как военно-промышленного, так и гражданского. Хотя, например, в нацистской Германии министр вооружений Альберт Шпеер в 1942–1945 гг. одновременно являлся и министром энергетики, что особо подчеркивает значение данной отрасли для создания и функционирования технологических цепочек производства военной продукции, начиная от энергоемких предприятий металлургии и «большой химии» и заканчивая сборочными процессами. Большинство постановлений и распоряжений ГКО по вопросам электроэнергетики вышли за подписью заместителя Председателя Совмина СССР В. М. Молотова, как правило, по представлению наркома электростанций СССР (НКЭС) Д.Г. Жимерина или его заместителей.

Из выделенных однородных групп решений особого внимания заслуживает комплекс производственно-технических вопросов, связанных с задачами повышения надежности электроэнергетических систем и эффективности энергопотребления промышленных предприятий в условиях острого дефицита электроэнергии.

В 1941–1942 гг. СССР потерял 60 крупных электростанций суммарной мощностью 6 млн кВт, в том числе Днепровскую ГЭС. Производство электроэнергии в стране сократилось почти в два раза (с 48,3 млрд до 29,1 млрд кВт·ч), поэтому расходовать ее приходилось крайне экономно – в пределах установленных для каждого наркомата, предприятия или учреждения лимитов.

Не только население, но и все промышленные предприятия оказались на «голодном пайке», получая электроэнергию только в установленные часы и в ограниченном количестве. Красочные плакаты с воззваниями: «Экономя киловатты, ты даешь на фронт гранаты», «Наркомвнуделец! Экономя электричество, ты помогаешь фронту!» висели в каждом учреждении и предприятии.

Установление лимитов электропотребления являлось исключительной прерогативой ГКО. На каждый квартал текущего хозяйственного года, иногда с помесечной коррекцией, ГКО утверждал общегосударственный план потребления электроэнергии с разбивкой плановых заданий по основным энергосистемам: Уральской, Горьковской, Московской, Ташкентской, Ярославской,

Ивановской, Кировской, Казанской, Уфимской, Саратовской, Орской, Куйбышевской, Кузбасской, Омской.

Первое место по выработке электроэнергии в годы войны принадлежало Уралу, который дал в 1943 г. 32,5%, в 1944 г. – 30,6% и в 1945 г. – 28,3% всего производства электроэнергии в стране. Районы Центра занимали второе место; их удельный вес во всеоюзном производстве электроэнергии составлял: в 1943 г. – 27,5%, в 1944 г. – 26,4% и в 1945 г. – 24,2%.

Затем шли Западная Сибирь с удельным весом, соответственно, 10,1%, 9,9% и 9,4%; Поволжье – 5,6%, 5,4% и 5%; Азербайджанская ССР – 4,3%, 3,9% и 3,8%; Северо-Запад – 2,2%, 2,9% и 3,9%; Узбекская ССР – 3,6%, 3,1% и 2,7%; Казахская ССР – в течение всех трех лет 2,7%; Восточная Сибирь – 2,8%, 2,7% и 2,6% [Кравченко, 1970].

Получив (квартальный или месячный) лимит электропотребления, а от наркоматов – заявку на распределение его по предприятиям, районные энергетические управления заполняли особые бланки, называвшиеся «лимитными листками», и рассылали их по предприятиям и учреждениям.

Бланк содержал лимиты месячного и суточного расхода электроэнергии, а также нагрузки и расхода электроэнергии на рабочий и выходной дни на каждый месяц и квартал; часы утреннего и вечернего максимума (лимит нагрузки); установленный выходной день.

В 1942–1943 гг. лимиты потребляемой мощности и электроэнергии пересматривались ГКО почти ежемесячно, в зависимости от складывающегося топливного баланса и изменяющихся производственных планов наркоматов.

Превышение лимитов «каралось» отключением потребителей от районных электросетей оперативно-диспетчерскими управлениями (ОДУ) электроэнергетических систем. Поскольку большинство распределительных сетей 0,4–10 кВ того времени проектировались по радиально-петлевому принципу, то отключение одного нарушителя зачастую приводило к вынужденному отключению потребителей по всей длине линии. Естественно, это вызывало жалобы и претензии со стороны предприятий и учреждений, укладывавшихся в установленные нормативы.

18 января 1943 г. ГКО по представлению НКЭС СССР принял постановление № 2756, согласно которому управляющие электроэнергетических систем получили право за превышение расхода электроэнергии против установленных лимитов «накладывать

на директоров предприятий и руководителей учреждений штраф в размере 700 руб.»².

Имели место случаи «сговора» энергетиков с крупнейшими потребителями, когда руководители электроэнергетических систем без согласования с ГКО вносили изменения в «лимитные листки» отдельных предприятий, увеличивая для них суточный отпуск электроэнергии, в том числе – за счет ее сверхплановой выработки. Для иллюстрации приведем выдержку из служебной записки Наркома электростанций тов. Жимерина Управляющему «Мосэнерго» тов. Мухитдинову от 8 мая 1943 г.:

«Указываю Вам на недисциплинированность в выполнении распоряжений НКЭС о даче объяснений самовольного изменения Вами лимитов отпуска электроэнергии, утвержденных ГКО на март месяц. Разьясняю Вам, что при наличии лимитов, утвержденных ГКО, районные управления или местные партийные и советские организации не имеют права самовольно, без указания ГКО, менять эти лимиты. Ваши объяснения, вместо признания собственной ошибки и обязательства не допускать ее в дальнейшем, преследуют цель смазать эту ошибку и найти оправдывающие мотивы для Вашей недисциплинированности. Примите меры к недопущению в будущем подобных действий. Предупреждаю, что за повторение недисциплинированности Вы будете наказаны»³.

Уральская электроэнергетика в 1942–1943 гг. : угроза «блэкаута» и меры по предотвращению распада энергосистемы

В IV кв. 1942 г. суммарная рабочая мощность всех электростанций Урала достигла 1066 МВт (в январе 1941 г. – 723 МВт). На 2000-километровом протяжении, от Соликамска до Магнитки, формировалась межрайонная энергосистема, в составе которой работали электростанции различной мощности и разных типов.

Основную нагрузку несли 12 тепловых (угольных) электростанций: Челябинская ГРЭС (рабочая мощность 808 МВт); Средне-Уральская ГРЭС (149 МВт); Кизеловская ГРЭС (84 МВт); Закамская ТЭЦ (60 МВт); Егоршинская ГРЭС (24 МВт); Свердловская ГРЭС (10 МВт); Березниковская ТЭЦ (38 МВт); Красногорская

² РГАСПИ. Ф.644. Оп.2. Д.127. Л.90.

³ РГАЭ. Ф.7964. Оп.2. Д.277. Л.103.

ТЭЦ (200 МВт); Челябинская ТЭЦ (75 МВт); Магнитогорская ЦЭС НКЧермет (114 МВт); ТЭЦ Уралмашзавода НКТанкопром (22 МВт); ТЭЦ завода № 183 НКТанкопром (45 МВт).

Самые большие проблемы для уральской электроэнергетики создавало топливоснабжение. Угля местной добычи – кизеловского и богословского – не всегда хватало, и он был пониженного качества, поэтому котлы электростанций сильно зашлаковывались. Останавливать же их для расшлаковки и текущего ремонта по условиям нагрузки было чрезвычайно трудно, а порой и невозможно.

В 1942 г. на электростанциях ОЭС Урала произошло 435 аварий с повреждением оборудования. В электросетях были зафиксированы 84 аварии, самая тяжелая случилась 5 сентября 1942 г. После поломки опорной колонки разъединителя на подстанции 110 кВ «Дегтярка» при коротком замыкании возникла «лавина напряжения», и после трех «качаний» вся Уральская энергосистема «развалилась» на несколько изолированных узлов. Некоторые города, заводы, шахты, рудники на несколько дней остались без электричества.

Из-за нарушения статической устойчивости энергосистемы в 1943 г. произошли 33 аварии, из-за нарушения динамической устойчивости – шесть. В большинстве случаев причина – отсутствие на электростанциях достаточного резерва в условиях превышения промышленными предприятиями установленных для них лимитов потребления электроэнергии. Например, Кировский завод Наркомата танковой промышленности СССР при среднесуточном лимите расхода электроэнергии в 1,03 млн кВт·ч в сутки систематически расходовал 1,15–1,2 млн кВт·ч⁴.

25 апреля 1942 г. ГКО выпустил постановление № 1643 «О графике аварийных ограничений по системе Уралэнерго». ГКО подтвердил необходимость соблюдения ежесуточного лимита отпуска электроэнергии потребителям и определил особые меры контроля – обязал прокурора СССР по представлению Наркома электростанций привлекать к судебной ответственности руководителей уральских предприятий и учреждений «за расход электроэнергии сверх установленных Правительством лимитов»⁵.

⁴ РГАСПИ. Ф.644. Оп.2, Д.417. Л.63.

⁵ РГАСПИ. Ф.644. Оп.2, Д.417. Л.63.

Во II кв. 1943 г. частота электрического тока в Уральской энергетической системе, производившей 32,5% всей электроэнергии в стране, снизилась до аварийных 40–42 Гц, и это едва не стало причиной непредсказуемого по своим последствиям «блэкаута» – как раз во время решающего масштабного сражения на Курской дуге. При работе с пониженной частотой на 13 электростанциях произошли поломки лопаток турбогенераторов⁶. Из-за вынужденной остановки энергоблоков на ремонт народное хозяйство недополучило десятки млн кВт·ч электроэнергии.

17 августа 1943 г. наркома электростанций Д.Г. Жимерина вызвали на доклад к Председателю ГКО И. В. Сталину. В опубликованных в 1985 г. воспоминаниях Жимерин пишет, как «с трудом преодолев страх, он в простой и доступной форме» объяснил Сталину, что «понижение частоты происходит из-за снижения числа оборотов турбин, а это связано с их перегрузкой».

– А что нужно сделать? – последовал новый вопрос.

– Разгрузить турбины и уменьшить лимиты энергии потребителям.

– Вы что же, предлагаете остановить уральские заводы? – с раздражением спросил Сталин.

– Нет, товарищ Сталин, я этого не предлагаю. Но в расходовании электроэнергии на предприятиях имеются крупные недостатки.<...>

18 августа 1943 г. в ЦК ВКП (б) на рабочее совещание к Г.М. Маленкову были вызваны все наркомы. «Мне, – пишет Жимерин, – было предложено коротко доложить обстановку, разъяснить, какие катастрофические последствия могут произойти, если не будет уменьшена нагрузка энергосистемы. <...>

⁶ Частота тока в электроэнергетической системе определяется скоростью вращения роторов генераторов, и, следовательно, турбин. Стандартное значение частоты в нашей стране – 50 Гц. Частота тока в электроэнергетических системах, как правило, поддерживается автоматическими регуляторами и при нормальной эксплуатации изменяется в узких пределах. Мощность различных токоприемников может по-разному зависеть от частоты. Наиболее чувствительны к ее отклонениям вращающиеся машины. Снижение частоты снижает скорость вращения асинхронных двигателей – приводов производственных механизмов, что оказывает технологический ущерб. При снижении частоты уменьшается сопротивление асинхронных двигателей и возрастает потребляемый ими ток, что вызывает дополнительный нагрев статора и ротора и, как следствие, сокращает срок службы двигателя за счет ускоренного износа его изоляции при повышенной температуре.

Возражений было больше, чем нужно, но здесь же было сформулировано постановление Госкомитета обороны о снижении нагрузки, и наркомы завизировали его» [Энергетики в Великой Отечественной войне, 1985].

Наркомы согласились с тем, чтобы, как сказано в постановлении ГКО № 3944 «О мерах обеспечения нормальной частоты в энергосистемах», *«считать работу энергетических систем и отдельных электростанций с пониженной частотой преступлением перед государством»*⁷.

За переборы установленных лимитов, невыполнение диспетчерских графиков нагрузки и неподчинение диспетчерским распоряжениям по ограничению электропотребления на руководителей и главных энергетиков предприятий, согласно постановлению № 3944, налагался штраф в размере до 1000 руб.⁸

В 1945 г. в Уральской энергосистеме параллельно работали 28 районных электростанций и заводских теплоэлектроцентралей с годовым электробалансом, превышающим 10 млрд кВт·ч. По данным Государственной инспекции по промышленной энергетике и энергонадзору при НКЭС (создана постановлением ГКО № 5928 от 18 мая 1944 г. «Об экономии электроэнергии в промышленности»), в 1944–1945 гг. в Уральской энергосистеме не было зафиксировано ни одной аварии, причиной которой были бы превышение лимитов электропотребления и снижение частоты электрического тока.

Борьба за повышение $\cos \varphi$

На упомянутом рабочем совещании у Г. М. Маленкова 18 августа 1943 г. Д. Г. Жимерину также удалось согласовать с наркомом проект постановления ГКО, направленного на борьбу с расточительством электроэнергии в производственных процессах.

В Пояснительной записке к постановлению ГКО № 3945 от 18.08.1943 г. «О повышении коэффициента мощности (косинуса φ) промышленных предприятий», сообщалось, что за время, прошедшее с начала Великой Отечественной войны до декабря 1942 г., косинус φ ($\cos \varphi$) промышленных предприятий СССР в среднем снизился с 0,875 до 0,811. В частности, это привело к непроизводительному расходу электроэнергии в электрических

⁷ РГАСПИ. Ф.644. Оп.2. Д.205. Л.96.

⁸ Там же. Л.97.

сетях в размере 320 млн кВт·ч и к пережогу на электростанциях, как минимум, 200 млн т условного топлива⁹.

Повысить $\cos \varphi$ можно путем уменьшения (желательно до нуля) потребляемой из сети реактивной мощности. Но для этого необходимо было стимулировать энергетические службы предприятий и рабочих-станочников к тому, чтобы первые поддерживали баланс электросети за счет установки компенсаторов реактивной мощности, а вторые – обеспечивали полную загрузку электродвигателей рабочих машин и своевременное их отключение.

Соответствующие мероприятия были изложены в «Положении о премировании рабочих и ИТР за повышение коэффициента мощности (косинус «фи»)». В преамбуле Положения – документа, являющегося неотъемлемой частью постановления ГКО № 3945, поясняется, что «премирование имеет своей целью экономию электроэнергии в электросетях, наиболее полное использование электрооборудования промышленных предприятий, повышение пропускной способности электросетей и наиболее полное использование мощностей электростанций»¹⁰.

В августе-сентябре 1943 г. НКЭС СССР разработал и утвердил шкалу скидок и надбавок к стоимости электроэнергии для промышленных потребителей и правила их применения. В то же время Наркомат электропромышленности приступил к восстановлению производства статических конденсаторов – устройств, предназначенных для компенсации в электросетях предприятий реактивной мощности.

Обкомы ВКП (б) и облисполкомы совместно с энергосистемами организовали социалистическое соревнование промышленных предприятий по экономии электроэнергии. Как сообщается в служебной записке Д.Г. Жимерина в ЦК ВКП (б) на имя Г.М. Маленкова, за период октябрь-декабрь 1943 г. в соцсоревнование было вовлечено 1616 предприятий с электроустановками 100 кВ·А и выше, потребляющих 88% от всей отпущенной промышленности электроэнергии¹¹.

Посредством упорядочения технологии производства, улучшения режима работы электрических печей, увеличения скорости резания металла и т.д. указанные предприятия добились

⁹ РГАСПИ. Ф.644. Оп.2. Д.205. Л.102.

¹⁰ РГАСПИ. Ф.644. Оп.2. Д.205. Л.109.

¹¹ РГАЭ. Ф.7964. Оп.2. Д.838. Л.73.

экономии электроэнергии в размере 138 млн кВт·ч, или 3% от общего полезного отпуска.

По отдельным энергосистемам экономия за IV кв. 1943 г. составила у «Мосэнерго» – 38,4 млн кВт·ч (5,74%); «Ленэнерго» – 4,2 (5,2%); «Азэнерго» – 17,1 (5,9%); «Горэнерго» – 13,3 (3,24%); «Молотовэнерго» – 9,8 (3,3%); «Челябэнерго» – 15,6 млн кВт·ч¹².

Таким образом, не будет преувеличением утверждать, что постановления ГКО от 18 августа 1943 г. № 3944 и № 3945 сыграли исключительно важную роль в обеспечении надежности электроснабжения предприятий оборонно-промышленного комплекса и в повышении экономической эффективности их хозяйственной деятельности в переломный период Великой Отечественной войны.

ГКО распределяет «энергетические» трофеи

На завершающем этапе Великой Отечественной войны ГКО принимал решения о восстановлении электростанций и линий электропередач в районах, освобожденных от немецко-фашистских оккупантов, и обеспечении их строительными материалами, топливом, оборудованием и запасными частями.

Заслуживает внимания постановление № 4876 «О немедленном начале восстановления плотины и здания Днепрогэса» от 2 января 1944 г. В п. 1 постановления сообщается о передаче строительству Днепровской гидроэлектростанции заготовленных немцами «для восстановления плотины» 10 тыс. т цемента, «хранящегося на территории запорожских заводов»¹³.

Указанный факт подтверждает версию Д. Г. Жимерина о том, что оккупационные власти Германии намеревались использовать ДнепроГЭС, правда, не для электроснабжения населения Украины, а для передачи ее в «фатерланд» посредством сверхдальней воздушной линии электропередачи на высшем в то время напряжении 350–400 кВ, возможно, по системе постоянного тока.

В 1945 г. ГКО принял ряд постановлений о демонтаже и вывозе в СССР с немецких и австрийских электростанций, предприятий и складов энергетического оборудования и электротехнических изделий, в том числе 74 турбин.

¹² РГАЭ. Ф.7964. Оп.2. Д.838. Л.73.

¹³ РАГАСПИ. Ф.644. Оп.2. Д.255. Л.122.

Единственным в стране заводом, где в годы Великой Отечественной войны продолжался выпуск турбоагрегатов, был Уральский турбинный (УТЗ). В 1942 г. на его территории разместились дизельная часть ленинградского Кировского завода и Харьковский турбогенераторный завод. Всего за годы войны УТЗ выпустил 11 турбин суммарной мощностью 176 тыс. кВт. На ряде оборонных предприятий Москвы и Ленинграда с 1943 г. по 1945 г. были восстановлены (отремонтированы) 54 турбины мощностью 932,5 кВт. Это почти равнялось выпуску предвоенного 1940 г. (57 турбин мощностью 971,8 кВт) [Сафронов, 2006].

В ситуации, когда крупнейшие отечественные предприятия энергетического машиностроения по разным причинам прекратили производство профильной продукции, трофейное оборудование способствовало ускорению процесса восстановления электрохозяйства на освобожденной от врага территории.

Например, на Кураховской ГРЭС были установлены турбины мощностью 150 МВт, вывезенные с немецкой электростанции г. Мехталь, а на Каменской ТЭЦ – оборудование электростанции г. Гинденбург мощностью 81 МВт. На Львовскую ГРЭС прибыли турбины, демонтированные с электростанции г. Одерталь (рабочая мощность 30 МВт)¹⁴.

Среди «энергетических» трофеев СССР был совершенно уникальный объект – опытная воздушно-кабельная передача постоянного тока (ППТ) «Эльба – Берлин», запроектированная на мощность 60 МВт и напряжение 40 кВ. Немцы успели смонтировать 1-ю очередь выпрямительной подстанции, с которой в 1945 г. было демонтировано и вывезено в СССР: ртутных выпрямителей АЕГ-120 кВ – 24 шт.; силовых трансформаторов 100 кВ мощностью 12000 кВА – 11 шт.; дросселей на 220 кВ – 4 шт.; силового кабеля постоянного тока 220 кВ длиной 191,5 км – 404 барабана; сигнального кабеля – 222 барабана; изолирующих трансформаторов групповых 220 кВ – 2 шт.; изолирующих трансформаторов индивидуальных 110 кВ – 22 шт.¹⁵

Вышеуказанное оборудование было использовано при строительстве в 1950 г. первой в СССР опытной линии передачи постоянного тока ±100 кВ Кашира-Москва длиной 112 км.

¹⁴ РГАСПИ. Ф.644. Оп.2. Д.454. Л.103.

¹⁵ РГАЭ. Ф.7964. Оп.2. Д.1000. Л.10.

Изучением немецкого опыта проектирования передач постоянного тока и использования преобразовательного оборудования (ртутные вентили, трансформаторы и т.д.) занимался коллектив созданного в октябре 1945 г. в Ленинграде Института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ).

Краткие выводы

В годы Великой Отечественной войны советские энергетики, опираясь на утверждаемые ГКО месячные и квартальные лимиты электропотребления, успешно решали задачи гарантированного электроснабжения военной промышленности. Государственная энергетическая политика, проводимая под руководством ГКО СССР, в целом оказалась достаточно эффективной, как в отношении рационального использования дефицитных энергоресурсов, так и организации лимитированного (по сути – карточного) электроснабжения потребителей.

В 1943 г. благодаря вмешательству ГКО и лично его Председателя И.В. Сталина удалось предотвратить «блэкаут» самой крупной на тот период Уральской энергосистемы и подчинить производственные интересы потребителей – крупнейших предприятий военно-промышленного комплекса – задачам технологически обоснованного оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом.

Приведенные факты, основывающиеся на первоисточниках, свидетельствуют о том, что главным методом воздействия на промышленных потребителей электроэнергии с целью соблюдения дисциплины электроснабжения были денежные взыскания (штрафы) и, как крайняя мера, уголовная ответственность. Для стимулирования экономии электроэнергии промышленными потребителями решениями ГКО также применялись меры поощрения (премирование ИТР и рабочих-станочников за повышение коэффициента мощности электроустановок).

Литература

Кравченко, Г.С. Экономика СССР в годы Великой Отечественной войны (1941–1945) [Текст]/Г.С. Кравченко. М.: Экономика, 1970. С. 56.

Энергетики в Великой Отечественной войне: Воспоминания старейших энергетиков [Текст]: Сб. статей: Сост. Марина А.М., Котилевский Д.Г., Золотайкина М.А. и др. М.: Энергоатомиздат, 1985. С. 18–19.

Сафронов, А. А. Становление Уральского турбинного завода им. С. М. Кирова в годы Великой Отечественной войны [Текст]/А.А. Сафронов. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2006. Вып. 6. С. 248–249.

Статья поступила 03.04.2019.

Для цитирования: *Симонов Н.С. Вопросы государственной политики в решениях Госкомитета обороны СССР (1941-1945) //ЭКО. 2019. № 9. С. 104-116. DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-104-116.*

Summary

Simonov, N.S., Doct. Sci. (Histori), PJSC FGC UES, Moscow

Issues of State Energy Policy in Decisions of the USSR State Defense Committee (1941–1945)

Abstract. In the article, for the first time in historiography, a source study analysis of a set of documentary materials relating to the activities of the GKO of the USSR (GKO SSSR) on electric power management in 1941–1945 was carried out. A Schedule of 308 decisions and orders, distributed in nine homogeneous groups of management, was compiled. The historical significance of the GKO solutions dated August 18, 1943 is shown on the issues of alternating current frequency, control in electric power systems and increasing the Power Factor (PF) of electrical installations of industrial enterprises. These decisions taken during the crucial period of the Great Patriotic War prevented the “blackout” of the Ural electric power system and stimulated the producers and consumers of electric power to economical and rational use of energy resources.

Keywords: *USSR State Defense Committee; power consumption limits; electric power system; alternating current frequency; power factor (PF) of industrial electrical installations*

References

Kravchenko, G.S. (1970). The economy of the USSR during the Great Patriotic War (1941-1945). Moscow, Ekonomika Publ. P. 56. (In Russ.).

Power Energetics in the Great Patriotic War: Memories of the oldest power engineers (1985). Collection of articles edited by A.M. Marina, D.G. Kotilevskiy, M.A. Zolotaykina and others. Moscow, Energoatomizdat. Pp.18-19. (In Russ.).

Safronov, A.A. (2006). Formation of the Ural turbine plant named after S.M. Kirov during the Great Patriotic War. Yekaterinburg, Publishing house of Ural University, Issue 6. Pp. 248-249. (In Russ.).

For citation: Simonov, N.S. (2019). Issues of state energy policy in decisions of the USSR State Defense Committee (1941-1945). *ECO*. No. 9. Pp. 104-116. (In Russ.). DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-104-116.

Проблема накопления отходов в отраслях добывающей промышленности РФ¹

Т.О. ТАГАЕВА, доктор экономических наук, Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, Новосибирский государственный университет. E-mail: tagaeva@ieie.nsc.ru

В.М. ГИЛЬМУНДИНОВ, кандидат экономических наук, Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, Новосибирский государственный университет. E-mail: gilmundinov@mail.ru

Л.К. КАЗАНЦЕВА, кандидат исторических наук, Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, Новосибирск. E-mail: klk@ieie.nsc.ru

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы образования и накопления отходов в добывающем секторе и сопряженных отраслях, занятых переработкой его продукции. Данные сферы деятельности являются основным источником формирования отходов производства в России. Авторами рассчитаны показатели прямой и полной отходоёмкости в данных отраслях, позволяющие оценить нагрузку на окружающую природную среду. Проанализированы материалы Стратегии развития промышленности по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов производства и потребления на период до 2030 года. В статье рассматриваются основные направления совершенствования институциональных механизмов российского экологического законодательства, необходимые для успешной реализации целей и задач, изложенных в данном документе.

Ключевые слова: образование и накопление производственных отходов;

техногенные месторождения; показатели прямой и полной отходоёмкости; Стратегия развития промышленности по обработке отходов

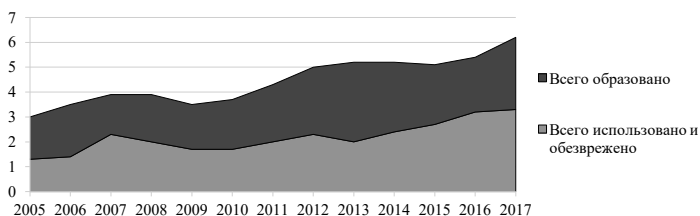
Введение

С принятием в 2014 г. федерального закона № 458-ФЗ² в России началось реформирование системы обращения с отходами. С точки зрения экономистов-экологов реформы действительно были необходимы: в данной области антропогенного воздействия на окружающую среду сложилась крайне негативная ситуация, которую до сих пор не удалось преодолеть.

¹ Работа выполнена по плану НИР ИЭОПП СО РАН, проект XI.170.1.1. «Инновационные и экологические аспекты структурной трансформации российской экономики в условиях новой геополитической реальности», № АААА-А17–117022250127–8.

² См. федеральный закон № 458 ФЗ от 29.12.2014 «О внесении изменений в ФЗ № 89-ФЗ от 24.06.98 “Об отходах производства и потребления” и отдельные законодательные акты РФ».

Растет как ежегодный объем образования отходов производства и потребления (в 2017 г. – более чем в два раза по сравнению с 2005 г. (рис. 1)), так и объем накопленных отходов, оценка которых весьма условна: от 30 до 100 млрд т. Такой разброс цифр при оценке объясняется рядом объективных и субъективных причин и сложностей. С одной стороны, ранее накопленные отходы подвергаются процессам разложения, выветривания, вымывания и зарастания растительностью, с другой, неконтролируемо организуются несанкционированные свалки, и широко развит теневой бизнес в этой сфере.



Источник рис. 1, 2: составлено по данным Росстата.

Рис. 1. Динамика образования, использования и обезвреживания отходов производства и потребления в 2005–2017 гг., млрд т

Степень использования и обезвреживания отходов в 2016 г. составила 59,3%, в 2017 г. – 53,2%. В развитых европейских странах доля отходов, вовлеченных в повторное производство, составляет 80–87%, что значительно превышает аналогичный показатель в России³.

Наибольший вклад в образование отходов в РФ вносит горнодобывающая промышленность, а именно – добыча угля и торфа, причем доля отрасли в общем объеме промышленных отходов, по данным Росстата, существенно увеличилась за последнее десятилетие: с 49% в 2005 г. до 62,3% в 2017 г. (рис. 2). Большое количество отходов (24% общего объема) возникает при извлечении металлических руд. На долю добычи прочих полезных ископаемых приходится около 6–10%.

³ Распоряжение Правительства от 25.01.2018 г. № 84-р об утверждении Стратегии развития промышленности по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов производства и потребления на период до 2030 г. С. 6. URL: <http://static.government.ru/media/files/y8PMkQGZLfbY7jhn6QMruaKoferAowzJ.pdf> (дата обращения: 15.03.2019).



Рис. 2. Вклады отраслей в образование отходов в 2005 г., 2017 г., %

Примечательно, что при добыче сырой нефти и природного газа отходов почти не образуется (менее 1% от суммарного объема). Однако, с нашей точки зрения, из-за особенностей статистического учета, экологический вред от данного вида деятельности, в том числе – в области образования отходов, сильно недооценен. Сегодня буровые растворы классифицируются как сточные воды, хотя по степени воздействия на окружающую среду их логичнее считать жидкими отходами. Вред наносится как от проникновения нефтепродуктов в почву и грунтовые воды, так и в виде испарений в атмосферу. Например, с одного только Туймазинского нефтегазового месторождения в атмосферу попадает до 123 т нефтепродуктов ежегодно [Ладыгин и др., 2018].

Существен вклад в образование отходов добычи неэнергетических ископаемых (камня, гравия, песка, глины, фосфатов, калийных солей и др.), а также отраслей, перерабатывающих продукцию добывающего сектора. Например, на долю металлургии приходится 2–5% общего объема отходов.

В макрорегиональном разрезе первое место в стране по количеству отходов занимает Сибирский федеральный округ (4417,6 млн т, или 71% от их общего количества в 2017 г.). Главным образом – «благодаря» вкладу Кемеровской области, основного угледобывающего региона РФ. Образование отходов на душу населения в СФО (229 т/чел. в 2017 г.) более чем в пять раз превысило среднероссийский уровень (42,4 т).

Проблема образования и накопления отходов добывающей промышленности рассматривается в работах многих авторов [Боднарук и др., 2013; Озерова, 2015; Ефимов и др., 2017; Хохряков, Цейтлин, 2012]. Все они единодушно поддерживают точку

зрения о чрезвычайно негативном воздействии на окружающую среду отходов данного вида, несмотря на их принадлежность в основном к IV и V классам опасности⁴.

Под складирование горно-промышленных отходов в целом по России занято свыше 500 тыс. га земель (и плюс к этому ежегодно отчуждается около 10 тыс. га, пригодных для сельского хозяйства)⁵, но их негативное воздействие проявляется на территории, превышающей эту площадь в 10–15 раз.

В процессе разработки месторождений, переработки и обогащения полезных ископаемых на прилегающих к предприятиям территориях накапливаются твёрдые отходы добычи (отвалы, окисленные руды, илы в прудах нейтрализации рудничных вод), хвосты (отходы обогащения полезных ископаемых), отходы металлургической (шлаки, золы и др.) и гидрометаллургической (шламы) переработки. В последнее время к ним применяется термин «техногенные месторождения» и они рассматриваются как дополнительный источник минерального сырья для будущих, а частью – и нынешних разработок. Это гигантские по объемам ресурсы. Например, на Урале (в Республике Башкортостан, Пермском крае, Свердловской и Челябинской областях) к 2016 г. накопилось почти 323 млн т отходов (в том числе 305 млн т – V класса опасности), полученных преимущественно при добыче и первичном переделе минерального сырья⁶.

Суммарное содержание полезных компонентов, которые накапливаются в техногенных месторождениях за 20–30 лет, сопоставимо, а иногда и превышает их количество в ежегодно добываемых рудах. Например, на шламохранилище Качканарского ГОК на Среднем Урале по состоянию на 2000 г. насчитывалось более 900 млн т техногенных отходов, содержащих много ценных металлов (скандия, галлия, стронция, титана и др.). При этом количество скандия в них уже в то время превысило 100 тыс. т,

⁴ Статья 4.1 федерального закона об отходах производства и потребления (введена ФЗ от 30.12.2008 № 309-ФЗ): отходы в зависимости от степени негативного воздействия на окружающую среду подразделяются на пять классов опасности: I – чрезвычайно опасные; II – высокоопасные; III – умеренно опасные; IV – малоопасные; V – практически неопасные отходы.

⁵ Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2016 году». М.: Минприроды России; НИИ-Природа. 2017. 760 с.

⁶ Там же.

что составляет более 60% мировых запасов этого металла [Макаров, 2000].

Помимо отвлечения значительных территорий для складирования, отходы наносят непосредственный вред окружающей природной среде: нарушают естественные биогеохимические циклы, загрязняют вредными и токсичными веществами атмосферу, почву, поверхностные и подземные воды. По экспертным оценкам, на начало 2016 г. было накоплено приблизительно 80 млрд т пород (отходов нефтегазовой, химической, металлургической и горнодобывающей промышленности), содержащих до 16% токсичных веществ [Проблемы утилизации..., 2015; Умнов, 2017].

Таким образом, цель настоящего исследования – оценка экологической нагрузки отраслей добывающей промышленности – представляется весьма актуальной, а задачи, связанные с ее реализацией (расчет и анализ показателей отходоёмкости отраслей, изучение существующих механизмов снижения негативного воздействия на окружающую среду предприятиями добывающей промышленности и разработка основных направлений их совершенствования), чрезвычайно важными и требующими незамедлительного решения.

Методы и материалы

В исследовании применялись методы межотраслевого анализа. Были рассчитаны прямые коэффициенты образования отходов в сфере деятельности i (g_i), которые показывают объем образования отходов, полученных при производстве единицы выпуска в отрасли i , и могут быть рассчитаны по формуле:

$$g_i = \frac{G_i}{X_i}, \quad (1)$$

где G_i – объем образования отходов в отрасли i , X_i – объем производства в отрасли i .

Кроме того, на основе концепции полных затрат межотраслевого баланса были рассчитаны полные коэффициенты образования отходов конкретных отраслей, показывающие количество отходов, полученных при производстве единицы конечного выпуска в отрасли с учетом всех межотраслевых взаимосвязей.

Расчет полных коэффициентов образования отходов может быть получен следующим образом:

$$f_j = \sum_{i=1}^n g_i b_{ij}, \quad (2)$$

где b_{ij} – межотраслевые коэффициенты матрицы полных затрат (обратная матрица к матрице, представляющей разность единичной матрицы и матрицы коэффициентов прямых материальных затрат), n – число отраслей.

Полные коэффициенты образования отходов для 2016 г. были получены с использованием последней предоставляемой российской статистикой версии межотраслевого баланса⁷. Прямые и полные коэффициенты образования отходов носят названия прямой и полной отходоёмкости, которая показывает истинную удельную нагрузку отраслей на окружающую среду.

Также для оценки последствий институциональных изменений в сфере обращения с отходами были использованы результаты прогнозных расчетов по динамической межотраслевой модели с экологическим блоком, которая была разработана и функционирует в Институте экономики и организации промышленного производства СО РАН. Данный модельный комплекс уже использовался для прогнозирования выбросов загрязняющих атмосферу веществ и сбросов загрязненных сточных вод [Гильмундинов и др., 2011], в последнее время авторами разработана и апробируется методика его использования для оценки объемов загрязнения окружающей среды отходами производства и потребления.

Результаты

Показатели полной и прямой отходоёмкости в добывающих отраслях и в производствах прямого передела их продукции представлены в таблице 1.

Обращает на себя внимание тот факт, что в некоторых сферах экономической деятельности полные коэффициенты многократно превышают прямые: например, при производстве кокса и нефтепродуктов – в 609 раз, производстве и распределении электроэнергии, газа и воды – в 35 раз, в строительстве – в 31 раз.

⁷ Таблицы ресурсов и использования товаров и услуг за 2015 г. [официальный сайт Росстата]. URL: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/accounts/# (дата обращения: 01.03.2019).

Таблица 1. Прямая и полная отходоёмкость в 2016 г. (в ценах 2015 г.) в отраслях добывающей промышленности и отраслях переработки продукции добывающих отраслей

Вид экономической деятельности	Коэффициенты образования отходов, кг на 1 тыс. руб. валового выпуска		Превышение полных коэффициентов над прямыми, раз
	прямые	полные	
Добыча каменного угля, бурого угля и торфа	3910,7	4773,0	1,2
Добыча сырой нефти и природного газа	1,4	17,4	12,8
Добыча металлических руд	1883,1	1959,6	1,0
Добыча прочих полезных ископаемых	577,4	609,9	1,1
Производство кокса и нефтепродуктов	0,1	43,0	609,0
Химическое производство	5,4	57,7	10,7
Производство прочих неметаллических минеральных продуктов	19,3	144,2	7,5
Металлургическое производство	38,9	435,3	11,2
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	3,7	130,4	34,8
Строительство	2,2	68,8	31,3

Источник табл. 1, 2: составлено авторами по результатам расчетов.

Поясним процесс образования полных отходов на примере производства кокса. Как видно из таблицы, этот вид деятельности сам по себе не является отходоёмким ($g_{23} = 0,1$ кг на 1 тыс. руб. готовой продукции⁸). Это означает, что при производстве кокса на 1 тыс. руб. (в ценах 2015 г.) образуется лишь 100 г отходов (коксовой крошки). Производство кокса основано на процессе гидролиза, целью которого является отделение углерода от всех остальных веществ, входящих в состав исходного сырья, путем его нагревания без доступа воздуха. Другими словами, кокс получается в результате удаления летучих веществ из каменного угля, поэтому основной негативный эффект от его производства – выбросы загрязняющих атмосферу веществ.

Однако для того, чтобы произвести кокса на 1 тыс. руб., необходимо переработать некоторое количество коксующегося угля

⁸ Вид деятельности «Производство кокса и нефтепродуктов» занимает 23-ю позицию в Таблице ресурсов и использования товаров и услуг за 2015 г. [официальный сайт Росстата]. URL: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/accounts/# (дата обращения: 01.03.2019).

(его стоимостной объем оценивается как $a_{10,23}$ тыс. руб.,⁹ где a_{ij} – элемент матрицы коэффициентов прямых материальных затрат). А вот при добыче угля, как уже отмечалось, отходы образуются в большом количестве. Так, при добыче на сумму 1 тыс. руб. будет образовано почти 4 т отходов (вскрышные и вмещающие отходы, отвалы и другие отходы): $g_{10} = 3910,7$ кг на 1 тыс. руб.

Таким образом, чтобы произвести кокса на сумму 1 тыс. руб., придется образовать суммарные отходы в количестве не менее $g_{10} \times a_{10,23} + g_{23}$ кг (при производстве кокса, кроме угля, используется также продукция других отраслей, тоже образующих отходы). Разделив рассчитанные таким образом полные отходы на объем производства в рассматриваемой отрасли, получим ее полную отходоёмкость, которая значительно превышает прямую (для производства кокса и нефтепродуктов – в 609 раз (см. табл. 1)).

По результатам расчетов прямой экологической нагрузки виды деятельности по добыче угля и торфа, металлических руд, прочих неэнергетических полезных ископаемых являются наиболее отходоёмкими в экономике, однако их прямая отходоёмкость практически совпадает с полной. Если же рассматривать образование отходов с учетом всех межотраслевых связей, к числу наиболее загрязняющих отраслей нужно отнести добычу сырой нефти и природного газа, а также ряд перерабатывающих производств: неметаллических минеральных продуктов, кокса и нефтепродуктов, металлургию и производство готовых металлических изделий, производство и распределение электроэнергии, газа и воды. На наш взгляд, для этих видов экономической деятельности удельную нагрузку на окружающую среду в сфере образования отходов необходимо оценивать по полной отходоёмкости.

Анализ динамических процессов показывает, что коэффициенты как прямой, так и полной отходоёмкости существенно не менялись с начала 2000-х гг., что говорит об отсутствии значительных технологических изменений в рассматриваемых отраслях. Таким образом, некоторое сокращение среднегодовых темпов прироста накопленных отходов (табл. 2) объясняется

⁹ Вид деятельности «Производство каменного и бурого угля» занимает 10-ю позицию в Таблице ресурсов и использования товаров и услуг...

экономическими трудностями конъюнктурного характера, периодически возникающими в годы кризисов и рецессии.

Таблица 2. Среднегодовые темпы роста накопленных отходов по видам экономической деятельности в 2006–2017 гг., %

Вид экономической деятельности	2006–2009	2010–2013	2014–2017
Добыча каменного угля, бурого угля и торфа	109	111	108
Добыча металлических руд	111	109	106
Добыча прочих неэнергетических полезных ископаемых	111	109	107
Химическое производство	113	107	103
Металлургия	112	108	106
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	114	107	103

Обсуждение

В последние годы в связи с реформированием сферы обращения с отходами, в обществе и в органах государственного управления повысился интерес к проблеме переработки отходов. В начале 2018 г. Правительством РФ была принята Стратегия развития промышленности по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов производства и потребления на период до 2030 г. (далее – Стратегия), согласно которой предполагается довести долю утилизированных и обезвреженных отходов в общем объеме образованных отходов до уровня развитых стран (86%). В этих целях по всей стране предполагается создание 70 экотехнопарков и 226 производственно-технических комплексов по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов.

В настоящее время функционирует только шесть таких комплексов. Строительство экотехнопарков активно начато в 2019 г. Раньше всех (по оценкам специалистов, в 2022 г.) будет введен в действие экотехнопарк в Новокузнецке, который создается на базе существующего технопарка «Западный». Согласно Инновационному сценарию Стратегии, к 2030 г. уровень образования отходов по сравнению с 2016 г. должен снизиться на 3,7%. На наш взгляд, эти цифры выглядят не слишком реалистично, потому что в настоящее время уровень образования отходов растет: в 2016 г. – на 6% относительно предыдущего года, в 2017 г. – на 15%.

Немало внимания в документе уделено проблемам снижения экологической нагрузки добывающих отраслей, однако развитие новых способов утилизации отходов добывающей промышленности Стратегия связывает главным образом с усовершенствованием технологий закладки горных выработок, основывающихся на создании и применении специальных пластичных материалов. При этом, к сожалению, в ней ничего не говорится о внедрении современных технологий утилизации и переработки уже имеющихся и продолжающих накапливаться техногенных отходов, хотя уже имеется опыт эффективного их использования [Ладыгин и др., 2018; Кнатько и др., 2015; Абдрахимов, Колпаков, 2019].

Например, в Красноярском крае на объектах ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» переработка отходов производится непосредственно на нефтяном месторождении без складирования шламов в специализированных амбарах и на полигонах. На Куюмбинском месторождении для этого используется установка термической деструкции (УТД-2–800 и УТД-2–2000) производства компании ИРЕС (ПГ «Безопасные Технологии») [Ладыгин и др., 2018].

Принцип ее работы основан на низкотемпературном пиролизе: нагревании нефтесодержащих отходов в условиях дефицита кислорода с последующим разделением, конденсацией и очисткой полученного продукта. На выходе получают техническую воду, которая подходит для приготовления новых партий буровых растворов, и промышленный грунт, используемый для отсыпки автодорог, обваловки площадок и скважин, рекультивации карьеров. Эта технология хорошо подходит для переработки кислых гудронов, которые образуются при контакте нефти и нефтепродуктов с серной кислотой, используемой при нефтепереработке, а также в химической промышленности – при переработке резины и старых шин, некоторых видов пластика, пленок и замазученных грунтов.

Производительность описываемой установки – 2000 кг нефтесодержащих отходов в час, ее использование непосредственно на участке добычи позволяет предприятию значительно сократить расходы на переработку, вывоз и захоронение отходов, а также снижает негативное воздействие на окружающую среду.

На сегодня подобные установки применяются на Вангапуровском месторождении (ПАО «Газпром», г. Ноябрьск), на Щельяюрском (ПАО «Лукойл», Республика Коми), пользуются спросом

у зарубежных компаний. На наш взгляд, в России необходимо стимулировать более широкое применение данной технологии. В том числе потому, что основной способ снижения экологической нагрузки при нефтедобыче, используемый в настоящее время – это разведение отходов водой для снижения класса опасности с V до IV. Это самый «дешевый» и простой на сегодня метод. Однако с экологической точки зрения он весьма сомнителен, поскольку приводит к непоправимым тратам водных ресурсов.

Возвращаясь к вопросу о реалистичности Инновационного сценария Стратегии, отметим, что, по нашей прогнозной оценке, для отраслей добывающей промышленности, даже если реализовать все намеченные планы (а практика показывает, что это редко получается), удастся лишь снизить темпы прироста накопленных отходов в 2,7 раза (с 7,1% в 2017 г. до 2,6% в 2024 г.), но никак не сократить их объем.

Для более активной борьбы с накопленными отходами, с точки зрения авторов, необходимо вводить новые институциональные механизмы, которые бы позволили стимулировать, прежде всего, ввод в действие новых мощностей по переработке отходов на основе современных технологий. В условиях слабого инвестиционного климата и общих проблем развития добывающих отраслей задача представляется достаточно сложной [Алексеев, Кузнецова, 2011; Kontorovich et al., 2018].

Заключение

Итак, отрасли добывающей промышленности и смежные с ними перерабатывающие производства являются основным источником формирования производственных отходов в России. Однако существующая система учета экологической нагрузки далеко не всегда позволяет адекватно оценить тот вред, который то или иное производство наносит окружающей среде. Истинную удельную нагрузку на окружающую среду необходимо оценивать с помощью показателей полной отходоёмкости, рассчитанной с учетом всех межотраслевых взаимосвязей. Особенно это касается таких видов деятельности, как металлургия и производство готовых металлических изделий, производство и распределение электроэнергии, газа и воды, добыча сырой нефти и природного

газа, производство неметаллических минеральных продуктов, кокса и нефтепродуктов.

К сожалению, во властных кругах, в статистических органах господствует точка зрения об относительно низкой вредности отходов добывающей промышленности, поскольку они относятся в основном к V классу опасности. Очевидно, именно этим обусловлено отсутствие в современном законодательстве, включая стратегические документы, эффективных стимулов для повышения степени переработки и использования отходов этих отраслей.

Деятельность по обращению с отходами V класса практически не лицензируется. Экологические сборы за тонну таких отходов в 2019 г. составляют всего 1,14 руб.¹⁰ Часто предприятия стремятся перевести отходы I–IV класса опасности в V класс или сертифицируют их в качестве сырья, что позволяет экономить на плате за негативное воздействие на окружающую среду (НВОС).

Более того, на сегодняшний день предприятиям на законных основаниях разрешается в течение 11 месяцев накапливать отходы на своей территории с целью их дальнейшей утилизации и обезвреживания (снижения массы, обеззараживания и т.д.) – без уплаты платежей НВОС. Однако фактически в течение всего этого времени (а зачастую гораздо дольше, как показывает практика) происходит беспрепятственное выделение вредных веществ в атмосферу, проникновение в почву и грунтовые воды, то есть природе наносится ущерб, за который никто не несет ответственности. Между тем безопасное размещение отходов (за которое и взимаются сборы НВОС) подразумевает их хранение и захоронение в специально предназначенных для этого объектах.

С точки зрения авторов, в Стратегии развития промышленности по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов производства и потребления на период до 2030 г. недостаточно внимания уделяется механизмам решения экологических проблем отраслей добывающей промышленности. По нашей оценке, реализация Инновационного сценария Стратегии позволит

¹⁰ Постановление Правительства РФ от 13.09.2016 № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» // Консультант Плюс. URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=301545&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.6211451662364209#008461947688806148> (дата обращения: 14.04.2019).

лишь снизить темпы прироста накопленных отходов в 2,7 раза, но не сократить их объем.

Эти и другие пробелы в экологическом законодательстве и в программных документах природоохранного характера необходимо ликвидировать в ближайшей перспективе, чтобы добиться существенного сокращения накопления отходов производства и потребления.

Литература

Абдрахимов В. З., Колпаков А. В. Аспекты использования отходов топливно-энергетического комплекса и химической промышленности в производстве керамического кирпича // *Экология и промышленность России*. 2019. Т. 23. № 1. С. 11–14.

Алексеев А. В., Кузнецова Н. Н. Инвестиционный процесс в российской экономике в условиях неустойчивого экономического роста // *Инвестиции в России*. 2011. № 3. С. 3–11.

Боднарук М. Н., Савон Д. Ю., Маркер Е. В., Проскурникова И. А., Адигамова Ж. А., Аржаткина М. С., Ларионова Е. Н., Полихронова О. Т. Эколого-экономические проблемы топливно-энергетического комплекса России: Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельные статьи (специальный выпуск). М.: Горная книга. 2013. № 9. 38 с.

Гильмундинов В. М., Казанцева Л. К., Тагаева Т. О. Проблемы охраны водных и атмосферных ресурсов России / Отв. ред. А. Г. Коржубаев, Новосибирск. ИЭОПП СО РАН, 2011. 166 с.

Ефимов В. И., Сиборов Р. В., Корчагина Т. В. К вопросу образования отходов производства от предприятий угольной отрасли в Кузбассе // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. 2017. № 1. С. 85–96.

Кнатъко М., Жабриков С., Подлипский И. Утилизации отходов топливно-энергетического комплекса // *Экология и промышленность России*. 2015. Т. 19. № 4. С. 20–23.

Ладыгин К. В., Стомпель С. И., Спектор Ю. Л. Утилизация нефтесодержащих отходов // *Экология производства*. 2018. № 4. С. 70–73.

Макаров А. Б. Техногенные месторождения минерального сырья // *Соровский образовательный журнал*. 2000 г. Т. 6. № 8. С. 76–80.

Озерова Е. М. Обоснования территориальных схем обращения с отходами для организаций нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности // *Сфера. Нефть и газ*. 2015. № 2. С. 106–108.

Проблемы утилизации отходов на предприятиях топливно-энергетического комплекса // Центр сертификации и лицензирования «Единый стандарт». 27.05.2015. URL: <https://1cert.ru/stati/problemy-utilizatsii-otkhodov-na-predpriyatiyakh-tek> (дата обращения: 11.04.2019).

Умнов В. А. Эколого-экономическая оценка управления техногенными месторождениями // *Вестник РГГУ*. 2017. № 2 (8). С. 21–29.

Хохряков А. В., Цейтлин Е. М. Образование отходов металлургических предприятий Урала и их воздействие на окружающую среду // *Известия Самарского научного центра Российской академии наук*. 2012. Т. 14. № 1 (3). С. 834–837.

Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V., Nikitenko S. M. Key problems in the development of the Power of Siberia project // *Regional Research of Russia*. 2018. Vol. 8. № 1. P. 92–100.

Статья поступила 17.05.2019.

Для цитирования: Тагаева Т.О., Гильмундинов В.М., Казанцева Л.К. Проблема накопления отходов в отраслях добывающей промышленности РФ// ЭКО. 2019. № 9. С. 117-131. DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-117-131.

Summary

Tagaeva, T. O. *Doct. Sci. (Econ.), Institute of Economics and Industrial Engineering, SB RAS, Novosibirsk State University*

Gilmundinov, V. M., Cand. Sci. (Econ.), Institute of Economics and Industrial Engineering, SB RAS, Novosibirsk State University

Kazantseva, L. K., Cand. Sci. (His.), Institute of Economics and Industrial Engineering, SB RAS, Novosibirsk

The Problem of Accumulating Industrial Mining Waste in the Russian Federation

Abstract. The article deals with problems of generation and accumulation of waste in mining industries and industries engaged in processing of its products. These areas of activity are the main source of waste generation in Russia. The authors calculated direct and total coefficients of waste generation in the mining industries that allow assessing the load on the environment. The Strategy for development of waste treatment industry up to 2030 is analyzed. The article discusses the main directions of improving institutional mechanisms of the Russian environmental legislation, which are necessary for successful implementation of the Strategy's goals and objectives.

Keywords: *generation and accumulation of industrial waste; man-made deposits; direct and total coefficients of waste generation; Strategy for development of waste treatment industry*

References

Abdrakhimov, V.Z., Kolpakov, A.V. (2019). Aspects of the use of waste fuel and energy complex and chemical industry in the production of ceramic bricks. Ecology and Industry of Russia. *Ekologiya i promyshlennost' Rossii*. Vol. 23. No. 1. Pp. 11–14. (In Russ.).

Alekseev, A.V., Kuznetsova, N.N. (2011). Investment process in the Russian economy in the conditions of unstable economic growth. Investments in Russia. *Investitsii v Rossii*. No. 3. Pp. 483–491. (In Russ.).

Bodnaruk, M.N., Savon, D. Yu., Marker, E.V., Proskurnikova, I.A., Adigamova, J.A., Arzhatkina, M.S., Larionova, E.N., Polikhronova, O.T. (2013). Ecological and economic problems of the fuel and energy complex of Russia: Mining information and analytical bulletin (scientific and technical journal). Selected articles (special issue). *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten' (nauchno-tehnicheskii zhurnal). Otdel'nyye stat'i (spetsial'nyy vypusk)*. Moscow. Mining Book Publishing House. No. 9. 38 p. (In Russ.).

Efimov, V.I., Siborov, R.V., Korchagina, T.V. (2017). On the issue of production waste from the coal industry enterprises in Kuzbass. Mining information and analytical bulletin. *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten'*. No.1. Pp. 85–96. (In Russ.).

Gilmundinov, V.M., Kazantseva, L.K., Tagaeva, T.O. (2011). *Problems of water and atmospheric resources protection in Russia* / resp. edited by A. G. Korzhubaev; IEIE SB RAS. Novosibirsk. 166 p. (In Russ.).

Khokhryakov, A.V., Zeitlin, E.M. (2012). Formation of wastes of metallurgical enterprises of the Urals and their impact on the environment. Proceedings of the Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences. *Izvestiya Samarskogo nauchnogo tsentra Rossiyskoy akademii nauk*. Vol. 14. No. 1 (3). Pp. 834–837. (In Russ.).

Knat'ko, M., Zhabrikov, S., Podlipsky, I. (2015). Utilization of the Waste of the Fuel-Energy Complex. *Ecology and Industry of Russia. Ekologiya i promyshlennost' Rossi*. T. 19. No. 4. Pp. 20–23. (In Russ.).

Kontorovich, A.E., Eder, L.V., Filimonova, I.V., Nikitenko, S.M. (2018). Key problems in the development of the Power of Siberia project. *Regional Research of Russia. Regional Research of Russia*. Vol. 8. No. 1. Pp. 92–100.

Ladygin, K.V., Stoppel, S.I., Spektor, Yu.L. (2018). Disposal of oily waste. Ecology of production. *Ekologiya proizvodstva*. No. 4. Pp. 70–73. (In Russ.).

Makarov, A.B. (2000). Technogenic deposits of mineral raw materials. Soros Educational Journal. *Sorosovskiy obrazovatel'nyy zhurnal*. No. 8(6). Pp. 76–80. (In Russ.).

Ozerova, E.M. (2015). Justification of territorial waste management schemes for organizations of the oil producing and refining industry. Sphere. Oil and gas. *Sfera. Neft' i gaz*. No. 2. Pp. 106–108. (In Russ.).

Problems of waste disposal at the enterprises of the fuel and energy complex (2015). Certification and licensing center “Unified Standard” 27.05.2015. *Tsentri sertifikatsii i litsenzirovaniya «Yedinyy standart»*. 27.05.2015. Available at: <https://1cert.ru/stati/problemy-utilizatsii-otkhodov-na-predpriyatiyakh-tek> (accessed 11.04.2019). (In Russ.).

Umnov, V.A. (2017). Ecological and economic assessment of the management of technogenic deposits. Bulletin of the RSUH. *Vestnik RGGU*. No. 2 (8). Pp. 21–29. (In Russ.).

For citation: Tagaeva, T.O., Gilmundinov, V.M., Kazantseva, L.K. (2019). The Problem of Accumulating Industrial Mining Waste in the Russian Federation. *ECO*. No. 9. Pp. 117-131. (In Russ.). DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-117-131.

DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-132-154

Статистический анализ дифференциации российских регионов по уровню публикационной активности

Д.С. ТЕРЕЩЕНКО, Санкт-Петербургская школа экономики и менеджмента, НИУ «Высшая школа экономики», Санкт-Петербург.
E-mail: dtereshch@gmail.com

В.С. ЩЕРБАКОВ, кандидат экономических наук, Омский государственный университет им. Ф. М. Достоевского, Омск. E-mail: chsherbakov.v@gmail.com

Аннотация. Сегодня широко применяется измерение эффективности научной деятельности на основе показателей публикационной активности. Зачастую данная процедура осуществляется только на микроуровне: преподаватель, кафедра, департамент, институт, факультет, университет и т.п. При этом отсутствуют систематический механизм и структура её измерения на субнациональном уровне, в то время как многие другие показатели научной деятельности, например расходы на НИР, измеряются (и планируются) в том числе в региональном разрезе. В статье приводятся межвременной и межрегиональный эмпирический анализ и обоснование принципиальной необходимости введения субнационального уровня мониторинга и исследования публикационной активности, а также производится кластеризация регионов Российской Федерации по данному показателю. Особое внимание уделено различиям в публикационной активности по тем или иным уровням (РИНЦ, ВАК, Scopus/ Web of Science), а также взаимосвязи показателей публикационной активности с показателями финансирования науки в регионах.

Ключевые слова: публикационная активность; наукометрические показатели; региональная наука; региональная экономика; научная деятельность; финансирование науки; НИР; кластеры

Введение

В текущих условиях все больше уделяется внимания и предъявляется требований к показателям публикационной активности научных работников, преподавателей вузов. Особенно остро этот вопрос встает при обсуждении деятельности организаций высшего образования: современный преподаватель, по мировым стандартам, должен обладать достаточной квалификацией для сочетания в своей работе педагогической и научной деятельности [Teodorescu, 2000. С. 212].

Однако в российских условиях все не так просто. Есть свидетельства того, что в последние годы рост педагогической нагрузки вузовских преподавателей сочетается с увеличением требований по их научной деятельности [Демина, 2014. С. 132]. С учетом того, что сформировавшаяся в России организационная структура учебного процесса изначально не предполагала от профессорско-преподавательского состава ведения активной научной деятельности, данная ситуация порождает определенный конфликт уже с точки зрения того, что не каждый первоклассный исследователь является отличным педагогом и наоборот [Макарова, 2010. С. 105].

Более того, как отмечает Гареев Р.Р., с позиции психологии труда проведение исследований и преподавание – это разные виды деятельности. Так, научный работник – это в первую очередь предметно-ориентированный, а преподаватель – социально ориентированный специалист [Гареев, 2017. С. 78].

Между тем показатели публикационной активности и цитируемости входят в перечень индикаторов, учитываемых при составлении различных рейтингов университетов, как на международном, так и на российском уровне. Российские, и особенно международные рейтинги, в свою очередь, имеют большое значение из-за усиливающейся конкуренции на образовательном рынке, в том числе в борьбе за привлечение абитуриентов и получение финансирования.

Более того, в Российской Федерации эти показатели входят в законодательно установленный перечень критериев, используемый для измерения и оценки научной деятельности в различных разрезах. Динамика современного российского законодательства в области требований к публикационной активности довольно подробно изучена многими отечественными исследователями [Иванова, 2011; Дородонова, 2012; Калинин, Джулай, 2013; Рыкова, 2013; Семисорова, 2014].

На практике публикационная активность измеряется в основном на микроуровне: преподаватель, кафедра, департамент, институт, факультет, университет и т.п. Измерение этого показателя на уровне региона практически не проводится, притом что многие другие показатели научной деятельности измеряются (и планируются) в том числе на региональном уровне. Например, Росстат проводит межрегиональные сравнения по таким пара-

метрам, как «Затраты на информационные и коммуникационные технологии», «Внутренние затраты на научные исследования и разработки», «Поступление патентных заявок», «Выдача патентов», «Затраты на технологические инновации».

Таким образом, получается, что индикаторы публикационной активности не встроены в систему социально-экономических показателей функционирования региона. Но насколько это вообще необходимо? Для того чтобы ответить на этот вопрос, нужно решить, как связана публикационная активность с экономическим и инновационным развитием регионов. Каким образом можно (и нужно ли) стимулировать ее на субнациональном уровне? И т.д.

В рамках данной статьи мы попытались оценить научную деятельность через агрегированное измерение публикационной активности регионах РФ. Это, на наш взгляд, позволит обосновать необходимость выделения данного уровня анализа для понимания происходящих в научно-образовательном сообществе процессов и дальнейшей разработки более взвешенной и точечной государственной политики в сфере науки и образования.

По поводу внедрения в России процедур измерения публикационной результативности на основе международных библиометрических индексов в российском академическом сообществе до сих пор не сложилось единого мнения.

Ряд исследователей утверждает, что такая оценка эффективности работы ученых и преподавателей искажает реальную картину, поскольку в ней учитываются только англоязычные публикации. Проблема усугубляется низкой степенью интегрированности российских ученых в мировое научное сообщество, слабой представленностью российских журналов в иностранных индексах цитирования, а также проблемами корректной транслитерации русских имен и фамилий [Evdokimov и др., 2014; Болотов и др., 2014; Оганов, Трущелев, 2012]. Даже в работе внутрироссийских систем цитирования случаются технические проблемы, связанные, например, с опечатками в фамилиях, неправильным указанием аффилиации авторов и т.п., и неизбежно приводящие к искажению результатов [Иванова, 2011. С. 62]. В зарубежных индексах риск таких искажений возрастает на порядок. Другой тип искажений обусловлен явным «перекосом» публикационной активности в пользу естественных и точных наук. В отличие от них, для ученых социально-гуманитарных

направлений научная статья не всегда является основным результатом деятельности [Болотов и др., 2014. С. 243–245]. Помимо конкретных международных индексов цитирования, критике подвергается и сама система стимулирования научно-педагогических кадров, привязанная к показателям публикационной активности. В частности, утверждается, что в сочетании с архаичной организационной системой науки и образования внедрение жестких требований к числу публикаций приводит к снижению их уровня и неэтичным способам достижения нужных результатов (повторная публикация старых статей, условное соавторство, самоцитирование и цитирование «по договоренности» и т.п.) [Демина, 2014. С. 133–135].

Тем не менее нельзя не признать, что показатели публикационной активности и цитируемости плотно вошли в современную систему оценки результатов работы научных сотрудников, профессорско-преподавательского состава, а также научных и образовательных организаций. На общемировом уровне прямая связь между вкладом того или иного автора в науку и показателями его цитируемости практически не подвергается сомнениям. Успешная интеграция российских исследователей в мировую науку, в свою очередь, неразрывно связана с принятием действующих в ней «правил игры», которые во многом завязаны именно на библиометрические индикаторы в качестве измерителя научной продуктивности [Савинов, 2012. С. 152–155].

Вопросы объективного измерения публикационной активности приобретают особую актуальность в сфере принятия решений о финансировании научных исследований и разработок и в целом – деятельности научных и образовательных организаций. Это тем более важно, что увеличение (или сохранение) размеров бюджетного финансирования нередко расширяет (сохраняет) возможности для развития целого ряда направлений исследований, проведения НИОКР, расширения трудовых коллективов, развития внутрirosсийских и международных научных связей [Брумштейн и др., 2013. С. 126].

Положительная связь между объемами расходов на науку (в абсолютном и относительном выражении) и продуктивностью научных изысканий, измеряемых в том числе показателями публикационной активности, подтверждается в большинстве современных исследований при анализе как на микро- [Иванова,

2011; Turko и др., 2016], так и на макроуровне [Москалева, 2014; Ivanov et al., 2014]. Впрочем, некоторые исследователи не обнаруживают связи между указанными показателями [Кириллова, Солошенко, 2012. С. 171–172].

Возможно, это объясняется тем, что дополнительное финансирование может способствовать как активизации реальной научной деятельности и росту продуктивности, так и распространению ее имитации, в том числе за счет роста числа публикаций, не подкрепленных реальными научными результатами.

Публикационная активность в основном измеряется на уровне отдельных преподавателей, факультетов, университетов и т.п., что, с одной стороны, вполне логично, ведь именно они и являются единицами оценки эффективности научной деятельности. С другой стороны, решения о финансировании науки, как правило, принимаются на макроуровне, и в этом смысле было бы логично иметь сопоставимый уровень показателей. Между тем данные о расходах на НИР в разрезе отдельных университетов зачастую являются недоступными, а данные о публикационной активности нечасто агрегируются на региональном уровне.

Необходимость рассматривать динамику показателей публикационной активности на региональном уровне отмечал Е. Задереев [Задереев, 2010]. Некоторые шаги в этом направлении сделали А.Н. и Н.А. Демьяненко, которые на основе ряда показателей публикационной активности по экономическим дисциплинам¹ выделили 50 центров экономической науки в Азиатской России. Применяв кластерный подход, они разделили эти центры на группы, выделив центры национального уровня (Екатеринбург, Новосибирск, Хабаровск), межрегиональные (Иркутск, Уфа, Владивосток), а также регионального и локального уровней [Демьяненко, Демьяненко, 2014. С. 134–136].

Л. Явей предложил свою методику расчета региональной публикационной активности посредством нормированных интегральных оценок на основе 36 индикаторов РИНЦ по университетской статистике публикаций и цитирований (общее

¹ Использовался массив данных Научной электронной библиотеки за 2005–2013 гг., представленный на платформе eLIBRARY по рассматриваемым макрорегионам и включающий в том числе такую информацию, как: все статьи рубрики «Экономика. Экономические науки», опубликованные в научных журналах, зарегистрированных в РИНЦ.

число публикаций за пять лет, число авторов публикаций, число цитирований в РИНЦ и т.д.). Автор апробировал свой подход на показателях университетов Центрального федерального округа и заключил, что он может быть представлен в качестве одной из основных составляющих региональной конкурентоспособности [Явей, 2017. С. 60]

Изучением проблемы региональной научной дифференциации через анализ публикационной активности и цитирования занимаются также зарубежные коллеги. В частности, G. Hu, S. Carley, L. Tang, исследовав показатели канадских ученых в области нанотехнологий (в том числе были использованы элементы теории графов), пришли к выводам о наличии регионального дисбаланса в научной активности, проявляющегося в концентрации большинства научных центров вдоль американо-канадской границы [Hu et al., 2012. P. 560]. В ряде работ показатели публикационной активности агрегируются и на национальном уровне [Ivanov et al., 2014].

Таким образом, необходимо признать наличие определенного прогресса в исследованиях публикационной активности на региональном уровне. Тем не менее, на наш взгляд, накопленного задела пока недостаточно для выделения данной группы показателей в самостоятельный объект постоянного мониторинга и анализа, что вызвано в том числе недооценкой их значимости для планирования и осуществления государственной политики на субнациональном уровне, а также для формирования «научного имиджа» региона.

Описание данных

Среди показателей публикационной активности часто выделяются: число опубликованных научных работ в абсолютном или относительном выражении; количество цитирований в абсолютном или относительном выражении; специальные показатели (например, Индекс Хирша) и другие.

Основными источниками данных являются реферативные базы данных Web of Science (WoS) (с 2016 г. управляется американской компанией Clarivate Analytics), Scopus компании Elsevier (Нидерланды); поисковая система Google Scholar; Российский индекс научного цитирования (РИНЦ), созданный на основе

Научной электронной библиотеки (НЭБ) eLIBRARY.ru, и ряд других интеграторов.

Показатель цитируемости научных работ, несомненно, является важным индикатором развития научной деятельности. Тем не менее его объективность спорна из-за очевидных возможностей по его искусственному увеличению (самоцитирование, взаимное цитирование по договоренности и т.д.). Индекс Хирша и другие индексы, расчет которых основан на показателях цитирования, также подвержены подобным искажениям. Более того, эти индексы являются, прежде всего, индивидуальным индикатором и их сложно агрегировать на региональном уровне.

Показатели, основанные на числе публикаций, также относятся к спорным в связи с распространенностью так называемого «условного соавторства», когда в качестве одного из авторов указываются персоны, не принимавшие активного участия в проведении исследования и написании статьи (научные руководители, непосредственные начальники и т.п.). Из-за того, что такие условные соавторы, как правило, представляют один и тот же регион (и часто – одну организацию), эти искажения в достаточной мере нивелируются при агрегировании на субнациональном уровне. Несмотря на это, показатели числа публикаций, пожалуй, чаще других используются в исследованиях публикационной активности, что делает их ключевыми индикаторами и для настоящей статьи.

В своей работе мы опирались на данные из нескольких источников. В первую очередь это информация о публикационной активности вузов в российских регионах, представленная в Научной электронной библиотеке (eLIBRARY) – крупнейшей русскоязычной онлайн-библиотеке с открытым доступом. На настоящий момент в ней хранится самое большое количество (более 29 млн) научных публикаций из России и стран СНГ, кроме того, она интегрирована с Российским индексом научного цитирования (РИНЦ), который был создан Министерством образования и науки Российской Федерации.

В то же время при рассмотрении данных на уровне отдельных организаций по регионам мы столкнулись с необходимостью выделить из всего массива публикаций те, что аффилированы с *вузами*. Дело в том, что eLIBRARY содержит данные о публикационной активности не только вузов, но и научных институтов,

а также коммерческих, правительственных организаций, многие из которых ведут активную исследовательскую деятельность. Мы же решили сосредоточить свое внимание именно на показателях вузовской науки. Во-первых, это согласуется с общемировой практикой, при которой научная/публикационная деятельность осуществляется именно в вузах (университетах). Во-вторых, вузы представляют дополнительный интерес для дальнейших исследований с точки зрения вышеупомянутого конфликта между преподавательской и научной деятельностью. Для того чтобы оценить публикационную активность именно вузов, был использован следующий алгоритм. На первом шаге мы собрали список образовательных организаций для каждого региона с портала «Национальный центр по мониторингу инновационной инфраструктуры научно-технической деятельности и региональных инновационных систем» (НИИЦ)². Таким образом, в фокус исследования попали только те образовательные организации, что официально признаны частью национальной инновационной системы.

Здесь необходимо пояснить ряд моментов. Во-первых, перечень НИИЦ содержит в основном университеты, и лишь в отдельных регионах в него включены также академии и институты. Во-вторых, из своей выборки мы специально исключили колледжи из-за их относительно невысокой публикационной активности (на сегодняшний день в eLIBRARY зарегистрированы около 80 колледжей, и только у 35 из них насчитывается 10 и более публикаций). В-третьих, безусловно, нужно иметь в виду, что региональная инновационная активность сконцентрирована не только в вузах, хотя некоторые из них занимают доминирующее положение по данному аспекту в своих регионах. Но именно вузы (университеты, академии), помимо инновационной деятельности как таковой, ведут научно-исследовательскую работу, результаты которой выражаются через соответствующую публикационную активность, которая является предметом изучения авторов.

На втором шаге для отобранного перечня вузов были получены значения показателей публикационной активности из Научной электронной библиотеки. С сайта eLIBRARY были

² Портал находится в ведении Министерства образования и науки РФ и призван обеспечить комплексный подход к мониторингу региональных инновационных систем России

выбраны данные по соответствующим университетам. Так как при регистрации авторов в библиотеке может быть указана аффилиация лишь с одной организацией, проблемы двойного счета не должно было возникнуть. На третьем шаге значения полученных показателей были агрегированы на региональном уровне для измерения публикационной активности каждого региона, чтобы обеспечить сопоставимость с официальной статистикой по инновационным и экономическим показателям субъектов РФ. Таким образом, единицей наблюдения в нашем исследовании становится регион.

Данные eLIBRARY о публикационной активности позволяют дифференцировать ее по статусу работ на три основные группы: статьи в журналах, индексируемых в международных системах (Scopus и Web of Science); статьи в журналах, входящих в перечень Высшей аттестационной комиссии (ВАК); статьи в изданиях, индексируемых в РИНЦ.

Полученные таким способом данные мы сопоставили с показателями Росстата о расходах на НИОКР³ в регионах за пять лет – с 2010 по 2015 гг. По нашему мнению, такой подход позволяет оценить эффективность финансирования науки в регионах.

Из-за отсутствия некоторых данных нам не удалось осуществить сплошное обследование всех 85 российских регионов. Так, по ряду регионов в сборниках Росстата имеются пропущенные значения показателей как за весь период (2010–2015 гг.), так и за отдельные годы (Ненецкий и Чукотский АО, Республика Крым, г. Севастополь). Кроме того, в исследование не вошли данные по Ленинградской области и Ямало-Ненецкому АО, так как в соответствии с информацией НИАЦ в них отсутствуют самостоятельные вузы. Таким образом, наша выборка охватывает 79 из 85 субъектов Федерации.

Ограничение периода исследования рамками 2010–2015 гг. обусловлено особенностями эволюции системы индексации изданий в РИНЦ. Данные были собраны авторами в 2016 г., а в 2017–2018 гг. некоторая часть изданий была исключена из РИНЦ из-за возникших сомнений в их добросовестности. Такая мера, безусловно, позволит в перспективе повысить уровень доверия к этому индексу, но она же вынудила нас ограничить

³ Ежегодный стат. сборник «Регионы России». Глава 21 «Наука и инновации».

временные рамки исследования 2015 г. Мы решили, что с точки зрения анализа поведения профессорско-преподавательского состава российских вузов ранее собранные данные являются более наглядными, ведь именно на них ученые ориентировались при выборе своей публикационной стратегии в тот период.

Публикационная активность может быть измерена как в абсолютных, так и в относительных величинах. И те и другие важны, но вторые лучше подходят для оценки эффективности научной деятельности. Поэтому мы в своем анализе использовали именно относительный показатель: количество публикаций в расчете на одного автора – сотрудника университета в соответствующем регионе. При этом для подсчета числа авторов за основу взят показатель «Число авторов, имеющих публикации на elibrary.ru», который представлен в НЭБ для каждой организации.

В таблице 1 представлены описательные статистики основных показателей публикационной активности в относительном выражении. Для их расчета панель сначала делилась по временному признаку (были получены шесть кросс-секционных выборок по 79 регионов в каждой), затем по всей совокупности регионов в каждой выборке был рассчитан стандартный набор статистик при сохранении региона в качестве единицы наблюдения. Среднее значение числа публикаций рассчитывалось как среднее арифметическое, а медиана, стандартное отклонение, минимум и максимум – в соответствии со своими привычными определениями.

На основе анализа описательных статистик можно сделать несколько наблюдений относительно публикационной активности в российских регионах.

Во-первых, число публикаций РИНЦ превышает число публикаций как в журналах из перечня ВАК, так и индексируемых Web of Science и Scopus. Причины очевидны: любой ВАКовский журнал включается в РИНЦ, но не каждое РИНЦевское издание входит в перечень ВАК. Публикации в изданиях, индексируемых в Web of Science и Scopus, учитываются в базе eLIBRARY не в полной мере, что частично объясняет их относительно небольшое количество в российских регионах. Кроме того, процесс публикации научной работы в международном журнале является более трудоемким и затратным по сравнению с публикацией статьи в журнале из перечня ВАК или РИНЦ.

Таблица 1. Описательные статистики относительных индикаторов публикационной активности, агрегированных на уровне 79 регионов России в 2010–2015 гг.

Статус публикации	Год	Среднее значение	Медиана	Стандартное отклонение	Минимум	Максимум
Scopus / WoS	2010	0,12	0,09	0,09	0,00	0,51
	2011	0,12	0,09	0,09	0,00	0,51
	2012	0,11	0,09	0,09	0,01	0,56
	2013	0,11	0,08	0,09	0,00	0,58
	2014	0,12	0,09	0,10	0,00	0,55
	2015	0,13	0,11	0,10	0,02	0,52
ВАК	2010	1,04	1,00	0,22	0,48	1,65
	2011	1,18	1,17	0,25	0,61	1,97
	2012	1,18	1,15	0,28	0,62	2,03
	2013	1,08	1,04	0,25	0,52	1,77
	2014	0,99	0,98	0,23	0,36	1,77
	2015	0,92	0,90	0,24	0,35	2,09
РИНЦ	2010	2,35	2,35	0,28	1,67	3,37
	2011	2,56	2,54	0,37	1,84	4,19
	2012	2,63	2,56	0,37	1,73	3,67
	2013	2,65	2,64	0,38	1,79	3,81
	2014	2,84	2,81	0,46	2,02	4,61
	2015	3,26	3,09	0,70	1,86	5,98

Источник: расчеты авторов на основе данных eLIBRARY.ru.

Во-вторых, независимо от статуса публикации, каждый год наблюдается превышение среднего значения над медианой, что говорит о наличии «выбросов справа», т.е. регионов-лидеров, чьи показатели публикационной активности значительно выше, чем у остальных.

В-третьих, публикационная активность имеет разную динамику среднего значения и медианы по годам в зависимости от статуса анализируемых публикаций. Сама по себе вариация по времени может служить сигналом значимости временных характеристик (например, принятие определенного закона или реализация государственной поддержки университетов может оказывать одинаковое влияние на все регионы сразу). Если

по публикациям РИНЦ наблюдается существенный рост их относительного количества, то публикации в Scopus/Web of Science остаются практически на неизменном уровне, а число публикаций ВАК снижается. Это может быть результатом реакции академического сообщества на ужесточение требований в области публикационной активности, увязанных на те или иные индексы цитирования.

В-четвертых, отношение стандартного отклонения к среднему (т.е. коэффициент вариации) имеет наибольшие значения для публикаций уровня Scopus/Web of Science, средний – для публикаций уровня ВАК, наименьший – для публикаций уровня РИНЦ. Можно сказать, что в определенной степени межобъектная вариация наблюдается для любого из трех статусов показателей публикационной активности, что указывает на значимость влияния индивидуальных характеристик российских регионов на их публикационную активность.

Анализ факторов публикационной активности

Важным вопросом при оценке публикационной активности в субъектах РФ является анализ их однородности, степени схожести рассматриваемых регионов с точки зрения данного показателя. Для ответа на этот вопрос приведенный анализ описательных статистик может быть дополнен графическим анализом с использованием различных типов графиков.

Так, на рисунке 1 представлен график распределения регионов России по показателю количества публикаций в расчете на одного автора в 2015 г. Видно, что в нашей стране практически отсутствуют регионы с низким количеством «РИНЦевских» публикаций (большая часть регионов сгруппировалась в правой части графика). Также видно, что в России отсутствуют регионы с нулевым количеством «ВАКовских» публикаций, однако по этому показателю распределение регионов на графике сместилось левее по сравнению с распределением публикаций РИНЦ. В то же время график распределения публикаций уровня Scopus и Web of Science смещен влево, что говорит о большом числе регионов с низким количеством публикаций данного статуса (в правой части графика распределения регионы отсутствуют).

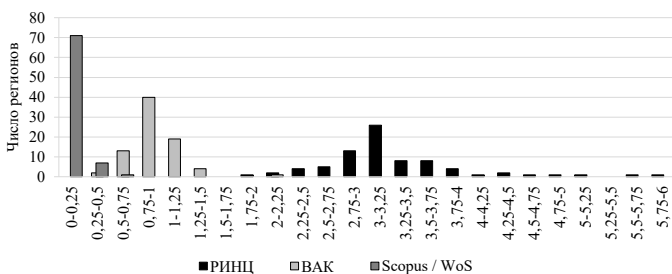


Рис. 1. Распределение общего числа регионов РФ по интервалам средних значений публикаций на одного автора в 2015 г.

Также интересно выяснить, менялась ли как-то межрегиональная дифференциация в течение рассматриваемого периода. На рисунке 2 представлена диаграмма рассеяния, позволяющая частично прояснить данный вопрос.

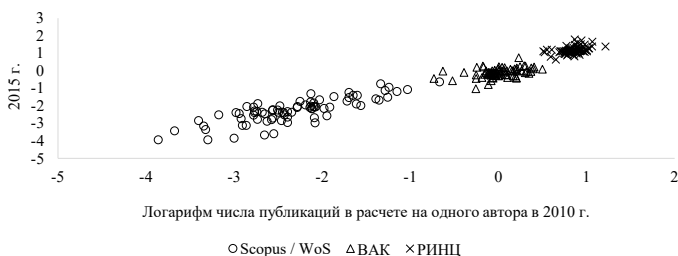


Рис. 2. Зависимость числа публикаций 2015 г. от предшествующей публикационной активности 2010 г.

На ее основе можно сделать предварительный вывод о прямой взаимосвязи между публикационной активностью в 2010 г. и в 2015 г. То есть можно предположить, что субъекты РФ, которые характеризовались высокими и низкими значениями данных показателей в 2010 г., остались таковыми и в 2015 г.

Объективная оценка публикационной активности важна в процессе осуществления финансирования научно-исследовательских работ, так как дает некоторое представление об эффективности расходов на науку. В первом приближении взаимосвязь между публикационной активностью и финансированием науки в регионах может быть установлена путем оценки коэффициентов парной корреляции и визуализирована с помощью диаграмм рассеяния, одна из которых представлена на рисунке 3.



Рис. 3. Расходы на НИР и публикационная активность в 2010–2015 гг.

На рисунке видно, что низкая вариация в показателях публикационной активности уровней ВАК и РИНЦ не позволяет проследить связь между финансированием науки и публикационной активностью. В то же время между подушевыми расходами на НИР и числом публикаций уровня Scopus и Web of Science на одного автора заметна прямая взаимосвязь.

Визуальный анализ диаграмм рассеяния может быть дополнен построением регрессий индикаторов публикационной активности в 2015 г. (в разрезе по различным статусам публикаций) на значение аналогичных индикаторов в 2010 г. и средние подушевые расходы на НИР в 2010–2015 гг. Результаты регрессий представлены в таблице 2.

Таблица 2. Регрессионный анализ конвергенции российских регионов по уровню публикационной активности (зависимая переменная – число публикаций в расчете на одного автора в 2015 г.)

Регрессор	Результаты оценки регрессий в разрезе статусов публикаций		
	Scopus / Web of Science	ВАК	РИНЦ
Число публикаций в расчете на одного автора в 2010 г.	0,803 (0,084) ***	0,388 (0,111) ***	0,657 (0,163) ***
Средние подушевые расходы на НИР в 2010–2015 гг.	0,124 (0,042) **	0,054 (0,020) **	0,007 (0,016)
Константа	-0,416 (0,198) *	-0,129 (0,025) ***	0,596 (0,139) ***
Коэффициент R ²	0,713	0,242	

Источник: расчеты авторов.

Примечание 1. Все переменные логарифмированы.

Примечание 2. В скобках даны значения стандартных ошибок коэффициентов. Символ *** означает, что соответствующий коэффициент статистически значим на уровне 0,1%, ** – 1%, * – 5%. Отсутствие символа означает, что коэффициент статистически не значим.

На основе проведенного регрессионного анализа выводы о наличии прямой связи между уровнем публикационной активности в 2010 и 2015 гг. подтвердились. При оценке регрессий с показателем публикационной активности в 2015 г. в качестве зависимой переменной коэффициент при числе публикаций в 2010 г. оказался статистически значимым на уровне 0,1%, независимо от статуса публикации. Однако стоит заметить, что наиболее выражена данная зависимость при оценке публикаций уровня Scopus и Web of Science, что позволяет сделать вывод о том, что именно по этому показателю наиболее ярко проявляется и сохраняется дифференциация российских регионов. При оценке регрессий для публикационной активности на уровне ВАК и РИНЦ величины соответствующих коэффициентов заметно ниже, однако они все еще положительны и значимы (значимое и отрицательное значение могло бы свидетельствовать о наличии конвергенции российских регионов по показателям публикационной активности).

Кроме того, можно отметить наличие статистически значимой взаимосвязи между средними подушевыми расходами в период 2010–2015 гг. и количеством публикаций в расчете на одного автора в 2015 г. для публикаций статусов Scopus / WoS и ВАК (коэффициенты положительные и статистически значимы на уровне 1%). Таким образом, увеличение финансирования науки в период 2010–2015 гг. привело к возрастанию публикационной активности на этих двух уровнях в 2015 г. А вот взаимосвязь между публикациями уровня РИНЦ и расходами на науку не подтвердилась, что может говорить, например, о том, что данный уровень публикаций не всегда учитывается при отчетах по грантам и т.п.

Классификация субъектов РФ по уровню публикационной активности

Рассматриваемые показатели публикационной активности можно использовать для классификации российских регионов по ее уровню для выявления дифференциации в траекториях их развития. В научной литературе можно встретить примеры такой классификации, проведенной как на уровне отдельных университетов [Абанкина и др., 2013. С. 48–52], так и для регионов [Терещенко, Щербаков, 2018]. Применимыми для означенных целей можно считать и разработки в области классификации региональных инновационных систем [Голиченко, Щепина, 2009; Голиченко, Балычева, 2013].

Классификация может осуществляться путем построения разного рода рейтингов с последующим выделением граничных значений рейтинговых показателей для разделения объектов на группы, либо методом кластеризации объектов по ряду исследуемых индикаторов. Возможности построения рейтинга российских регионов по уровню публикационной активности исследованы авторами в одной из предыдущих работ [Терещенко, Щербаков, 2018], здесь мы хотим использовать кластерный подход.

Для кластеризации были выбраны два критерия: начальный уровень публикационной активности (показатели числа публикаций трех различных статусов в расчете на одного работника на 2010 г.) и темпы роста данных индикаторов за весь период (2010–2015 гг.).

В основе любой кластеризации лежит определение «расстояния» – меры отличия между каждой парой объектов (в нашем случае – регионов). Обычно для этих целей используется Евклидово расстояние. Для случая N индикаторов применяется следующая формула:

$$d_{ij} = \sqrt{N \sum_{k=1}^N (x_{ki} - x_{kj})^2},$$

где d_{ij} – расстояние между объектами i и j ,

x_{ki} , x_{kj} – значения k -го индикатора для объектов i и j соответственно.

С учетом разных единиц измерения, используемых для кластеризации признаков, для корректности расчетов их необходимо сначала масштабировать по формуле:

$$x_{ki} = \frac{x_{ki}^0 - \bar{x}_k^0}{sd(x_k^0)},$$

где x_{ki}^0 – изначальное, не масштабированное значение показателя для i -го объекта,

\bar{x}_k^0 – среднее значение данного показателя по всем объектам,
 $Sd(x_k^0)$ – стандартное отклонение данного показателя.

После проведения предварительных преобразований основная задача процедуры кластеризации сводится к выделению некоторого количества групп (кластеров) с минимальным расстоянием между объектами внутри каждой из них. То есть мы должны обеспечить однородность кластеров при разумном их количестве. Ориентиром

при этом может служить, скажем, общая по всем кластерам сумма квадратов расстояний внутри каждого из них. Наиболее разумным в данном исследовании представляется выделение пяти кластеров: меньшее их количество приводит к существенному снижению их однородности, а большее хуже поддается содержательной интерпретации тенденций в развитии региональной публикационной активности, а также приводит к значительным различиям кластеров по количеству объектов (регионов). Основные характеристики пяти полученных кластеров представлены в таблице 3.

Таблица 3. Характеристика кластеров российских регионов по публикационной активности в 2010–2015 гг.

Кластер	Число регионов	Среднее число публикаций в расчете на одного работника в 2010 г.			Темпы прироста числа публикаций на одного сотрудника в 2010–2015 гг.			Средние подушевые расходы на НИР в 2010–2015 гг.
		Scopus / WoS	ВАК	РИНЦ	Scopus / WoS	ВАК	РИНЦ	
1	9	0,307	1,21	2,49	-0,0816	-0,179	0,241	4,75
2	23	0,105	0,973	2,27	0,529	-0,0379	0,472	1,88
3	19	0,076	1,25	2,54	0,0622	-0,234	0,282	0,794
4	22	0,11	0,921	2,12	-0,184	-0,159	0,406	1,83
5	5	0,0845	0,736	2,73	0,215	0,538	0,55	2,57

Источник: расчеты авторов.

В таблице основные критерии, по которым осуществлялась кластеризация регионов, дополняются показателем подушевых расходов на НИР, что позволяет делать некоторые содержательные выводы о факторах, влияющих на дифференциацию российских регионов в публикационной активности.

Таким образом, выделены следующие кластеры с условными названиями:

Кластер 1 – «Лидеры, теряющие эффективность».

Субъекты РФ: Ивановская и Костромская области, Красноярский край, г. Москва, Московская, Мурманская, Новосибирская, Свердловская и Ярославская области.

Основные характеристики. 2010 г.: все рассматриваемые показатели на высоком уровне, при этом показатели уровня Scopus/WoS – существенно выше остальных групп. 2010–2015 гг.: отрицательные, хотя небольшие, темпы роста публикаций Scopus/WoS, отрицательные темпы роста числа публикаций ВАК, положительные и низкие темпы роста числа

публикаций РИНЦ. Наблюдаются самые большие подушевые расходы на НИР.

Кластер 2 – «Середняки, адаптирующиеся к новым реалиям».

Субъекты РФ: Алтайский край, Амурская, Белгородская, Волгоградская области, Еврейская АО, Калининградская, Кемеровская, Курская, Омская, Оренбургская, Пензенская области, Пермский и Приморский края, республики Коми, Саха (Якутия), Северная Осетия и Татарстан, Рязанская область, г. Санкт-Петербург, Ставропольский край, Томская область, Удмуртия, Ханты-Мансийский АО.

Основные характеристики. 2010 г.: среднее количество публикаций всех видов. 2010–2015 гг.: самые высокие среди всех кластеров темпы роста числа публикаций Scopus/WoS, высокие темпы роста числа публикаций РИНЦ, отрицательные темпы роста числа публикаций ВАК. Средние относительно других групп подушевые расходы на НИР.

Кластер 3 – «Стагнирующие».

Субъекты РФ: Астраханская, Владимирская, Воронежская области, Забайкальский, Камчатский, Краснодарский края, Курганская и Липецкая области, Марий Эл, Новгородская и Орловская области, республики Адыгея, Башкортостан, Бурятия, Дагестан, Хакасия, Тамбовская область, Хабаровский край, Чувашия.

Основные характеристики. 2010 г.: худшая ситуация с точки зрения публикаций в Scopus/WoS, число публикаций ВАК и РИНЦ – на среднем уровне. 2010–2015 гг.: почти незаметный рост числа публикаций Scopus/WoS, отрицательные темпы роста числа публикаций ВАК, низкие темпы роста числа публикаций РИНЦ. Самые низкие подушевые расходы на НИР.

Кластер 4 – «Отстающие и не адаптировавшиеся».

Субъекты РФ: Архангельская, Брянская, Вологодская, Иркутская, Кировская, Магаданская области, Мордовия, Нижегородская и Псковская области, республики Алтай, Калмыкия, Карелия, Тыва, Ростовская, Самарская, Саратовская, Сахалинская, Смоленская, Тверская, Тульская, Ульяновская, Челябинская области.

Основные характеристики. 2010 г.: средние показатели по всем публикациям.

2010–2015 гг.: отрицательные темпы Scopus/WoS (худший из всех показателей), отрицательный ВАК, положительный РИНЦ. Средние расходы на НИР.

Кластер 5 – «Догоняющие с ориентацией на внутренний рынок».

Субъекты РФ: Кабардино-Балкария, Калужская область, Республика Ингушетия, Тюменская область, Чеченская Республика.

Основные характеристики. 2010 г.: одни из худших показателей числа публикаций в Scopus/WoS, худшие на уровне ВАК, лучшие по числу публикаций РИНЦ. 2010–2015 гг.: вторые по темпам Scopus/WoS, единственные с положительными темпами ВАК, лучшие по темпам роста числа публикаций РИНЦ. Вторые по подушевым расходам на НИР.

Заключение

Очевидно, что на сегодняшний день широкое применение показателей публикационной активности на всех уровнях анализа является общепринятой в мире практикой, которая в том числе позволяет получить относительную оценку динамики развития российской науки, сопоставить её с зарубежными аналогами. Введение в научный оборот субнационального уровня исследования позволит проводить более качественный анализ в данной области, осуществлять целевую и более точечную политику финансирования регионов, особенно учитывая существенную региональную дифференциацию. Предложенный подход в работе был усилен проведением кластеризация регионов России по уровню публикационной активности. Полученные результаты также могут использоваться для повышения эффективности государственных региональной, инновационной политик.

Литература

Абанкина И.В., Алескеров Ф.Т., Белоусова В.Ю., Гохберг Л.М., Зиньковский К.В., Кисельгоф С.Г., Швыдун С.В. Типология и анализ научно-образовательной результативности российских вузов // Форсайт. 2013. Т. 7. № 3. С. 48–62.

Болотов В.А., Квелидзе-Кузнецова Н.Н., Лаптев В.В., Морозова С.А. Индекс Хирша в российском индексе научного цитирования // Вопросы образования. 2014. № 1. С. 241–262.

Брумштейн Ю.М., Яковлева Л.В., Кузьмина А.Б. Научный имидж региональных ВУЗов: общий анализ проблематики управления // Прикаспийский журнал: управление и высокие технологии. 2013. № 1. С. 125–133.

Гареев Р.Р. Научно-исследовательская деятельность современного преподавателя российского ВУЗа: проблемы и возможные решения // Человеческий капитал и профессиональное образование. 2017. № 4. С. 77–83.

Голиченко О.Г., Щепина И.Н. Анализ результативности инновационной деятельности регионов России // Экономическая наука современной России. 2009. № 1 (44). С. 77–95.

Голиченко О.Г., Балычева Ю.Е. Взаимосвязь патентной и инновационной деятельности компаний в регионах РФ // Инновации. 2013. № 3 (173). С. 46–53.

Демина И.Н. Сравнительные характеристики публикационной активности ученых социально-гуманитарного профиля: проблемы и решения // Вопросы теории и практики журналистики. 2014. № 4. С. 131–146.

Демьяненко А.Н., Демьяненко Н.А. О географии экономической науки в Азиатской России // Пространственная экономика. 2014. № 4. С. 120–147.

Дородонова Н.В. Публикационная активность ученых – важный критерий оценки качества и результативности исследований // Право. Законодательство. Личность. 2012. Т. 14. № 1. С. 129–132.

Задереев Е. Библиометрия в оценке научной активности регионов и ряд мер по стимулированию научной активности // Президент России молодым ученым и специалистам. 22 сентября 2010 г. URL: http://www.youngscience.ru/includes/periodics/news_left/2010/0922/00005868/detail.shtml (дата обращения: 11.10.2018).

Иванова Е.А. Использование показателей публикационной активности ученых в практике управления наукой (обзор обсуждаемых проблем) // Социология науки и технологий. 2011. Т. 2. № 4. С. 61–72.

Калинкин М.Н., Джулай Г.С. Наукометрические показатели в системе организации науки и оценке эффективности научной деятельности вузов // Верхневолжский медицинский журнал. 2013. Т. 11. № 4. С. 4–5.

Кириллова О.В., Солощенко Н.С. Сравнительный анализ России и стран Восточной Европы по публикационной активности и цитированию // Вопросы образования. 2012. № 1. С. 148–175.

Макарова Л.Н. Научная деятельность как необходимое условие продуктивности развития индивидуального стиля преподавателя ВУЗа // Научные ведомости Белгородского государственного университета. Серия: Гуманитарные науки. 2010. № 6. С. 101–110.

Москалева О.В. Рейтинги университетов и научные журналы // Научная периодика: проблемы и решения. 2014. № 4. С. 9–20.

Оганов Р.Г., Труцелёв С.А. Наукометрические подходы к анализу результатов научно-исследовательской деятельности // Кардиоваскулярная терапия и профилактика. 2012. Т. 11. № 2. С. 90–95.

Рыкова И.Н. Подходы к определению результативности научно-исследовательской деятельности в России // Научно-исследовательский финансовый институт. Финансовый журнал. 2013. № 3 (17). С. 73–88.

Савинов Л.В. Российская политология и ее наукометрические показатели // Полис. Политические исследования. 2012. № 3. С. 151–162.

Семисорова К.Н. Юридическая наукометрия: эффективное управление юридической наукой // Актуальные проблемы российского права. 2014. № 11. С. 2635–2646.

Терещенко Д.С., Щербаков В.С. Формирование рейтинга публикационной активности российских регионов // Вестник Тюменского государственного университета. Социально-экономические и правовые исследования. 2018. Т. 4. № 3. С. 213–230.

Явей Л. Методика расчета региональной публикационной активности и цитируемости на примере университетов Центрального федерального округа РФ // Информация и инновации. 2017. № 1–2. С. 50–60.

Evdokimov V.I., Goryachkina T.G., Leonov B.I. Analysis of Publication Activity in the Field of Biomedical Engineering in 2003–2012. Biomedical Engineering. 2014. № 1 (48). Pp. 1–8.

Hu G., Carley S., Tang L. Visualizing nanotechnology research in Canada: evidence from publication activities, 1990–2009. The Journal of Technology Transfer. 2012. № 4 (37). Pp. 550–562.

Ivanov V.V., Libkind A.N., Markusova V.A. Publication activity and research cooperation between higher education institutions and the Russian Academy of Sciences. Herald of the Russian Academy of Sciences. 2014. № 1 (84). Pp. 28–34.

Teodorescu D. Correlates of faculty publication productivity: A cross-national analysis. *Higher Education*. 2000. № 39. Pp. 201–222.

Turko T., Bakhturin G., Began V., Poloskov S., Gudym D. Influence of the program “5-top100” on the publication activity of Russian universities. *Scientometrics*. Vol. 109. 2016. № 2. Pp. 769–782.

Статья поступила 20.03.2019.

Для цитирования: *Терещенко Д.С., Щербаков В.С.* Статистический анализ дифференциации российских регионов по уровню публикационной активности// ЭКО. 2019. № 9. С. 132-154. DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-132-154.

Summary

Tereshchenko, St. Petersburg School of Economics and Management, HSE Campus in St. Petersburg, St. Petersburg, Shcherbakov, V.S., Cand. Sci. (Econ.), Dostoevsky Omsk State University, Omsk

Statistical Analysis of Differentiation Between Russian Regions by Level of Publications

Abstract. Nowadays, efficiency of scientific work is widely measured by publication performance. This procedure is mostly implemented on a micro level only: a scientist, a department, a university, etc. At the same time, there is no systemic mechanism or measurement structure on a sub-national level while other indices, including expenditures on scientific research are determined and planned on the regional level. This article proposes inter-temporal and inter-regional empirical analyses of the above-mentioned phenomenon on the subnational level of the Russian Federation. The authors argue that such an approach could be quite useful and effective for monitoring the situation on the sub-national level as it could create some additional opportunities. The research also embraces the cluster analysis of regional publications in the Russian Federation. The authors pay special attention to regional differentiation by Scopus/Web of Science, HAC and RSCI publications.

Keywords: *publication activity; scientometric indices; regional science; regional economy; scientific activity; financing of science; research scientific works; clusters*

References

- Abankina, I., Aleskerov, F., Belousova, V., Gokhberg, L., Zinkovsky, K., Kiselgof, K., Shvydun, S. (2013). Typology and Analysis of Russian Universities' Performance in Education and Science Perspectives. *Forsait. Foresight-Russia*. Vol. 7. No. 3. Pp. 48–62. (In Russ.).
- Bolotov, V., Kvelidze-Kuznetsova, N., Morozova, S., Laptev, V. (2014). The h-Index in the Russian Science Citation Index. *Voprosy obrazovaniya. Educational Studies*. No. 1. Pp. 241–262. (In Russ.).
- Brumshteyn, Yu.M., Yakovleva, L.V., Kuzmina, A.B. (2013). Overview of scientific image issues encountered by regional universities. *Prikaspiiskii zhurnal: upravlenie i vysokie tekhnologii. Caspian Journal: Management and High Technologies*. No. 1. Pp. 125–133. (In Russ.).
- Demina, I.N. (2014). Comparative characteristics of scientist's publication activity of social and humanitarian specialization: problems and solutions. *Voprosy teorii i praktiki zhurnalistiki. Theoretical and practical issues of journalism*. No. 4. Pp. 131–146. (In Russ.).
- Demyanenko, A.N., Demyanenko, N.A. (2014). About the Geographic Distribution of Economic Science in Asian Russia. *Prostranstvennaya ekonomika. Spatial Economics*. № 4. Pp. 120–147. (In Russ.).
- Dorodonova, N.V. (2012). Scientists' publication activity is an important criteria in measurement of researches' quality and effectiveness. *Pravo. Zakonodatel'stvo. Lichnost'*. Vol. 14. No. 1. Pp. 129–132. (In Russ.).
- Evdokimov, V.I., Goryachkina, T.G., Leonov, B.I. (2014). Analysis of Publication Activity in the Field of Biomedical Engineering in 2003–2012. *Biomedical Engineering*. No. 1 (48). Pp. 1–8;
- Gareev, R.R. (2017). Research activity of the modern teacher of the Russian higher education institution: problems and possible solutions. *Chelovecheskii kapital i professional'noe obrazovanie. Human capital and professional education*. No. 4. Pp. 77–83. (In Russ.).
- Golichenko, O.G., Shchepina, I.N. (2009). The Analysis of Innovation Activity Effectiveness of Russian Regions. *Ekonomicheskaya nauka sovremennoi Rossii. Economics of Contemporary Russia*. No. 1 (44). Pp. 77–95. (In Russ.).
- Golichenko, O.G., Balycheva, Yu.E. (2013). Interrelation Between Patenting and Innovation Activity of Firms in Russian Regions. *Innovatsii. Innovations*. No. 3 (173). Pp. 46–53. (In Russ.).
- Hu, G., Carley, S., Tang, L. (2012). Visualizing nanotechnology research in Canada: evidence from publication activities, 1990–2009. *The Journal of Technology Transfer*. No. 4 (37). Pp. 550–562.
- Ivanov, V.V., Libkind, A.N., Markusova, V.A. (2014). Publication activity and research cooperation between higher education institutions and the Russian Academy of Sciences. *Herald of the Russian Academy of Sciences*. No. 1 (84). Pp. 28–34.
- Ivanova, E.A. (2011). The use of indicators of publication activity of scientists in the practice of science management (review of the issues discussed). *Sotsiologiya*

nauki i tekhnologii. Sociology of science and technology. Vol. 2. No. 4. Pp. 61–72. (In Russ.).

Kalinkin, M.N., Dzhulay, G.S. (2013). Scientometric indexes in the systemic management of science and evaluation of research productivity in higher educational establishments. *Verkhnevolszhskii meditsinskii zhurnal. Upper Volga medical journal.* Vol. 11. No. 4. Pp. 4–5. (In Russ.).

Kirillova, O.V., Soloshenko, N.S. (2012). Comparative Analysis of Publication Activity and Citation Indexes in Russia and Eastern Europe. *Voprosy obrazovaniya. Educational studies.* No. 1. Pp. 148–175. (In Russ.).

Makarova, L.N. (2010). Research activities as a necessary condition of the efficiency of university teacher individual style development. *Nauchnye vedomosti Belgorodskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Gumanitarnye nauki. Belgorod State University Scientific bulletin.* No. 6. Pp. 101–110. (In Russ.).

Moskaleva, O.V. (2014). University Rankings and Scientific Journals. *Nauchnaya periodika: problemy i resheniya. Scholarly Communication Review.* No. 4. Pp. 9–20. (In Russ.).

Oganov, R.G., Trushchelev, S.A. (2012). Scientometric approaches to the analysis of research results. *Kardiovaskulyarnaya terapiya i profilaktika. Cardiovascular Therapy and Prevention.* Vol. 11. № 2. Pp. 90–95. (In Russ.).

Rykova, I.N. (2013). Approaches to Measurement of Research Effectiveness in Russia. *Finansovyi zhurnal. Financial journal.* No. 3 (17). Pp. 73–88. (In Russ.).

Savinov, L.V. (2012). Russian political science and its scientometric indices. *Polis. Politicheskie issledovaniya. Polis. Political Studies.* No. 3. Pp. 151–162. (In Russ.).

Semisiorova, K.N. (2014). Legal scientometrics: the effective management of legal science. *Aktual'nye problemy rossiiskogo prava. Actual Problems of Russian Law.* No. 11. Pp. 2635–2646. (In Russ.).

Tereshchenko, D.S., Chsherbakov, V.S. (2018). Ranking Russian Regions Publication Activity. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Sotsial'no-ekonomicheskie i pravovye issledovaniya. Tyumen State University Herald. Social, Economic, and Law Research.* Vol. 4. No. 3. Pp. 213–230. (In Russ.).

Teodorescu, D. (2000). Correlates of faculty publication productivity: A cross-national analysis. *Higher Education.* № 39. Pp. 201–222.

Turko, T., Bakhturin, G., Began, V., Poloskov, S., Gudym, D. (2016). Influence of the program “5-top100” on the publication activity of Russian universities. *Scientometrics.* Vol. 109. No. 2. Pp. 769–782.

Yawei, L. (2017). Methodology of Calculation of Regional Publication Activity and Citability on the Example of Universities of the Central Federal District of the Russian Federation. *Informatsiya i innovatsii. Information and Innovations: Views, Trends, Prospects.* No. 1–2. Pp. 50–60. (In Russ.).

Zadereev, E. Bibliometry in assessing the scientific activity of the regions and a number of measures to stimulate scientific activity. *Prezident Rossii molodym uchenym I specialistam.* 22 sentyabrya 2010 g. Available at: http://www.youngscience.ru/includes/periodics/news_left/2010/0922/00005868/detail.shtml (accessed: 11.10.2018). (In Russ.).

For citation: Tereshchenko, D. S., Shcherbakov, V. S. (2019). Statistical Analysis of Differentiation Between Russian Regions by Level of Publications. *ECO.* No. 9. Pp. 132–154. (In Russ.). DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-132-154.

Уровень добычи нефти как фактор роста экономики Арктики (США, Аляска)

С.В. БЕКАРЕВА, кандидат экономических наук, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет.
E-mail: s.bekareva@mail.ru

Е.Н. МЕЛЬТЕНИСОВА, кандидат экономических наук, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН.
E-mail: emeltenisova@gmail.com

А. ГЕРРЕЙРО, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Новосибирск

Аннотация. Задачей настоящего исследования было оценить, насколько фактор энергетических ресурсов территории, который мы связали с темпами роста добычи нефти в Арктическом регионе США, влияет на экономический рост штата Аляска. Методология исследования опирается как на классические модели экономического роста, так и на их модификацию, учитывающую энергоресурсный фактор. Для оценки предложенной модели была использована векторная модель коррекции ошибок. В краткосрочном периоде эмпирически было подтверждено влияние классических факторов труда и капитала на экономический рост региона. Также значимыми факторами явились показатель энергетических ресурсов региона и индикатор технологического развития. Настоящее исследование служит подтверждением важности развития добывающей отрасли в штате Аляска в плане развития как в целом экономики региона, так и инфраструктуры, роста занятости населения, благосостояния и социального развития.

Ключевые слова: Арктика; Аляска; энергетические ресурсы; векторная модель коррекции ошибок

Введение

Арктика – специфический регион, богатый природными ресурсами, но отличающийся суровым климатом и сложными условиями для ведения бизнеса. Арктическое побережье имеет большой потенциал для реализации инвестиционных проектов в области разработки и освоения шельфовых месторождений углеводородов, которые в перспективе могут создать все условия для экономического роста прилегающих и материковых территорий (Novoselov et al., 2017).

Это верно не только для России, но и, например, для США, единственный арктический штат которых – Аляска – представляет собой одну из богатейших энергетическими ресурсами территорий страны.

На сегодняшний день имеется достаточное количество исследований влияния добычи энергоресурсов на экономический рост как таковой, но применительно к арктическим регионам эмпирических оценок, подтверждающих эту взаимосвязь, явно недостаточно. В научной литературе в основном описываются проблемы, сопряженные с освоением Арктики: значительные затраты на транспортировку добытых ресурсов, повышенные риски, расходы и сроки разработки месторождений, в том числе связанные с политикой регулирования территорий, защиты окружающей среды (Budzuk, 2009; Gulas et al., 2017). Анализируются проблемы с эксплуатацией инфраструктурных объектов, рабочей силы, сложности с общими условиями работы, а также налогообложением и регулированием бизнеса [Avango et al., 2014]. Эмпирических оценок влияния разработки арктических месторождений на экономический рост ни в российских, ни в зарубежных источниках нам найти не удалось. Между тем они позволили бы обосновать целесообразность дальнейшего освоения и инвестирования с этой целью арктических шельфов.

Чтобы оценить, как темпы роста нефтедобычи на месторождениях Северной Аляски влияют на экономический рост штата, мы опирались как на классические модели экономического роста, так и на их модификацию, учитывающую фактор добычи энергетических ресурсов. Для анализа рассматриваемых зависимостей была использована векторная модель коррекции ошибок (VECM).

Коль скоро качество эконометрического анализа сильно зависит от полноты и достоверности статистических данных, мы при проведении наших расчетов рассматривали главным образом опыт США, обладающих достаточной и качественной статистической базой (Bekareva et al., 2018).

Эмпирически было подтверждено влияние классических факторов (труда и капитала) на экономический рост региона в долгосрочной перспективе, а также прямая зависимость темпа роста доходов региона от добычи нефтяных ресурсов (как в краткосрочном, так и долгосрочном периодах). При этом фактор энергетических ресурсов оказался значим в уравнении экономического роста только для краткосрочной перспективы. Мы полагаем, что влияние этой переменной на долгосрочный экономический рост является опосредованным, через параметр инвестиций в основной капитал.

Роль энергоресурсов как фактор экономического роста

Согласно классическим теориям, факторами экономического роста выступают трудовые ресурсы, капитал и технологический прогресс. При этом констатируется, что рост экономики страны всегда сопровождается ростом потребления различных видов энергоресурсов, в то время как существует и обратная зависимость, когда рост энергопотребления, а также инвестиции в передовые технологии в энергетике создают условия для стабильного роста экономики в будущем.

Эмпирическому подтверждению значимости энергоресурсов для экономического роста территории посвящено достаточное количество научных исследований (см., к примеру [Tiba, Omri, 2017]). Но при анализе экономических показателей исследователи часто сталкиваются с тем, что большинство из них имеют общий тренд, который препятствует определению истинной взаимосвязи факторов. Для решения этой проблемы в эконометрике в последние годы применяется подход, основанный на построении коинтеграционного вектора и включения его параметров в процесс оценки влияния показателей.

Коинтеграционный вектор – это линейная комбинация экономических показателей, которая не имеет тренда на повышение или снижение, ее изменения происходят около определенного значения. К примеру, при росте показателей ВВП и объема инвестиций попытка оценить влияние одной величины на другую неизбежно оборачивается сравнением обоих трендов. Но можно подобрать такую линейную комбинацию ВВП и уровня инвестиций, которая будет практически постоянна в любой момент времени. Поиск такой комбинации и носит название коинтеграции. Этот метод находит отражение в векторных моделях коррекции ошибки (VECM) (Wang et al., 2011).

Кроме того, отмечено, что экономические показатели нередко влияют друг на друга с некоторым лагом, к примеру, ВВП реагирует на рост инвестиций с лагом не менее чем в один год, когда экономика ощущает эффект от верных инвестиционных решений. В связи с этим уместно включать в исследование экономические показатели не только данного, но и предшествующих периодов времени (модели авторегрессии VAR) (Fallahi, 2011). Главное при этом – правильно определить глубину лага.

Для того чтобы учесть и лаги переменных, и коинтеграцию, в экономической литературе рассматривают методы коинтеграции авторегрессии с распределенным лагом (ARDL) (Shahbaz et al., 2013). Все перечисленные методы активно используются для оценки факторов экономического роста как для развитых, так и развивающихся стран.

Метод исследования

В своем исследовании мы опирались на модифицированную классическую модель Солоу (1956), где основными факторами, определяющими экономический рост, являются капитал, труд и технологический прогресс. В нашем случае, согласно идеям Мальтуса (1978), в модели учитывается также фактор энергетических ресурсов, а именно – показатель уровня их добычи в регионе. Поскольку ресурсы, о которых идет речь, практически полностью потребляются в национальной экономике, с нашей точки зрения, показатель их добычи может быть использован для анализа экономического роста как на уровне экономики в целом, так и отдельно региона добычи.

Гипотеза, которую мы проверяем эмпирически с использованием предложенной модели, заключается в наличии положительного влияния уровня добычи нефти на темп роста валового регионального продукта (ВРП) в долгосрочном периоде. Также проводится исследование характера влияния факторов экономического роста на ВРП в краткосрочной перспективе.

Модель, предложенная для целей настоящего анализа, имеет следующий вид:

$$Y(t) = K(t)^{\alpha} R(t)^{\beta} [A(t) L(t)]^{1-\alpha-\beta} \quad (1)$$

где: $Y(t)$ – уровень производства в стране или регионе;

$K(t)$ – уровень капитала;

$R(t)$ – объем добытых и потребленных энергетических ресурсов;

$L(t)$ – число занятых;

$A(t)$ – технологическая компонента.

Согласно уравнению (1), рост ВВП (уровня производства) обеспечивается физическим капиталом (количеством и качеством основных фондов); трудовыми ресурсами (количеством занятых) и фактором технологического прогресса, который, как

правило, заданная величина. Мы включили в него также ресурсный фактор, считая, что при прочих равных условиях, чем больше ресурсов в экономике, тем выше уровень производства они могут обеспечить.

Для того, чтобы выявить причинно-следственные связи, мы те же данные, что были использованы в уравнении (1), представили в приростных показателях. На основе уравнения (2), демонстрирующего изменение темпов роста исследуемых показателей, был проведен анализ долгосрочной зависимости между темпом роста экономики штата Аляска и энергетическими ресурсами зоны Арктики.

$$g_y(t) = ag_k(t) = \beta g_R(t) + (1 - a - \beta) [g_A(t) + g_L(t)], \quad (2)$$

где: K – совокупные инвестиции федерального правительства США в Аляску, млрд долл. Мы предполагаем, что в условиях равновесия инвестиции направляются на прирост капитала в штате, при этом g_k рассчитывается как годовой темп роста инвестиций. Использование в качестве регрессора показателя уровня частных инвестиций не представляется возможным из-за отсутствия информации, кроме того, мы предполагаем, что из-за высокой неопределенности арктические проекты во многом будут реализовываться с участием государства (в том числе и через государственно-частное партнерство), что оправдывает использование показателя государственных инвестиций в уравнении (2).

L – количество занятых в модели g_L представляет собой годовой темп роста трудовых ресурсов в штате Аляска.

A – количество патентов в США. В статистических источниках нет отдельных данных по количеству патентов для Аляски, однако мы руководствовались предположением, что темп технологического прогресса в отдельном штате максимально приближен к динамике этого показателя в стране в целом. Данное предположение аналогично гипотезе, использованной в работе Мэнкью и других (1987), где авторы показали, что темпы технологического прогресса практически одинаковы для большой выборки различных стран мира. В нашем случае мы принимаем постоянство темпа роста технологического прогресса не по всему миру, а только по отдельному государству. В модели g_A годовой темп роста числа патентов в штате Аляска, который равен этому показателю для США.

R – фактор энергетических ресурсов, который рассчитывается как отношение добытой нефти в регионе Северная Аляска к общему ее объему, добытому в штате Аляска, в день в среднем за год. Таким образом, учитывая, что регион Северной Аляски практически полностью расположен на шельфе Арктики, расчет доли добычи в данном регионе позволит оценить роль объема добычи в Арктической зоне страны в экономическом росте штата Аляска. В оцениваемой модели g_R – годовой темп роста доли добытой нефти в районе Арктики в общем объеме добытой нефти на Аляске.

Y – валовый региональный продукт (ВРП) Аляски, g_Y – годовой темп роста ВРП Аляски.

Полученные результаты

Для эмпирической оценки предложенной модели были собраны статистические данные по показателям, охватывающим период с 1976 по 2016 гг., в расчетах использованы годовые данные. Их источником послужили данные агентств State Energy Data System (SEDS), U. S. Energy Information Administration's (EIA)¹. Описательная статистика показателей представлена в таблице 1.

Таблица 1. Средние значения рассматриваемых показателей в 1976–2016 гг., %

Параметр	1976–1989	1990–2000	2001–2010	2011–2016
Темп роста ВРП	1,12	1,98	7,45	-0,93
Темп роста инвестиций	н/д	15,71	28,48	4,59
Темп роста занятых	0,47	0,67	1,26	-0,07
Темп роста числа патентов в США	-5,18	-9,09	-4,63	-3,71
Доля добытой нефти на месторождениях Северной Аляски в общем объеме нефти в штате Аляска	93,18	94,47	97,66	97,28

Из таблицы 1 видно, что темп роста экономики Аляски сильно замедлился в 2011–2016 гг., как и темп роста инвестиций в этот штат. Отрицательный темп роста по патентам, на наш взгляд, объясняется тем, что в последние годы США в большей степени занимаются покупкой готовых идей и малых стартапов, чем развитием технологий «под ключ».

¹ The State Energy Data System (SEDS), the U. S. Energy Information Administration's (EIA), URL: <https://www.eia.gov/state/seds/> (accessed 15.12.2017).

Таблица 2 представляет результаты оценивания параметров с помощью векторной модели коррекции ошибок, что позволило нам сделать вывод о наличии краткосрочных взаимосвязей. Данный метод позволяет констатировать влияние каждого параметра уравнения (инвестиций, числа занятых, числа патентов и доли добычи нефти в Арктике) на все остальные переменные в краткосрочном периоде, а также оценить силу этого влияния.

Таблица 2. **Результаты оценки параметров VECM в краткосрочном периоде**

Регрессоры	$g_y(t)$	$g_k(t)$	$g_R(t)$	$g_A(t)$	$g_L(t)$
$g_y(t) (-1)$	0,912** (6,86)	0,35 (0,38)	-0,11 (-0,78)	0,02 (0,55)	0,07** (2,41)
$g_k(t) (-1)$	0,112** (1,98)	0,09 (0,23)	-0,06 (-0,88)	0,07** (3,23)	-0,05** (4,58)
$g_R(t) (-1)$	0,34** (4,21)	0,15** (2,15)	-0,49 (-0,54)	-2,34** (-7,53)	0,59** (2,74)
$g_A(t) (-1)$	1,49** (6,83)	2,897* (1,89)	-0,02 (-0,1)	0,711** (8,53)	0,19** (4,25)
$g_L(t) (-1)$	4,38** (4,1)	3,33** (4,14)	0,78 (0,65)	1,91** (4,87)	-0,45** (-2,7)
Constant	-0,02** (-4,26)	-0,02 (-0,52)	-0,02 (-0,25)	0,004* (1,78)	-0,05** (3,17)
R ²	87,68	86,40	87,766	88,64	41,21
χ^2	614,17	53,60	83,11	146,41	1,56

Примечание: **, * – значимость при 5%- и 10%-х уровнях значимости соответственно; в скобках указаны уровни значимости коэффициентов (t-statistics).

В первой строке таблицы представлены зависимые переменные. То есть сначала мы определили, какие факторы влияют на темп роста ВВП ($g_y(t)$) (темпы роста капиталов, ресурсов, технологического прогресса), затем – что оказывает влияние на эти факторы (регрессоры из первого столбца). Все факторы рассмотрены с лагом в один период.

Как показали наши расчеты, в краткосрочной перспективе на темпы роста ВРП Аляски положительно влияют все рассмотренные в модели факторы.

Влияние факторов рабочей силы, капитала и технологического прогресса полностью согласуется с неоклассической моделью экономического роста Солоу: чем больше трудовых и капитальных ресурсов в регионе, чем выше уровень технологического прогресса, тем выше темп роста экономики штата.

Фактор энергетических ресурсов (темп роста доли добычи нефти в Северной Аляске в общем объеме нефтедобычи штата) тоже оказался весьма значим для экономики: чем больше добыча в регионе, тем выше темп экономического роста.

Мы также обнаружили, что в краткосрочном периоде на переменную капитала, характеризующую темп роста инвестиций, влияют факторы технологического прогресса, рабочей силы, фактор энергоресурсов. Полученная оценка коинтеграционного вектора для переменной капитала свидетельствует о перенасыщенности инвестициями экономики данного региона². В данном случае мы подразумеваем, что в развитие штата Аляска вкладывается несколько больше, чем требуется. В будущем данный показатель будет корректироваться в направлении долгосрочного равновесия, величина инвестиций в штат будет сокращаться.

Добыча нефти в Северной Аляске является важным фактором экономического развития штата, о чем свидетельствуют эмпирические оценки модели: выявлена значимость данной переменной во всех построенных уравнениях регрессии. Оценки показывают, что темп роста добычи нефти положительно влияет как на динамику занятости, снижая безработицу (рост добычи энергоресурсов на 1% обеспечивает рост занятых на 0,59%), так и на темп роста инвестиций (рост добычи энергоресурсов на 1% способствует росту инвестиций в основной капитал на 0,15%). Это характеризует развитие компаний добывающего сектора и сопутствующей инфраструктуры.

Кроме того, наши расчеты показали, что рост добычи энергоресурсов в Арктике положительно влияет на темпы экономического роста: при увеличении добычи нефти на 1% ВРП штата вырастает на 0,34%. Таким образом, факт значимости разработки энергоресурсов и их добычи для экономического развития региона можно считать подтвержденным на практике. Кроме прямого положительного влияния, мы выявили также и опосредованное воздействие динамики добычи на темпы роста ВРП – за счет

² Коинтеграционный вектор отражает равновесное состояние, в направлении которого экономические показатели стремятся в каждом рассматриваемом периоде. В случае, если коэффициент перед переменной является положительным, принято считать, что в краткосрочном периоде данный показатель находится выше своего равновесного уровня, если отрицательным – ниже. Параметры вектора определяются линейной комбинацией регрессоров уравнения, которая, в свою очередь, является стационарной.

стимулирования инвестиционного спроса и спроса на трудовые ресурсы.

При этом нужно подчеркнуть, что на основе примененного уравнения мы можем сделать вывод о значимости ресурсов Арктики исключительно для штата Аляска в США. Применить данные выводы для других стран не представляется возможным по причине отсутствия статистических данных по уровню добычи, инвестиций и показателей освоения арктических территорий. В случае наличия статистических данных будет возможно применить описанную методологию оценки влияния добычи арктических ресурсов на экономику регионов других стран и сопоставить результаты, которые, очевидно, будут отражать влияние страновых особенностей (таких как состояние институциональной среды в отрасли, система налогообложения и т.д.).

Литература/References

- Andreassen, N. (2016). Arctic energy development in Russia – How “sustainability” can fit? *Energy Research & Social Science*. No. 16. Pp. 78–88.
- Avango, D., Hacquebord, L., Wråkberg, U. (2014). Industrial extraction of Arctic natural resources since the sixteenth century: technoscience and geo-economics in the history of northern whaling and mining. *Journal of Historical Geography*. No. 44. Pp. 15–30.
- Bekareva, S.V., Meltenisova, E.N., Guerreiro, A. (2018). Arctic Energy Resources as an Economic Growth Factor: Evidence from Alaska, USA. *International Journal of Energy Economics and Policy*. No. 8(4). Pp. 1–12.
- Budzuk, Ph. (2009). Arctic Oil and Natural Gas Potential. U.S. Energy Information Administration Office of Integrated Analysis and Forecasting Oil and Gas Division. Available from: http://www.eia.gov/oiaf/analysispaper/arctic/pdf/arctic_oil.pdf
- Fallahi, F. (2011). Causal relationship between energy consumption (EC) and GDP: a Markov-switching (MS) causality. *Energy*. No. 36. Pp. 4165–4170.
- Gulas, S., Downton, M., D’Souza, K., Hayden, K., Walker, T.R. (2017). Declining Arctic Ocean oil and gas developments: Opportunities to improve governance and environmental pollution control. *Marine Policy*. No. 75. Pp. 53–61.
- Malthus, Th.R. (1978). *An Essay on the Principle of Population, as It Affects the Future Improvement of Society*. L.: J. Johnson, 125 p.
- Mankiw, N.G., Miron, J.A., Weil, D.N. (1992). A Contribution to the Empirics of Economic Growth. *Quarterly Journal of Economics*. No. 107. Pp. 407–437.
- Novoselov, A., Potravny, I., Novoselova, I., Gassiy, V. (2017). Selection of priority investment projects for the development of the Russian Arctic. *Polar Science*. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.polar.2017.10.003>
- Shahbaz, M., Ozturk, I., Afza, T., Ali A. (2013). Revisiting the environmental Kuznets curve in a global economy. *Renew Sustain Energy Rev*. No. 25. Pp. 494–502.
- Solow, R.M. (1956). A Contribution to the Theory of Economic Growth. *Quarterly Journal of Economics*. No. 70. Pp. 65–94.

Tiba, S., Omri, A. (2017). Literature survey on the relationship between energy, environment and economic growth. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. No. 69. Pp. 1129–1146.

Wang, Y., Wang, Y., Zhou, J., Zhu, X., Lu, G. (2011). Energy consumption and economic growth in China: a multivariate causality test. *Energy Policy*. No. 39. Pp. 4399–4406.

Статья поступила 11.04.2019.

Для цитирования: *Бекарева С.В., Мельтенисова Е.Н., Геррейро А. Уровень добычи нефти как фактор роста экономики Арктики (США, Аляска)// ЭКО. 2019. № 9. С. 155-164. DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-155-164.*

For citation: *Bekareva, S.V., Meltenisova, E.N., Guerreiro, A. (2019). The Level of Oil Production as a Growth Factor in the Arctic Economy (USA, Alaska). ECO. No. 9. Pp. 155-164. (In Russ.). DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-155-164.*

Summary

Bekareva, S.V., Cand. Sci. (Econ.), Novosibirsk State University, Meltenisova, E.N., Cand. Sci. (Econ.), Institute of Economics and Industrial Engineering, SB RAS, Novosibirsk State University, Guerreiro, A., Novosibirsk State University, Novosibirsk

The Level of Oil Production as a Growth Factor in the Arctic Economy (USA, Alaska)

Abstract. The objective of our study was estimating how the factor of the region's energy resources, which we have attributed to the oil production growth rates on the Alaska North Slope, affects the economic growth of Alaska. The study methodology is based on both classical models of economic growth and their modification considering the factor of energy resources. A vector error correction model (VECM) was used for the purpose of our investigation. The influence of classical factors, labor and capital, on economic growth of the region in the short-term perspective has been empirically proven. Other factors such as energy resources and technological progress are also significant. Our investigation proves that oil industry development is the key factor of economic growth of the Arctic region in the USA. Development of the oil and gas production sector in Alaska attracts investment into the business of oil and gas production and infrastructure companies and creates jobs for the local population.

Keywords: *Arctic region; Alaska; energy resources; economic growth; vector error correction model (VECM)*

ВВП как стоимостной измеритель объема экономики и индикатор экономического роста

А.В. НОВИКОВ, доктор экономических наук, Новосибирский
государственный университет экономики и управления «НИНХ».
E-mail: avnov59@yandex.ru

И.Я. НОВИКОВА, кандидат экономических наук, Новосибирск.
E-mail: nov-iy@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматривается проблема измерения состояния экономики на основе существующих и предлагаемых показателей. Обсуждается соотношение понятий «экономическое развитие» и «экономический рост», выявляются их ключевые характеристики. Рассматриваются исторические аспекты создания показателя внутреннего валового продукта (ВВП), его значимость для оценки и сопоставления объектов наблюдения. В статье содержится аналитический материал по странам мира и отдельно по объединению БРИКС. Подчеркиваются особенности межстрановых сравнений по уровню ВВП. Анализируются недостатки показателя ВВП и направления его совершенствования, в том числе на основе использования индикаторов подлинного прогресса и скорректированных чистых накоплений, индексов человеческого развития, инклюзивного развития и счастья.

Ключевые слова: экономическое развитие; экономический рост; ВВП; ВНД; Г7; БРИКС; индикатор скорректированных чистых накоплений; индекс человеческого развития; индекс инклюзивного развития; индекс счастья

«Если рост ВВП (или спад) составляет от 0 до 2%, о нем знают только статистики; при росте в диапазоне от 2 до 5% его ощущают бизнесмены в растущих секторах экономики; рост темпом 5–8% в год ощущает большинство населения, и, наконец, темпы свыше 8% дают феномен экономического чуда: когда такие темпы сохраняются в течение хотя бы десяти лет, страна переходит в другое качественное состояние».

Яков Паппэ, автор книг, посвященных российским олигархам, формированию и развитию крупного бизнеса в России

ВВП как целевой показатель

Одной из целей развития России на среднесрочную перспективу провозглашено ее вхождение «в число пяти крупнейших экономик мира, обеспечение темпов экономического роста выше мировых при сохранении макроэкономической стабильности, в том числе инфляции на уровне, не превышающем 4%»¹. Как

¹ Указ Президента РФ от 7 мая 2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года».

войти в ТОП-5 мировых экономик? По какому показателю (показателям) экономика должна быть крупнейшей, и как эти показатели считаются? Квалифицированный ответ на эти вопросы осложняется в связи с развернувшейся в последние годы общественно-политической дискуссией о соотношении понятий экономического роста и экономического развития. Как они соотносятся? Возможен ли рост без развития или развитие без роста? Что их них является главной целью? Что нужно сделать, чтобы экономика характеризовалась ростом и отвечала критериям экономического развития?

В недалеком прошлом экономический рост и развитие считались взаимоувязанными понятиями. Экономический рост характеризовался динамикой ВВП/ВРП, а экономическое развитие оценивалось через темпы роста их производных – ВВП/ВРП на душу населения, покупательной способности населения относительно ВВП/ВРП и т.д. Однако в настоящий период вновь² появились сомнения в правильности такого подхода. Обязательно ли развитие обуславливается экономическим ростом? Вероятно, здесь многое зависит от того, какие стратегические цели ставит перед собой страна/регион. Например, если цель – структурные преобразования в экономике, то на первоначальном этапе реформ их реализация вполне может привести к замедлению или отсутствию экономического роста. Более того, все чаще звучат высказывания о том, что в гармоничном обществе главной задачей является не рост экономики, а «состояние души», которое выражается в благополучии населения и общественном спокойствии.

Иными словами, дефиниции «экономический рост» и «экономическое развитие» необходимо четко разграничивать. Например, опираясь на базовую основу каждого из этих понятий. По мнению авторов, поиск ответа на вопрос о базовых постулатах, лежащих в основе экономического развития и экономического роста, находится в сфере анализа стратегий развития отдельных стран.

² На рубеже 1960–1970-х гг. группа западных интеллектуалов (Д. Медоус, П. Сэмюэлсон и др.), действующих под эгидой «Римского клуба», выдвинула теорию «нулевого роста», согласно которой оптимальным для развития страны является отсутствие роста основных макроэкономических показателей, прежде всего ВВП. Их позицию советские экономисты подвергли жесткой критике.

Экономическое развитие основано на мобилизации ресурсов для достижения значимых для страны целей (например, борьбы с бедностью, в том числе через перераспределение доли оплаты труда в ВВП³), поэтому характеризующие его индикаторы должны отражать мобилизующий потенциал экономики. Экономический рост хотя и отражает степень динамизма экономики, не является самоцелью ее развития. В качестве его интегрального показателя обычно используется динамика ВВП [Титов, 2017; Новиков, Новикова, 2019]. При таком разграничении понятий развития и роста становится ясно, почему все чаще эксперты подвергают сомнению правомерность использования ВВП для оценки экономического развития.

Показатель ВВП как объект дискуссий

Еще в 2008 г. по поручению президента Франции Николя Саркози была создана Комиссия по измерению эффективности экономики и социального прогресса, в которую вошли два нобелевских лауреата – Д. Стиглиц и А. Сен, а также выдающийся французский экономист Ж.-П. Фитусси. Им было предложено выявить проблемы оценки эффективности экономик мира на основе показателя ВВП и сформулировать предложения по его совершенствованию. В своем итоговом докладе исследователи объяснили, «почему ВВП не имеет смысла» [Стиглиц и др., 2016]: выявлена ограниченность показателя ВВП в качестве индикатора экономического развития и социального прогресса, включая проблемы его измерения; нельзя использовать ВВП в качестве критерия оценки благосостояния, так как ВВП в основном измеряет рыночное производство, выраженное в денежных единицах.

Комиссия разработала рекомендации для измерения текущего благосостояния (уровень и качество жизни) и его сохранения в будущем (устойчивости) по трем основным направлениям.

1. Оценивать уровень жизни путем смещения акцента на другие агрегаты национальных счетов (например, на чистый валовой продукт, в котором учтена амортизация), при расчете классического ВВП путем улучшения измерения услуг, включая государственные, за счет рассмотрения в совокупности дохода,

³ ВВП повышают зарплату // Коммерсантъ. 2019. 26 апр. № 75. С. 1. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3955406> (дата обращения: 26.04.2019).

потребления и богатства, а также вывода на первый план точки зрения домохозяйств.

2. Измерять качество благосостояния путем оценки в денежном выражении здоровья людей, их образования, персональной активности, включая работу, условий окружающей среды, политического представительства и управления, социальных связей и отношений, окружающей среды.

3. Оценивать устойчивость (будущее благосостояние) вместе с экологическими аспектами путем использования панели индикаторов устойчивого развития.

В свою очередь известный британский экономист Д. Койл показывает, что ВВП был хорошим показателем для экономики XX в., но все менее подходит для XXI в., в котором определяющую роль играют инновации, услуги и нематериальные блага [Койл, 2016].

В докладе Credit Suisse «Есть ли будущее у ВВП?»⁴ (2018 г.) отмечается снижение роли ВВП как основного экономического показателя. По мнению авторов, это связано прежде всего с развитием цифровых технологий, растущей разницей в бизнес-моделях развитых и развивающихся стран. Они также отмечают, что для оценки благополучия общества необходимы показатели, которые учитывают вопросы экологии, социального взаимодействия и технологического прогресса, предлагая в качестве инструментов такой оценки ввести «зеленый» ВВП, индекс человеческого развития, или индекс счастья.

В российской печати развернута дискуссия об использовании ВВП как показателя, отражающего уровень и цель развития экономики [Зотин, 2018].

Некоторые авторы предлагают вообще его не считать и обратиться к альтернативным показателям, которые лучше отражают уровень развития⁵. Так, в 2016 г. на экономическом форуме в Давосе Дж. Стиглиц призвал инвестировать в человеческий капитал и перестать оглядываться на рост ВВП. По мнению нобелевского лауреата, «ВВП – плохой показатель экономического

⁴ Есть ли будущее у ВВП: что придет на смену главному барометру экономики // URL: <https://www.rbc.ru/economics/31/05/2018/5b0eb17b9a794717f59b9bcad?from=main> (дата обращения: 22.03.2019).

⁵ Отменить ВВП – и дело с концом! Вольная экономика. URL: <https://zen.yandex.ru/media/freesconomy/otmenit-vvp-i-delo-s-koncom-5c61b0331fabdc00afe7cf30> (дата обращения: 03.04.2019).

развития, плохой показатель благосостояния, и важно понимать, что использование таких показателей сказывается на решениях: если измерять не то, можно сделать не то»⁶. И это заявление не единственное.

На ежегодных форумах в Давосе регулярно обсуждаются методики расчета ВВП, а также предлагаются подходы по формированию других показателей, пригодных для оценки экономики страны (например, индекса инклюзивного развития).

Учитывая возможные направления трансформации показателя ВВП, рассмотрим историю его создания, сущность и подходы к модернизации.

Из истории создания ВВП как универсального измерителя объема экономики страны

Трудно поверить, но до 1930-х гг. не было показателя, позволяющего измерять и сопоставлять вклад в экономику той или иной страны различных ее отраслей и регионов, тем более – делать международные сравнения. Обычной практикой было сравнение произведенных товаров в натуральной форме, что частично позволяло судить о соотношении изучаемых объектов без детального учета их потребительских качеств, но не позволяло делать выводы о масштабах производства.

Поэтому экономисты обсуждали возможность создания показателя, который обладал бы следующими свойствами:

√ был бы универсальным для всех объектов наблюдения: стран, отраслей, регионов и т.д.;

√ давал бы стоимостную оценку, как в национальной валюте, так и в валюте, выбранной для таких сопоставлений;

√ требовал бы минимальной трудоемкости расчетов и коррелировал с собираемыми показателями для оценки эффективности объектов наблюдения.

Первым такой показатель предложил Саймон Кузнец – американский экономист российского происхождения, нобелевский лауреат по экономике 1971 г. «за эмпирически обоснованное толкование экономического роста». Он предложил измерять произведенные продукты и оказанные услуги не только в натуральном,

⁶ Джозеф Стиглиц призвал не считать ВВП показателем развития. URL: <https://www.rbc.ru/economics/21/01/2016/56a0ed629a79471f9d12c9af> (дата обращения: 22.03.2019).

но и в стоимостном выражении, путем расчета стоимости произведенных продуктов и оказанных услуг в текущих ценах. Этот показатель был назван Gross Domestic Product (GDP) – Валовой Внутренний Продукт (ВВП)⁷.

В бюджетном послании 1944 г. президент США Франклин Рузвельт впервые ввел идею расчета ВВП для оценки роста национальной экономики. С тех пор концепция использования ВВП как стоимостного показателя получила международное признание. К началу XXI века рост экономики и рост ВВП стали синонимами практически во всех странах.

Наряду с Саймоном Кузнецом первопроходцем в сфере разработки показателя ВВП считается англичанин Ричард Стоун, который получил Нобелевскую премию в 1984 г. «за новаторскую работу в области создания системы национальных счетов».

Система национальных счетов (СНС) представляет собой согласованный на международном уровне стандартный набор рекомендаций по определению показателей экономической деятельности, базирующихся на принципах экономической теории⁸. Ключевые концепции и определения системы (как и классификации и правила ведения счетов) носят универсальный характер и не зависят от конкретных экономических условий, в которых они применяются.

СНС позволяет проводить сопоставления по любым задаваемым параметрам и может быть основой для выявления закономерностей в развитии стран по выделенным критериям. Сегодня ключевыми областями ее применения являются мониторинг развития экономики, макроэкономический анализ и международные сопоставления, но она дает возможность рассчитать также показатели, отражающие экономическое развитие и экономический рост, что позволяет предполагать ее активное использование для создания новых оригинальных показателей, формирующих мировые и национальные цели.

⁷ С. Кузнец также совершил революцию в методике статистического анализа национального дохода, выдвинул теорию о сглаживании социального неравенства по мере развития экономики, развил идеи Н. Кондратьева об экономических циклах [Абрамовиц, 1993].

⁸ Система национальных счетов 2008 / Европейская комиссия, МВФ, ОЭСР, ООН, Всемирный банк. Нью-Йорк, 2012. URL: https://unstats.un.org/unsd/publication/seriesf/SeriesF_2Rev5r.pdf

Для справки⁹.

Основные макроэкономические показатели (агрегаты) СНС-2008: валовой внутренний продукт (ВВП); чистый внутренний продукт (ЧВП); валовой национальный доход (ВНД); чистый национальный доход (ЧНД); национальный располагаемый доход; национальное сбережение; национальное богатство. Валовым национальным доходом (ВНД) в системе национальных счетов в 1998 г. начали называть валовой национальный продукт (ВНП).

Валовой внутренний продукт (ВВП) – это сумма валовой добавленной стоимости всех резидентов-производителей в основных ценах плюс часть налогов на продукты (или весь итог) за вычетом субсидий, которая не включена в оценку выпуска. Далее, ВВП равен сумме конечного использования товаров и услуг (все виды использования, кроме промежуточного потребления) в ценах покупателей минус стоимость импорта товаров и услуг. Наконец, ВВП также равен сумме первичных доходов, выплаченных резидентами-производителями.

Валовой национальный доход (ВНД) определяется как ВВП, плюс оплата труда и доходы от собственности, подлежащие получению из-за границы, плюс налоги на производство и импорт за вычетом субсидий, получаемые из-за рубежа, минус оплата труда, доходы и налоги, подлежащие выплате за границу. Таким образом, ВНД отличается от ВВП на величину сальдо первичных доходов (зарплата, доходы от собственности) из-за границы.

Рассмотрим два основных аспекта применения ВВП: как универсального стоимостного показателя всех произведенных в стране товаров и услуг для международных сопоставлений и как индикатора экономического роста.

Особенности сравнения стран по ВВП и ВНД

В настоящее время для международного сопоставления ВВП используют три основных метода его оценки:

- 1) пересчет стоимостных показателей с использованием среднегодового валютного курса сравниваемых стран;
- 2) метод Атласа – применение сглаженного за три года валютного курса;
- 3) расчет паритетов покупательной способности (ППС)¹⁰.

Используя базу открытых данных Всемирного банка, приведем рейтинги топ-20 стран по валовому внутреннему продукту (ВВП) и валовому национальному доходу (ВНД) в 2017 г. При этом первый показатель рассчитан по валютному курсу, второй – по методу Атласа.

⁹ Система национальных счетов 2008. / Европейская комиссия, МВФ, ОЭСР, ООН, Всемирный банк. Нью-Йорк, 2012. URL: https://unstats.un.org/unsd/publication/seriesf/SeriesF_2Rev5r.pdf.

¹⁰ Система национальных счетов 2008 / Европейская комиссия, МВФ, ОЭСР, ООН, Всемирный банк. Нью-Йорк, 2012. URL: https://unstats.un.org/unsd/publication/seriesf/SeriesF_2Rev5r.pdf

Таблица 1. Рейтинг стран мира по ВВП, рассчитанному путем пересчета по валютному курсу, и по ВНД на основе метода Атласа в 2017 г.

Ранг	Страна	ВВП, млн долл. США*	Доля в мире, %	Ранг	Страна	ВНД, млн долл. США**	Доля в мире, %
1	США	19 390 604	24,02	1	США	18 980 259	24,30
2	Китай	12 237 700	15,16	2	Китай	12 042 906	15,42
3	Япония	4 872 137	6,03	3	Япония	4 888 124	6,26
4	Германия	3 677 439	4,55	4	Германия	3 596 609	4,61
5	Великобритания	2 622 434	3,25	5	Великобритания	2 675 928	3,43
6	Индия	2 600 818	3,22	6	Франция	2 548 257	3,26
7	Франция	2 582 201	3,20	7	Индия	2 405 744	3,08
8	Бразилия	2 055 506	2,55	8	Италия	1 878 330	2,40
9	Италия	1 934 798	2,40	9	Бразилия	1 800 567	2,31
10	Канада	1 653 043	2,05	10	Канада	1 573 492	2,01
11	Российская Федерация	1 577 524	1,95	11	Южная Корея	1 460 492	1,87
12	Южная Корея	1 530 751	1,90	12	Россия	1 355 593	1,74
13	Австралия	1 323 421	1,64	13	Испания	1 265 880	1,62
14	Испания	1 311 320	1,62	14	Австралия	1 263 489	1,61
15	Мексика	1 150 888	1,43	15	Мексика	1 112 395	1,42
16	Индонезия	1 015 539	1,26	16	Индонезия	934 365	1,20
17	Турция	851 549	1,05	17	Турция	883 098	1,13
18	Нидерланды	826 200	1,02	18	Нидерланды	791 270	1,01
19	Саудовская Аравия	686 738	0,85	19	Швейцария	682 059	0,87
20	Швейцария	678 887	0,84	20	Саудовская Аравия	661 784	0,85
...							
32	Южная Африка	348 872	0,43	36	Южная Африка	307 963	1,72
...							
	G7	36 735 656	45,50	G7		36 140 999	46,27
	БРИКС	18 820 420	23,31	БРИКС		17 912 773	22,94
...							
	Мир	80 737 576	100,00	Мир		78 101 101	100,00

Источники табл. 1, 2: World Development Indicators database, World Bank, 25 January 2019. Gross domestic product 2017. URL: <https://databank.worldbank.org/data/download/GDP.pdf>

World Development Indicators database, World Bank, 25 January 2019. Gross national income 2017, Atlas method. URL: <https://databank.worldbank.org/data/download/GNI.pdf>

* Оценка на базе сглаженного за три года валютного курса.

** Метод Атласа разработан Всемирным банком для собственных целей. Описание метода Атласа можно найти в ежегоднике Всемирного банка World Development Indicators, в разд. Statistical Methods.

Как следует из таблицы 1, почти четверть мирового ВВП приходится на США. Ближким к нему является совокупный ВВП объединения БРИКС (Бразилия, Россия, Индия, Китай, Южная Африка). Второе место в мире по объему ВВП занимает Китай (он же обеспечивает 65% от совокупного ВВП БРИКС). Таким образом, при развитии интеграции объединения БРИКС и признании доминирующей роли Китая можно утверждать, что США и БРИКС являются относительно разнозначными «игроками» в формировании мирового ВВП. Место России – одиннадцатое в мире и четвертое в БРИКС, то есть если ориентироваться на эти измерители, де-факто перед нами должна стоять задача вхождения не в пятерку, а в десятку крупнейших экономик мира.

Отметим близкие, но не совпадающие значения в рассматриваемой группе стран по размеру ВВП и ВНД. Если первая пятерка стран по тому и другому показателю совпадает, то, начиная с шестого места, нет однозначного соответствия: ВНД иначе ранжирует страны, чем ВВП. Отдельные исследователи полагают, что этот показатель более точный, однако ВВП по-прежнему доминирует в межстрановых сравнениях.

Другим принципиальным измерителем мощи экономики является показатель ВВП по ППС (табл. 2).

Примечательно, что при таком способе расчета США уступают Китаю первенство в мировом рейтинге, а доля БРИКС составляет почти треть от мирового ВВП. При этом страны БРИКС распределены крайне неравномерно: от 18,25% у Китая до 0,60% у Южной Африки. Доля Китая в совокупном ВВП БРИКС составляет 57,4%.

Россия в рейтинге ВВП по паритету покупательной способности выглядит значительно лучше, чем в рейтинге ВВП, рассчитанному по валютному курсу (2,99% против 1,95%), и занимает третье место среди стран БРИКС.

Также обратим внимание, что по этому показателю доля G7 и БРИКС является почти равной, так что если такой способ расчета брать как основной для сравнения стран, выводы об их экономическом потенциале будут иными, чем для первого рейтинга.

Собственно, указанная зависимость оценки ВВП от метода расчета и является главным объектом критики. Исследователи активно ищут другие показатели, обосновывая целевые установки, которые те должны отражать.

Таблица 2. Рейтинг стран мира по ВВП, рассчитанному на основе паритета покупательной способности в 2017 г.

Ранг	Страна	ВВП (ППС), млн международных долл. *	Доля в мире, %
1	Китай	23 300 783	18,25
2	США	19 390 604	15,19
3	Индия	9 453 706	7,41
4	Япония	5 487 161	4,30
5	Германия	4 187 583	3,28
6	Российская Федерация	3 817 201	2,99
7	Индонезия	3 242 769	2,54
8	Бразилия	3 240 524	2,53
9	Франция	2 876 060	2,25
10	Великобритания	2 856 703	2,24
11	Италия	2 387 357	1,87
12	Мексика	2 360 263	1,85
13	Турция	2 141 265	1,68
14	Южная Корея	1 972 971	1,55
15	Саудовская Аравия	1 771 385	1,39
16	Испания	1 769 637	1,38
17	Канада	1 714 447	1,34
18	Иран	1 691 474	1,32
19	Таиланд	1 233 854	0,97
20	Австралия	1 192 066	0,93
...			
29	Южная Африка	765 542	0,60
...			
	G7	38 899 915	30,47
	БРИКС	40 577 756	31,79
...			
	Мир	127 661 922	100,00

*Международный доллар – условная расчётная денежная единица, которая вычисляется делением единицы валюты соответствующей страны на расчётный показатель паритета покупательной способности, которую доллар США имел внутри США в оговоренное время.

Подошневые показатели уровня ВВП (ВНД) используются главным образом для определения взносов стран в бюджеты международных организаций, условий предоставления финансовой и иной помощи, а также для расчета различных индексов. При этом место той или иной страны в мировом рейтинге

по душевому ВНД, как и в случае с ВВП, во многом зависит от принятой методики (табл. 3).

Таблица 3. Рейтинг стран мира по ВНД на душу населения в 2017 г.

Ранг	Страна	ВНД (метод Атласа), долл. США	Ранг	Страна	ВНД (ППС), международ- ных долл.
	Пятерка лидеров			Пятерка лидеров	
1	Швейцария	80 560	1	Катар	128 050
2	Остров Мэн	79 910	2	Макао (Китай)	105 790
3	Норвегия	75 990	3	Сингапур	90 570
4	Макао (Китай)	72 050	4	Бруней Даруссалам	83 760
5	Люксембург	70 260	5	Кувейт	83 310
...			...		
	G7			G7	
8	США	58 270	12	США	60 200
18	Германия	43 490	18	Германия	51 680
19	Канада	42 870	22	Канада	46 070
21	Великобритания	40 530	24	Япония	44 850
24	Япония	38 550	26	Франция	43 790
25	Франция	37 970	27	Великобритания	42 560
28	Италия	31 020	30	Италия	39 640
...			...		
	БРИКС			БРИКС	
68	Российская Федерация	9 230	56	Российская Федерация	24 890
71	Китай	8 690	76	Китай	16 760
73	Бразилия	8 600	82	Бразилия	15 200
91	Южная Африка	5 430	91	Южная Африка	13 090
146	Индия	1 800	124	Индия	6 980
...
190	Бурунди	280	187	Центральна Африканская Республика	730
	Мир	10 371		Мир	16 902
	Низкий доход	774		Низкий доход	2 127
	Доход ниже среднего	2 118		Доход ниже среднего	7 163
	Доход выше среднего	8 197		Доход выше среднего	17 553
	Высокий доход	40 142		Высокий доход	47 575

Источник: World Development Indicators database, World Bank, 25 January 2019. Gross national income per capita 2017, Atlas method and PPP. URL: <http://data.worldbank.org/data-catalog/world-development-indicators>.

При сопоставимой выборке – 190 стран для расчета по методу Атласа и 187 стран по методу ППС - место конкретной страны существенно отличается.

Заметим, что ВВП (ВНД) на душу населения не отражает ни качество жизни, ни истинное положение дел в экономике, так как не учитывает, например, коэффициент Джини, характеризующий разрыв в доходах между богатыми и бедными [Койл, 2017].

Таким образом, все еще остается актуальным поиск такого показателя, который бы был пригоден для более адекватного определения значимости конкретного государства и отражал бы не только экономический рост.

ВВП как индикатор экономического роста

Как мы уже отмечали, в пункте 1 Указа Президента РФ №204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» целевой установкой развития страны выступает рост экономики, в качестве показателя для оценки этого роста назван валовой внутренний продукт. За его изменениями не просто внимательно следят, но и пытаются корректировать его значения, в том числе для сохранения общественного спокойствия. Так, например, Росстат за 11 месяцев 2018 г. объявил рост ВВП на 1,8%, затем после корректировки показатель был увеличен до 2,3%¹¹. Такая трансформация активно обсуждается учеными: действительно ли не было учтено развитие отдельных отраслей или это пример манипуляций для приукрашивания действительного состояния экономики?

В таблице 4 приведены темпы роста ВВП стран, входящих в G7 и объединение БРИКС, в 2015–2018 гг.

Как видим, в основной доле стран наблюдается снижение темпов экономического роста, измеряемых ВВП. При этом в большей степени – в группе G7. В объединении БРИКС темпы роста значительно выше, кроме ЮАР и Бразилии. Спорным является показатель России (по указанным причинам). В бюллетене МВФ «Перспективы развития мировой экономики», опубликованном в январе 2019 г., отмечено, что мировой подъем замедлился, и

¹¹ Росстат сообщил о рекордном за шесть лет росте экономики. Ведомости. URL: <https://www.vedomosti.ru/economics/articles/2019/02/04/793198-rosstat-soobschil-rekordnom-za-roste> (дата обращения: 02.04.2019).

в 2018 г. составил 3,7% (оценка). Ужесточение финансовых условий, высокий уровень государственной и частной задолженности (например, госдолг США на начало 2019 г. достиг 22 трлн долл.) будут способствовать тому, что в 2019 г. рост мировой экономики по прогнозу составит 3,5%, а в 2020 г. – 3,6%¹².

Таблица 4. Динамика реального объема валового внутреннего продукта* стран, входящих в G7 и БРИКС, в 2015–2018 гг., % к предыдущему периоду, прирост (снижение)

Страна	2015	2016	2017	2018**
G7				
США	2,9	1,6	2,2	2,9
Канада	0,7	1,1	3,0	2,1
Франция	1,1	1,2	2,2	1,5
Великобритания	2,3	1,8	1,8	1,4
Германия	1,7	2,2	2,4	1,4
Италия	0,9	1,1	1,6	1,0
Япония	1,2	0,6	1,9	0,7
БРИКС				
Индия	8,2	7,1	6,7	7,3
Китай	6,9	6,7	6,9	6,6
Россия	-2,5	0,3	1,6	2,3
Бразилия	-3,5	-3,3	1,1	1,3
ЮАР	1,3	0,6	1,3	0,8

Источник: Росстат. URL: http://www.gks.ru/bgd/free/B09_03/IssWWW.exe/Stg/d04/31.htm

* Информация подготовлена на основе публикаций Международного валютного фонда, Организации экономического сотрудничества и развития, Евростата и оперативных данных национальных статистических служб.

** Предварительные данные.

В целом, следует отметить, что динамика ВВП хотя и остается основным показателем экономического роста страны, но а) не единственным и б) ее анализ должен быть подкреплен анализом факторов, влияющих на эту динамику. Поэтому, несмотря на развитую методологическую и методическую базу расчета экономического роста, поиск альтернативных ВВП показателей продолжается. Рассмотрим основные предложения.

¹² Международный валютный фонд, 2019. Бюллетень «Перспектив развития мировой экономики», январь 2019 года. Ослабление мирового подъема. URL: <https://www.imf.org/ru/Publications/WEO/Issues/2019/01/11/weo-update-january-2019> (дата обращения: 23.02.2019).

Оценка уровня благосостояния и устойчивого развития: скорректировать или заменить ВВП

Очевидно, что переход на иные показатели (помимо ВВП), отражающие экономический рост и экономическое развитие, должен иметь обоснованные причины. Кому-то таким может представляться, например, улучшение положения той или иной страны или группы стран в общемировом рейтинге. Однако, на наш взгляд, гораздо важнее – поиск взаимосвязей в стратегиях отдельных стран, выявление тенденций формирования мировой экономики и новых постулатов, отражающих общественно-экономический прогресс.

Зарубежные исследования в сфере корректировки ВВП и поиска новых индикаторов экономического роста были начаты еще в 1970-х г. Нордхаусом и Тобином [Леочи, 2012]. Эти экономисты предложили рассчитывать путем корректировки ВВП два показателя: меру экономического благосостояния (*Measure of Economic Welfare – MEW*) и меру устойчивого экономического благосостояния (*Sustainable Measure of Economic Welfare – SMEW*).

Показатель *MEW* определялся путем исключения из суммарного частного потребления затрат, которые не вносят позитивного вклада в благосостояние (например, государственные расходы на национальную оборону, затраты на поездки на работу и юридические услуги), и добавления денежных оценок деятельности, которая вносит такой вклад (например, досуг или работа на дому).

Показатель *SMEW* определялся Нордхаусом и Тобином путем корректировки показателя *MEW* на изменения в суммарном богатстве. Для этого были использованы оценки суммарного общественного и частного богатства, включая воспроизводимый капитал (оборудование, инфраструктура), невоспроизводимый (земля и иностранные активы), образовательный (кумулятивная стоимость лет, проведенных в образовательной системе) и оздоровительный капитал.

Позднее на основе *MEW* и *SMEW* были разработаны индекс устойчивого экономического благосостояния (*Index of Sustainable Economic Welfare – ISEW*) и индикатор подлинного прогресса (*Genuine Progress Indicator – GPI*), которые дополнительно учитывают также фактор истощения природных ресурсов (загрязнение воды и воздуха, уровень шума, потерю природных

ресурсов и т.п.). Истощение ресурсов оценивается путем определения объема инвестиций, необходимых для создания потока возобновляемых заместителей. Имеются данные, что в 1990-х годах около 11 стран рассчитывали национальный индикатор подлинного прогресса. Для ЕС и США этот индикатор показал устойчивое сокращение благосостояния.

Еще одной альтернативой ВВП является так называемый «зеленый» ВВП. Для его подсчета в традиционный ВВП вносятся корректировки, касающиеся истощения ресурсов, расходов на защиту и восстановление окружающей среды. В начале 2000-х годов были проведены «пробные» расчеты этого показателя для ряда стран, включая Россию. Полученные результаты показали, что вместо экономического роста в этих странах происходит стагнация или снижение, поэтому, по политическим соображениям, они не получили широкого освещения, а «зеленый» ВВП не занял место классического¹³. Кроме того, некоторые аналитики признают, что при расчете этого показателя возникают проблемы с достоверностью стоимостных оценок качества окружающей среды [Стиглиц и др., 2016. С. 172].

Тем не менее в 2009 г. специалистами из ООН в соавторстве с МВФ, ОЭСР, Всемирным банком и ВТО был представлен доклад о зеленой экономике, провозглашающий глобальный «зеленый курс» как единственный путь развития, способный придать мировым системам устойчивость.

На концепции «зеленых национальных счетов» построен еще один индикатор, которым предлагалось заменить ВВП. Это – *скорректированные чистые накопления (Adjusted Net Savings – ANS)*, также известные как истинные сбережения, или истинные инвестиции. Теоретической основой этого индикатора является поддержание постоянного запаса «богатства в расширенном понимании», которое не ограничивается природными ресурсами, но включает в себя также физический, производственный и человеческий капитал. ANS – это показатель объема накоплений, из которого вычитаются расходы на потребление, стоимость, отражающая масштабы истощения природных ресурсов, ущерб от выбросов углерода, и прибавляются затраты

¹³ Шаповалов А. Тайна зеленого ВВП // Коммерсантъ Власть. 2010. 26 апр. № 16. С. 46.
URL: <https://www.kommersant.ru/doc/1357612> (дата обращения: 22.03.2019).

государства на образование. Отрицательное значение ANS означает истощение запасов капитала, положительное – увеличение богатства. Индикатор скорректированных чистых накоплений рассчитывается Всемирным банком для более чем 200 стран. Заметим, что значение этого индикатора для России в отдельные годы было отрицательным.

Основная проблема введения указанных альтернативных показателей заключается не в том, что они дают худшее представление об экономическом росте, чем ВВП, а в том, что они не могут рассчитываться, корректироваться и прогнозироваться с такой же регулярностью ввиду отсутствия официальных статистических данных. Нет регулярной статистики по образовательному и оздоровительному капиталу, экологическому ущербу и истощению природных ресурсов. Поэтому все они могут дополнить ВВП, но не заменить его [Стиглиц и др., 2016].

К интегральным показателям, которые предлагается использовать в качестве альтернативы ВВП, относится ряд индексов. Один из самых известных – *индекс человеческого развития (Human Development Index, HDI)* – был разработан в 1990 г. пакистанским экономистом Махбубом уль-Хаком (Mahbub ul-Haq) и с тех пор ежегодно рассчитывается экспертами Программы развития ООН (ПРООН) совместно с группой независимых экспертов. Индекс человеческого развития – это интегральный показатель, который измеряет достижения страны в области состояния здоровья, получения образования и доходов её граждан, по трём основным направлениям, для которых рассчитываются следующие индексы.

Индекс ожидаемой продолжительности жизни характеризует здоровье и долголетие граждан страны, измеряемое показателем средней ожидаемой продолжительности жизни при рождении.

Индекс образования характеризует доступ к образованию, измеряемый средней ожидаемой продолжительностью обучения детей школьного возраста и средней продолжительностью обучения взрослого населения.

Индекс валового национального дохода характеризует уровень жизни, измеряемый величиной валового национального дохода на душу населения в долларах США по паритету покупательной способности.

Основная идея состоит в том, чтобы при оценке развития учитывались достижения в области здравоохранения и образования. В 2010 г. индекс человеческого развития был трансформирован. В дополнение к сводному показателю, который опирается на среднестрановые статистические данные и не учитывает внутреннее неравенство, были введены три новых индикатора: индекс человеческого развития, скорректированный с учётом социально-экономического неравенства (ИЧРН), индекс гендерного неравенства (ИГН) и индекс многомерной бедности (ИМБ).

В таблице 5 приведены позиции некоторых стран в рейтинге по индексу человеческого развития в 2017 г. (вся выборка включает 189 стран).

Таблица 5. Позиции стран мира в рейтинге по индексу человеческого развития (HDI) в 2017 г.

Страна	Место в рейтинге	Значение индекса	Группа стран
	<i>Пятерка лидеров</i>		
Норвегия	1-е	0,953	С очень высоким уровнем человеческого развития
Швейцария	2-е	0,944	С очень высоким уровнем человеческого развития
Австрия	3-е	0,939	С очень высоким уровнем человеческого развития
Ирландия	4-е	0,938	С очень высоким уровнем человеческого развития
Германия	5-е	0,936	С очень высоким уровнем человеческого развития
	<i>G7</i>		
Германия	5-е	0,936	С очень высоким уровнем человеческого развития
Канада	12-е	0,926	С очень высоким уровнем человеческого развития
США	13-е	0,924	С очень высоким уровнем человеческого развития
Великобритания	14-е	0,922	С очень высоким уровнем человеческого развития
Япония	19-е	0,909	С очень высоким уровнем человеческого развития
Франция	24-е	0,901	С очень высоким уровнем человеческого развития
Италия	28-е	0,880	С очень высоким уровнем человеческого развития
	<i>БРИКС</i>		
Россия	49-е	0,816	С очень высоким уровнем человеческого развития
Бразилия	79-е	0,759	С высоким уровнем человеческого развития
Китай	86-е	0,752	С высоким уровнем человеческого развития
ЮАР	113-е	0,699	Со средним уровнем человеческого развития
Индия	130-е	0,640	Со средним уровнем человеческого развития

Источник: Доклад «Индексы и индикаторы человеческого развития: Обновленные статистические данные 2018». Опубликовано для Программы развития Организации Объединенных Наций (ПРООН). URL: http://hdr.undp.org/sites/default/files/2018_human_development_statistical_update_ru.pdf

Как видим, в пятерку лидеров из стран G7 вошла только Германия. В целом, группы G7 и БРИКС характеризуются неравномерным распределением внутри себя. При этом страны БРИКС существенно отстают от развитых стран. Приятно отметить, что Россия лидирует среди стран БРИКС и вошла в группу 59 стран с очень высоким уровнем человеческого развития. Замыкает рейтинг стран БРИКС Индия, которая находится на 130-м месте и отстает от России на 81 позицию в рейтинге и на 0,176 пункта в значении индекса.

Приведенные данные дают широкий простор для формирования целевых показателей для отдельных стран, в случае выбора ими в качестве стратегической цели человеческое развитие.

Индекс инклюзивного развития. Для решения проблемы социально-экономического неравенства международными и наднациональными организациями, такими как ООН, МВФ, ОЭСР, Всемирный банк, Всемирный экономический форум, стал использоваться показатель инклюзивного (или социально-ориентированного) экономического роста, для которого были разработаны специальные методики [Андриевская, 2015].

Разработанный Всемирным экономическим форумом *индекс инклюзивного развития (Inclusive Development Index – IDI)* позволяет оценить, насколько эффективно общенациональное богатство повышает уровень жизни и способствует сглаживанию дифференциации среди населения. Индекс включает 12 индикаторов, объединенных в три группы:

- 1) рост и развитие (ВВП на душу населения, производительность труда, занятость, ожидаемая продолжительность жизни);
- 2) инклюзивность (средний семейный доход, уровень неравенства доходов, уровень бедности, уровень неравенства в распределении богатства);
- 3) межпоколенческая справедливость и устойчивость (уровень сбережений, демографической нагрузки, государственного долга и загрязнения окружающей среды).

ВЭФ ранжирует по IDI отдельно развитые и развивающиеся страны. Это потребовалось из-за различий между ними в определении уровня бедности. В таблице 6 приведены позиции отдельных стран мира в рейтинге в 2017–2018 гг.

В настоящее время известно несколько организаций, которые разрабатывают и публикуют так называемый *индекс счастья*.

К ним относятся Сеть решений устойчивого развития ООН (*World Happiness Index – WHI*), британский исследовательский центр New Economic Foundation (*Happy Planet Index – HPI*), Организация экономического сотрудничества и развития (*OECD Better Life Index*)¹⁴.

Таблица 6. **Позиции стран мира в рейтинге по индексу инклюзивного развития (IDI) в 2017, 2018 гг.**

Страна	2018	2017
Развитые страны, всего	30	29
<i>Пятерка лидеров</i>		
Норвегия	1	1
Исландия	2	4
Люксембург	3	2
Швейцария	4	3
Дания	5	5
<i>G7</i>		
Германия	12	13
Канада	17	15
Франция	18	18
Великобритания	21	21
Япония	24	24
США	23	23
Италия	27	27
Развивающиеся страны, всего	77	78
<i>Пятерка лидеров</i>		
Литва	1	1
Венгрия	2	3
Азербайджан	3	2
Латвия	4	7
Польша	5	4
<i>БРИКС</i>		
Россия	19	13
Китай	26	15
Бразилия	37	30
Индия	62	60
Южная Африка	69	70

Источники: The Inclusive Growth and Development Report 2017. World Economic Forum 2017. URL: http://www3.weforum.org/docs/WEF_Forum_IncGrwth_2017.pdf;
The Inclusive Development Index 2018. Summary and Data Highlights. World Economic Forum 2018. URL: http://www3.weforum.org/docs/WEF_Forum_IncGrwth_2018.pdf

¹⁴ Уровень счастья как новый показатель ВВП. URL: <http://2035.media/2019/01/09/happu/> (дата обращения: 17.01.2019).

Как видим, состав топ-5 развитых стран в последние два года не изменился. В пятерку лидеров среди развивающихся стран входят бывшие советские республики и страны соцлагеря. Россия по индексу инклюзивного развития среди стран БРИКС занимает первое место, значительно опережая не только партнеров по альянсу, но и США. То есть в случае принятия индекса инклюзивного развития в качестве измерителя положения стран ситуация России на мировой арене выглядела бы значительно лучше.

Наиболее известными и представительными являются исследования ООН, которые публикуются, начиная с 2012 г., в ежегодном Докладе о мировом счастье (World Happiness Report). При определении уровня счастья для 156 стран исследователями анализируются шесть показателей: ВВП на душу населения; ожидаемая продолжительность здоровой жизни; масштабы социальной поддержки; возможность граждан самостоятельно принимать жизненно важные решения; щедрость; восприятие коррупции.

В таблице 7 приведены рейтинг стран и значения индекса счастья в 2018 г. (выборка 156 стран).

Таблица 7. Позиции стран мира в рейтинге счастья в 2018 г.

Страна	Место в рейтинге	Значение индекса
<i>Пятерка лидеров</i>		
Финляндия	1	7,769
Дания	2	7,600
Норвегия	3	7,554
Исландия	4	7,494
Нидерланды	5	7,488
<i>G7</i>		
Канада	9	7,278
Великобритания	15	7,054
Германия	17	6,985
США	19	6,892
Франция	24	6,592
Италия	36	6,223
Япония	58	5,886
<i>БРИКС</i>		
Бразилия	32	6,300
Россия	68	5,648
Китай	93	5,191
ЮАР	106	4,722
Индия	140	4,015

Как видим, в пятерку лидеров по индексу счастья не попали представители ни группы G7, ни стран БРИКС. При этом внутри этих групп наблюдается значительный разброс показателей. Так, Япония отстает от Канады на 49 мест в рейтинге, а Бразилия не только занимает первое место среди стран БРИКС, но и обошла Италию и Японию. Также отметим, что Россия занимает второе место по индексу счастья среди стран БРИКС и только на 10 мест ниже Японии.

Приведенные данные показывают, что индекс счастья выстраивает страны мира в непривычной исследователям конфигурации и заставляет задуматься о возможной смене приоритетов при определении места и роли той или иной страны в мировом развитии.

Таким образом, спустя почти 90 лет после создания показателя ВВП разворачивается дискуссия о новых индикаторах, измеряющих благополучие экономики и общества. Не исключено, что в ближайшие годы мы станем свидетелями внедрения новых показателей.

В зависимости от выбора в качестве цели стратегического развития конкретных показателей, отражающих различные аспекты существования человека и общества, результаты, формирующие нашу оценку места и роли той или иной страны в глобальном мире, будут различны. Именно о смене приоритетов в XXI веке ведутся основные дискуссии в экспертном сообществе.

Поэтому, уточняя цели реализации Указа Президента РФ от 7 мая 2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах...», следует иметь в виду, что Россия, прежде всего, должна предложить адекватную национальным целям систему показателей. Выбор такой системы – ключевой вопрос при определении стратегии развития. Эти показатели могут отражать исторические особенности той или иной страны, уровень образования и культуры и т.д. На наш взгляд, эти особенности необходимо учитывать при оценке экономического развития и экономического роста любых государств.

Литература

Абрамовиц М. Биография. Саймон Кузнец (1901–1985) // Теория и история экономических и социальных институтов и систем (THESIS). Структуры и институты, 1993. Вып. 2. С. 228–234.

Андреевская В. Б. Эффективность государственного управления как необходимая предпосылка инклюзивного роста экономики // Идеи и идеалы. 2015. № 1(23). Т. 2. С. 90–101.

Зотин А. Экономика протеста: валовой внутренний обман // Коммерсантъ. 2018. 25 авг. URL: https://www.kommersant.ru/doc/3712555?from=doc_vrez

Койл Д. ВВП: Краткая история, рассказанная с пиететом / Пер. с англ. А. Гусева; под науч. ред. А. Смирнова; НИУ «Высшая школа экономики». М.: Изд. Дом Высшей школы экономики, 2016. 176 с.

Леочи П. Качество жизни и устойчивое развитие // Экономические науки 2012. № 5 (90). С. 41–45. URL: <http://ecsocman.hse.ru/data/2013/02/13/1251421871/99.pdf>

Новиков А. В., Новикова И. Я. Экономический рост и инвестиционная деятельность в России: прогнозы и реальность // ЭКО. 2019. № 2. С. 104–122.

Стиглиц Д., Сен А., Фитусси Ж.-П. Неверно оценивая нашу жизнь: Почему ВВП не имеет смысла? Доклад Комиссии по измерению эффективности экономики и социального прогресса / Пер. с англ. И. Кушнаревой; науч. ред. перевода Т. Дробышевская. М.: Изд-во Института Гайдара, 2016. 216 с.

Титов Б. Стратегия роста для России [Эл. ресурс] / Б. Титов, А. Широ // Вопросы экономики. 2017. № 12. С. 24–39. URL: <https://dlib.eastview.com/browse/doc/50030095>.

Статья поступила 11.04.2019.

Для цитирования: Новиков А. В., Новикова И. Я. ВВП как стоимостной измеритель объема экономики и индикатор экономического роста // ЭКО. № 9. С. 165–187. DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-165-187.

Summary

Novikov, A. V., Doct. Sci. (Econ.), Novosibirsk state University of Economics and Management,

Novikova, I. Ya., Cand. Sci. (Econ.), Novosibirsk

Gdp as the Value of Measuring the Size of the Economy and the Country's Economic Growth

Abstract. The article analyzes the problem of measuring the state of the economy on the basis of existing and proposed indicators. The relationship between the concepts of “economic development” and “economic growth” is discussed. The main aspects characterizing economic development and economic growth are revealed. The historical aspects of the creation of the gross domestic product (GDP) indicator, its importance for the evaluation and comparison of objects of observation are considered. The main directions of improving GDP and fundamental approaches to the transition to another indicator are highlighted. The article contains a large analytical material on the countries of the world and separately on the BRICs group. Highlighted features of the comparison countries in terms of GDP. The paper analyzes the shortcomings of the GDP indicator and the directions of its improvement, including indicators of real progress and adjusted net savings, Indices of human development, inclusive development and happiness.

Keywords: *economic development; economic growth; GDP; GNI; BRICS; Adjusted net savings indicator; human development Index; inclusive development Index; G7; Happiness inde*

References

Abramovits, M. (1993). Biography. Simon Kuznets (1901–1985). *Teoriya i istoriya ehkonomicheskikh i sotsial'nykh institutov i sistem. Struktury i instituty. Theory and History of Economic and Social Institutions and Systems (THESES)*, Vyp. 2. Pp. 228–234. (In Russ.).

Andrievskaya, V.B. (2015). Efficiency of public administration as a necessary prerequisite for inclusive economic growth. *Idei i idealy. Ideas & Ideals*. No. 1(23). Vol. 2. Pp. 90–101. (In Russ.).

Zotin, A. (2018). Protest economy: gross domestic fraud. *Kommersant 25 avg.* (In Russ.). Available at: https://www.kommersant.ru/doc/3712555?from=doc_vrez (accessed 22.03.2019).

Koil, D. (2016). *GDP: a brief history told with piety*. TRANS. from English. A. Guseva; under the science edited by A. Smirnov; national research UNIVERSITY “Higher school of Economics”. Moscow. House of Higher school of Economics Publ. 176 P. (In Russ.).

Leochi, P. (2012). Quality of life and sustainable development. *Ehkonomicheskie nauki*. No. 5 (90). Pp. 41–45. (In Russ.). Available at: <http://ecsocman.hse.ru/data/2013/02/13/1251421871/99.pdf> (accessed 10.04.2019).

Novikov, A.V., Novikova, I. Ya. (2019). Economic growth and investment activity in Russia: forecasts and reality. *ECO*. No. 2. Pp. 104–122. (In Russ.).

Stiglits, D., Sen, A., Fitussi, Zh.-P. (2016). *Incorrectly assessing our lives: Why GDP doesn't make sense? Report of the Commission on measuring economic performance and social progress*. Moscow. Publishing house of the Gaidar Institute, 216 P. (In Russ.).

Titov, B. (2017). Growth strategy for Russia. *Voprosy ehkonomiki*. No. 12. Pp. 24–39. (In Russ.). Available at: <https://dlib.eastview.com/browse/doc/50030095> (accessed 18.04.2019).

For citation: Novikov, A.V., Novikova, I. Ya. (2019). Gdp as the Value of Measuring the Size of the Economy and the Country's Economic Growth. *ECO*. No. 9. Pp. 165-187. (In Russ.). DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-165-187.

Экономическая история России от Григория Ханина

В своей последней монографии¹ Г.И. Ханин продолжает мучительно искать ответ на вопрос, приписываемый то ли Леху Валенсе, то ли Лешеку Бальцеровичу, а именно: возможно ли в принципе из социалистической ухи восстановить аквариум с рыбками или, другими словами, можно ли зародить жизнь в тоталитарной мертвечине. Правда, таким образом Г.И. Ханин вопрос не ставит. Более того, своими работами он утверждает, что подобные вопросы неуместны, поскольку плановая социалистическая экономика, особенно в ее мобилизационном варианте, была вполне жизнеспособна и даже эффективна. Впрочем, в Польше думали иначе, и у них пока получается.

Начинает свою книгу Г.И. Ханин с анализа институциональных преобразований, что совершенно верно, поскольку долгосрочная экономическая динамика в значительной мере определяется качеством институтов. В этом его последняя книга отличается от предыдущих². Действительно, восемнадцатилетний период, анализируемый в этой книге (а фактически даже больший), вполне подходит под определение долгосрочного. Вместе с тем при анализе институциональных преобразований автор периодически отходит от собственно экономического анализа и вторгается в область политологии, в том числе излишне часто переходит на личности.

Первый тезис, с которого начинается книга, гласит, что в России государство всегда играло активную роль в экономическом развитии. Следует сразу сказать, что государство в любой стране играло и играет ведущую роль, поскольку задает привила поведения всем

¹ Ханин Г.И. Экономическая история России в новейшее время. Т. 4. Экономика Российской Федерации в 1999–2016 годы. М.: Товарищество научных изданий КМК, 2019. 343 с.

² Ханин Г.И. Экономическая история России в новейшее время. Т. 1: Экономика СССР в конце 30-х годов – 1987 год. Новосибирск: Издательство НГЕУ, 2008. 516 с.; Ханин Г.И. Экономическая история России в новейшее время. Т. 2: Экономика СССР и РСФСР в 1988–1991 годах. Новосибирск: Издательство НГЕУ, 2010. 408 с.; Ханин Г.И. Экономическая история России в новейшее время. Т. 3: Российская экономика в 1992–1998 годы. Новосибирск: Издательство НГЕУ, 2014. 712 с. (На последнюю работу мною была подготовлена рецензия: Клисторин В.И. «Лихие девяностые» глазами экономиста // ЭКО. 2014. № 10. С. 181–189).

экономическим субъектам и само является деятельным актором на экономическом поприще.

Данью моде следует объяснить большое внимание со стороны Г.И. Ханина личности В.В. Путина и его роли в институциональных преобразованиях и, главное, в оценке этих преобразований. Это не совсем верно, поскольку важнейшие институциональные реформы, такие как принятие первых двух частей Гражданского кодекса, состоялось в 1994–1995 гг., первая часть Налогового кодекса вступила в силу 01.01.1999 г., а вторая – с 01.01.2001 г., Бюджетный кодекс вступил в силу с 01.01.2000 г. Да и налоговая реформа начала XXI века готовилась задолго до того, как А.Л. Кудрин занял пост министра финансов. Бюджетная же реформа, автором которой он, несомненно, был и которая заложила основы гипертрофированной централизации финансовых ресурсов на федеральном уровне, что превратило федеративное строение государства и местное самоуправление в фикцию – действительно, во многом его заслуга.

Но об этих важнейших институциональных преобразованиях Г.И. Ханин не пишет. Он обращает внимание на общее направление экономических реформ, связанное с деятельностью Центра стратегических разработок, созданного в декабре 1999 г., и его руководителя Г.О. Грефа. Действительно, так называемая программа Грефа успешно реализовывалась в течение 2–3 лет, но в дальнейшем начался постепенный отход от ее основных положений. Уместно напомнить, что альтернативный программный документ, подготовленный под руководством А.Р. Белоусова и С.Ю. Глазьева, предлагал не столько институциональные преобразования, сколько форсированное наращивание государственных инвестиций. Представляется, что подобная стратегия более импонирует Г.И. Ханину.

Фактический экономический рост он объясняет не столько институциональными преобразованиями в этот период, сколько восстановительным ростом, поддержанным ценами на товары традиционного экспорта, а недостатки развития экономики страны связывает с дефектами кадровой политики.

По непонятным причинам Г.И. Ханин, обсуждая жалкое существование и подчиненное положение таких институтов, как законодательные органы власти, суды, СМИ и политические партии, связывает ситуацию с человеческим фактором, а не целенаправленной политикой высших органов государственной власти.

Более содержательными представляются разделы первой главы, которые посвящены развитию финансовых институтов. Тут появляются статистические данные, их содержательный анализ и аргументированные выводы. Единственное замечание касается того, что многие элементы рыночной инфраструктуры появились гораздо раньше – в конце 1980-х годов в результате принятия непродуманных нормативных актов, легализовавших частный бизнес в виде кооперативов и совместных предприятий при фактическом отсутствии системы налогообложения и таможенного регулирования и других институтов капитализма. Все это вместе с фактической приватизацией оборотных средств предприятий привело к разбалансировке всей экономики и возникновению так называемого денежного навеса. Это гарантировало инвестиционный и общеэкономический спад, а также гиперинфляцию в последующие годы. Одновременно экспансионистская бюджетная политика в 1990-е годы привела к возникновению финансовых пузырей, банковских кризисов и кризиса неплатежей. Более консервативная бюджетная политика, проводимая с конца 1998 г., привела к оздоровлению сначала государственных, в потом и частных финансов, развитию финансовых институтов на более здоровой основе.

Вторая глава монографии, посвященная развитию отечественного предпринимательства, представляет широкий набор кейсов, которые сами по себе чрезвычайно интересны. Но думается, что на основе этих кейсов трудно сделать обобщения, поскольку они не охватывают такие важные отрасли, как предприятия ОПК, или, например, транспорта и связи. В значительной мере этот недостаток преодолевается в заключительной главе, в которой анализируется динамика развития различных отраслей народного хозяйства. Примечательно, что, описывая развитие крупного капитала в России, Г. И. Ханин избегает столь полюбившегося современной российской публицистике термина «олигархи» и использует его древнеримский аналог «магнаты», более нейтральный в современном русском языке.

Несомненный интерес представляет третья глава «Макроэкономическое развитие», что кажется естественным, поскольку укладывается в традиционную для автора тематику. Более того, эта глава в значительной части является переработкой его предыдущих публикаций, выполненных совместно с Д. А. Фоминым.

Традиционно макроэкономический анализ начинается с альтернативных оценок динамики основного капитала, что и определяет все последующие расчеты, начиная с динамики ВВП и кончая производительностью труда и эффективности экономики в целом.

Очень информативно в заключении краткое резюме проведенного исследования. Если по ходу знакомства с книгой у читателя и могут возникать вопросы и возражения, то в конце замечательно четко представлены выводы, с которыми практически невозможно аргументированно спорить. Прежде всего, автор напоминает о существовании развилки в будущем развитии страны: продолжении развития институтов рыночной, децентрализованной, капиталистической экономики, или возврат к тому или иному варианту экономики социализма. Он по-прежнему считает, что социалистическая альтернатива возможна и главным аргументом является колоссальный провал в экономическом развитии России за последние 30 лет. Поскольку для него ключевыми критериями экономического процветания или деградации являются накопление основного капитала и рост национального дохода, то такая позиция понятна. Социалистическая индустриализация характеризовалась именно этим, а современная потребительская экономика России – ее полная противоположность.

В этой книге по сравнению с предыдущими томами значительно изменились оценки роли государства и частного сектора. Если ранее Г.И. Ханин неоднократно писал о том, что отечественные предприниматели ничего не предпринимают, скорее, паразитируют на бывшей государственной собственности и занимаются спекуляцией, то теперь, оценивая результаты экономического развития за 20 лет и отмечая, что экономика России не достигла еще уровня развития экономики РСФСР в 1987 г., вину за это он возлагает прежде всего на государство и лишь на 1/3 на частный бизнес (С. 304).

Но проблема создания более справедливого общества, построенного на научной основе и обеспечивающего высокие темпы экономического роста, волнует автора. Поэтому он снабдил свою книгу приложением о возможности возрождения социализма в России. Начинает он с тезиса о том, что в стране растет ностальгия по советским временам. Это действительно так. Далее следует обсуждение сильных сторон и успехов и причин провала социалистического эксперимента. При рассмотрении практи-

ческих шагов перехода к социализму Г.И. Ханин пишет много верного и действительно необходимого для развития страны, например, о реформе науки и системы образования. Но в целом это выглядит как политическая декларация. Притом внутренне противоречивая. Например, возможно ли в современной экономике воссоздание системы планирования на основе натуральных или натурально-стоимостных балансов и к чему приведет переход к оценке работы предприятий на основе показателя валовой продукции? Представляется, что чувство меры тут автору отказывает. Для обеспечения темпа прироста ВВП в 3%, по его расчетам, придётся сократить фонд личного потребления в два раза (С. 314). Рассуждения о том, что это можно сделать за счет богатейших слоев населения – чистая фантастика.

Анализируя опыт социалистического строительства в СССР, Г.И. Ханин игнорирует тот факт, что подобные опыты во всех странах приводили к сходным результатам. Дело не в той или иной модели или отдельных ошибках, образовании и лидерских способностях вождей, а в том, что бесконтрольная элита живет по принципу, сформулированному одним из Медичи: «Господь подарил нам этот прекрасный город, так насладимся же этим». Отсюда фантастическое богатство социалистических лидеров, часто не исчисляемое в деньгах, поскольку им принадлежала вся страна. А стремление конвертировать политическую власть в наследуемую собственность – непреодолимо. И, наконец, как писал И.Г. Эренбург в 1922 г.: «В несколько месяцев он познал то, на что Виссарион Александрович Доминантов положил долгие годы, а именно – считать свое дело общим»³.

Оригинальная методология и скрупулезная работа с данными – сильные стороны монографии. Любой специалист по экономике России должен иметь все четыре тома «Экономической истории» Г.И. Ханина на своей книжной полке.

КЛИСТОРИН В.И., доктор экономических наук, Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, Новосибирск

³ Эренбург И.Г. Собрание соч. в 6 томах, Т. 1. М.: Художественная литература, 1962. С. 396.

В следующих номерах вы прочтете:

Тема номера: Семена «лукавых цифр»

- Формирование государственной статистики: взгляд «снизу»
- Учётно-аналитические процессы: от вуалирования отчётности до вывода капиталов
- Проблемы качества статистики смертности в России
- Взаимосвязь нарушений экологического законодательства и вероятного искажения финансовой отчетности

А также:

- Новосибирский Академгородок: «оазис свободы» или «реликт сталинизма»?
- Цифровые валюты как новая форма денег центральных банков
- Остаться нельзя уйти: к вопросу о развитии угольной генерации в России
- Облесение и лесовосстановление как эффективные стратегии смягчения климатических изменений
- Российское отходничество: вехи многовековой истории
- О «Национальной программе развития Дальнего Востока»: реальность и мифы
- Степень влияния банковского сектора на страховой рынок
- Рынок электромобилей – маховик раскрутился
- Приоритеты формирования экспортно ориентированной стратегии развития отрасли (на примере птицеводства)

0131-7652. «ЭКО» (Экономика и организация промышленного производства).
2019. № 9. 1–192

Художник В.П. Мочалов

Технический редактор Н.Н. Сидорова

Адрес редакции: 630090 Новосибирск,
пр. Академика Лаврентьева, 17.

Тел./факс: (8-383) 330-69-25, тел. 330-69-35;

E-mail: eco@ieie.nsc.ru

© Редакция журнала «ЭКО», 2019. Выход в свет 30.09.19
Формат 84x108 1/32. Офсетная печать. Усл. печ. л. 10,08
Уч.-изд. л. 10,8. Тираж 380. Заказ 165.

ФГУП «Издательство СО РАН»

630090, г. Новосибирск, Морской проспект, 2