



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

5
выпуск
2016

— МОСКВА —

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Данный выпуск «Энергетической политики» посвящен актуальным проблемам и дальнейшим перспективам энергоэкономического развития российских регионов. Особое внимание уделено проектам создания инновационных территориальных кластеров и высокоскоростных транспортных магистралей, анализу сегодняшнего состояния региональных топливно-энергетических комплексов в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и Севере России, а также перспективам их дальнейшего развития и потенциальным возможностям для всей энергетики и экономики страны в целом.

Рассматриваются вопросы обеспечения энергоснабжения для перспективного освоения российской арктической зоны, динамики электропотребления на региональном уровне, влияния географических особенностей регионов на уровень расходов энергоресурсов на транспортные нужды, повышения инвестиционной привлекательности предприятий электроэнергетики в современных условиях и ряд других.

Редакция журнала рассчитывает, что представленные материалы позволят нашим читателям объективно оценить дальнейшие приоритеты, тенденции и перспективы энергоэкономического развития российских регионов.

DEAR READERS!

This issue of «Energy Policy» focuses on contemporary problems and future prospects of energy economic development in Russian regions. Special attention is given to the projects for creating innovative territorial clusters and high-speed traffic arteries, situational analysis of regional fuel and energy complexes in Eastern Siberia, the Far East and the Russian North, as well as the prospects of their further development and potential capabilities for the whole energy sector and Russian economy in general.

The focus is on the issues of power supply for prospective Russian Arctic development, power consumption trends at the regional level, the effect of geographical features in various regions on the rate of energy resources consumption required to meet transportation needs, raising investment attractiveness of electric power companies under current conditions, etc.

The editorial board expects that the materials provided will enable our readers to reasonably assess the further priorities, trends and prospects of energy economic development in Russian regions.



ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ, НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

Выпуск **• 5 •** 2016

Издается с 1995 года

Редакционная коллегия:

В.В. Бушуев – д.т.н., профессор, генеральный директор ИЭС, главный редактор

Н.И. Вороний – д.т.н. чл.-корр. РАН, директор ИСЭМ СО РАН, зам. главного редактора

А.М. Мастепанов – д.э.н., профессор, зам. директора ИПНГ РАН, зам. главного редактора

А.М. Белогорьев – отв. секретарь, зам. директора по энергетическому направлению, Фонд «Институт энергетики и финансов»

А.И. Громов – к.э.н., Фонд «Институт энергетики и финансов», директор по энергетическому направлению

А.Н. Дмитриевский – д.г.-м.н., академик РАН, директор ИПНГ РАН

В.А. Крюков – д.э.н., чл.-корр. РАН, зам. директора ИЭОПП СО РАН

Ю.Н. Кучеров – д.т.н., начальник департамента технического регулирования ОАО «СО ЕЭС»

А.А. Макаров – д.э.н., академик РАН, советник РАН

О.С. Попель – д.т.н., зам. директора ОИВТ РАН

В.В. Саенко – к.э.н., ИПП РАН

С.М. Сендеров – д.т.н., зам. директора ИСЭМ СО РАН

Ю.А. Станкевич – зам. председателя Комитета РСПП по энергетической политике и энергоэффективности

Ю.К. Шафраник – д.э.н., председатель Совета директоров ЗАО «МНК «СоюзНефтеГаз»

Учредители журнала «Энергетическая политика»: ЗАО «Глобализация и Устойчивое развитие», Институт энергетической стратегии, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Издатель журнала ИЦ «Энергия»

Адрес редакции: 111116, Москва, ул. Лапина, д. 17а, оф. 408.

Телефон ред.: (495) 229-42-41 (доб. 230)

E-mail: ies2@umail.ru; krilov@guies.ru

Web-site: <http://www.energystrategy.ru>

Выходит 6 раз в год

Ведущий редактор **С.И. Крылов**

Компьютерная верстка **В.М. Щербаков**

Отпечатано в типографии Onebook

Подписано в печать 26.10.2016

Формат 60х84/8

Бумага офсетная. Печать офсетная

Усл. печ. л. 13,71. Уч. изд. л. 14,75

Тираж 500 экз.

Заказ № 29 (67/02-99) ИЭС № 368

© ЗАО «Глобализация и Устойчивое развитие. Институт энергетической стратегии», 2016
Журнал «Энергетическая политика» входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК.
При перепечатке материалов ссылка на издание обязательна.

ПОБЕДИТЕЛЬ VII ВСЕРОССИЙСКОГО
ЖУРНАЛИСТСКОГО КОНКУРСА
«ЛУЧШАЯ ПУБЛИКАЦИЯ
ПО ПРОБЛЕМАМ ТЭК РОССИИ 2001 года»



СОДЕРЖАНИЕ CONTENTS

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

ENERGY-ECONOMIC DEVELOPMENT OF RUSSIAN REGIONS: PROBLEMS AND PROSPECTS

- А.М. Мастепанов.** Проблемы и перспективы территориального развития России.....3
- A.M. Mastepanov.** Challenges and prospects of territorial development in Russia
- Б.Г. Санеев, А.Д. Соколов, С.Ю. Муzychuk, Р.И. Муzychuk.** Энергоэкономический анализ существующего состояния региональных топливно-энергетических комплексов Востока России.....14
- B.G. Saneev, A.D. Sokolov, S.Yu. Muzychuk, R.I. Muzychuk.** Energy and economic analysis of the current state of regional fuel and energy complexes in the Russian East
- А.В. Лагерев, В.Н. Ханаева.** Роль азиатских регионов России в ТЭК страны в долгосрочной перспективе.....23
- A.V. Lagerev, V.N. Khanaeva.** Role of Asian regions of Russia in the country's fuel and energy complex in the long-term
- Л.В. Чайка.** Региональное управление развитием систем энергоснабжения европейского Севера России.....35
- L.V. Chaika.** Regional development management of energy supply systems in Russia's European North
- Д.А. Соловьев, М.О. Моргунова.** Энергоснабжение российской Арктики: углеводороды или ВИЭ?.....44
- M. Morgunova, D. Solovjov.** Energy supply in Russian Arctic: hydrocarbons or renewables?

В.Р. Кушкина. Специфика анализа автономных систем энергоснабжения Севера.....	52
<i>V.R. Kiushkina. Specifics of energy security analysis of self-sufficient power supply systems in the Russian North</i>	
В.В. Дудников. Оценка природного потенциала Волгоградской области в ТЭК для повышения экологической безопасности.....	63
<i>V.V. Dudnikov. Assessment of natural fuel and energy complex potential of the Volgograd Region for better environmental safety</i>	
И.А. Соловьева, А.П. Дзюба. Исследование динамики электропотребления на региональном уровне по показателям волатильности спроса.....	70
<i>I.A. Solovyova, A.P. Dzyuba. Research of electrical energy consumption dynamics at the regional level by demand volatility indicators</i>	
А.Е. Ерастов, О.В. Новикова. Анализ влияния географических особенностей регионов на уровень расходов энергоресурсов на транспортные нужды как составной части энергоемкости валового регионального продукта.....	83
<i>A.E. Erastov, O.V. Novikova. Analysis of the influence of geographical features of the region for energy level of spending on the transport needs of both an integral part of the energy intensity of the GRP</i>	
О.В. Мазурова. Оценка рыночного спроса на энергоносители для промышленных потребителей в регионе в условиях роста неопределенности будущих периодов.....	92
<i>O.V. Mazurova. Evaluation of market demand for energy carriers for region's industrial consumers under growing uncertainty of future conditions</i>	
Л.Г. Матвеева, О.А. Чернова. Проблемы повышения инвестиционной привлекательности предприятий электроэнергетики в современных условиях.....	100
<i>L.G. Matveeva, O.A. Chernova. Problems of increase of investment attractiveness of enterprises of electric power industry in modern conditions</i>	
И.Ю. Золотова. Прогнозирование розничных цен на электроэнергию: учет региональных особенностей ценообразования на примере регионов Южного федерального округа.....	109
<i>I.Yu. Zolotova. Forecasting retail energy prices: considering regional specificity of price formation through the example of southern federal district regions</i>	

УДК 332.14 (470+571)

А.М. Мастепанов¹

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ РОССИИ²

В статье рассматриваются некоторые вопросы регионального развития экономики и энергетики России, поднятые на Саммите деловых кругов «Сильная Россия – 2016».

Ключевые слова: регионализация, региональная энергетическая политика, индикативное планирование, Генеральная схема развития и размещения производительных сил, инновационные территориальные кластеры, высокоскоростные транспортные магистрали, Россия.

Как было отмечено автором еще пятнадцать лет назад, «на рубеже тысячелетий одним из определяющих процессов развития социально-экономических отношений стала глобализация. Но одновременно и параллельно с ней все большую силу набирает и другой, на первый взгляд прямо противоположный процесс, – *регионализации*³. О нем пишут и говорят значительно меньше, чем о глобализации. Но именно он становится мощным движущим фактором развития многих, особенно географически крупных государств и межгосударственных объединений. В частности, *регионализация – политическая, экономическая, юридическая и культурная стала реальностью современной Европы, такой же реальностью, как и интеграция*» [1].

Особенно важно понимание объективных процессов регионализации для России – крупнейшего в мире по территории государства, раскинувшегося на многие тысячи километров с запада на восток – от берегов Атлантики до Тихого океана, и с севера на юг – от арктических островов до полупустынь Прикаспия. Россия настолько велика и многообразна, что не может быть одинаковых подходов и одинаковых решений для Мурманской обл. и Ставропольского края, Калининграда и Камчатки, богатых энергоресурсами Тюменской обл., Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого округов и полностью не имеющих или практически не имеющих

своих энергоресурсов Воронежской, Курской или Белгородской областей. Однако для современной России характерна чрезвычайно высокая межрегиональная и внутрирегиональная дифференциация: сплошь и рядом по основным социально-экономическим и энергетическим показателям соседние области различаются в разы, чего в условиях рыночного государства с развитой региональной политикой не должно было бы быть.

С развитием регионализации особое внимание стало уделяться *региональным (территориальным) аспектам* экономики, социальных отношений, демографических процессов, других общественно-экономических явлений. С регионализацией связано и становление целого ряда новых научных дисциплин, в частности – *региональной энергетической политики*.

Региональная энергетическая политика, как народнохозяйственная категория, в значительной мере сформировалась в нашей стране лишь ко второй половине 1990-х годов. Советскому Союзу – фактически унитарному государству с централизованным административным управлением топливно-энергетическим комплексом – региональная энергетическая политика не требовалась. Работы, которые велись в этой области главным образом специалистами Академии наук и Госплана СССР, по большей части оказывались невостребованными, хотя сделано

¹ Алексей Михайлович Мастепанов – заместитель директора Института проблем нефти и газа РАН, заместитель директора Института энергетической стратегии, д.э.н., академик РАЕН, e-mail: amastepanov@mail.ru

² По материалам Саммита деловых кругов «Сильная Россия – 2016», состоявшегося 5 июля 2016 г. (Москва, ГК «Президент-отель»).

³ И в отечественной, и в зарубежной литературе под регионализацией обычно понимается процесс уделения особого внимания проблемам отдельных регионов в силу и с учетом их специфики в рамках общей (общенациональной) политики, проводимой в государстве. Само понятие «регион» не является конкретным – это и административные единицы разных государств, имеющие различные компетенции решения своих проблем, и экономико-географические, либо статистические образования, не имеющие никаких компетенций. В ряде случаев под «регионом» понимаются и территории субнационального (межгосударственного) уровня.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

в те годы было немало. Как научное направление начала формироваться региональная экономика, в сферу изучения которой вошли теория и методика системного анализа экономического развития районов, совокупность производительных отношений и производительных сил в их конкретном, территориальном (пространственном) аспекте, собственно размещение производительных сил и др. [см. например, 2-7]. Как отмечал академик Н.Н. Некрасов, созданная в ее рамках система исследований позволяла на научной основе решать сложные региональные проблемы на всех этапах планирования и территориальной организации экономики от начальной стадии, научной концепции, до государственного территориального планирования, от модели экономики территории (районная планировка) до проектирования и строительства соответствующих предприятий, комбинатов, комплексов [5, с. 39].

Важным вкладом как в понимание процессов регионализации экономики, так и в инструментарий управления ими стала разработка генеральных схем размещения производительных сил страны, которую осуществлял Совет по изучению производительных сил при Госплане СССР. Их главной задачей было определение оптимальных территориальных пропорций развития народного хозяйства, обеспечивающих повышение эффективности общественного производства на основе совершенствования общесоюзного территориального разделения труда, экономически эффективного развития и размещения отраслей производства и планомерного формирования хозяйства союзных республик и экономических районов СССР [8].

Конечно, в реальности далеко не все получалось так, как планировалось, но научный задел, отвечающий не только интересам существовавшей в то время системы, но и объективным реалиям, был создан внушительный. И, может быть, главной заслугой созданного в то время задела стало пробуждение в научных и общественных кругах страны интереса к региональной проблематике как таковой.

Со сменой общественного строя и переходом к рыночной экономике потребность в учете региональных особенностей развития России резко возросла. Более того, писал автор во второй

половине 1990-х гг., «есть все основания утверждать, что России как федеративному государству с ее огромными пространствами и значительным разнообразием природно-климатических и экономических (особенно энергоэкономических) условий, исторических и социальных традиций без разработки и реализации региональной политики просто не выжить. Учет специфики составляющих Россию регионов необходимо осуществлять при разработке и реализации и структурной, и инвестиционной, и финансовой, и социальной, и внешнеэкономической политики» [8]. Однако, как тогда же отмечали многие специалисты, дальше понимания необходимости региональной политики дело, по сути, не пошло. Правительство не смогло «вписать» региональные механизмы в технологию проводимого в стране реформирования. Предпочтение было отдано традиционным инструментам, сформированным по моделям либо существовавшим в плановой экономике, либо скалькированным с систем, действующих в странах с развитой рыночной экономикой [9, 10].

В определенной степени сказанное относится и к *региональной энергетической политике*, формирование которой в новой России началось в начале 1990-х гг. в рамках работ над первой Энергетической стратегией. Региональная энергетическая политика, отражающая те принципиальные изменения, которые происходили и в экономическом укладе, и в государственном устройстве страны, заняла особое место среди важнейших приоритетов Энергетической стратегии [11, 12].

Однако непоследовательность и политические шараханья руководства страны (от «берите столько суверенитета, сколько сможете проглотить» и последовавшего вслед «парада суверенитетов» автономных республик до отмены принципа двух ключей в сфере недропользования, формирования механизма перераспределения финансовых ресурсов между центром и регионами и построения системы управления в виде «вертикали власти») привело к фактическому забвению базовых принципов региональной политики.

Тем отраднее было услышать сильные региональные нотки в ходе работы Саммита деловых кругов «Сильная Россия – 2016». Расскажем

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

об основных из них, понимая, что на Саммите говорили и о других важнейших для экономики России проблемах. Так, открывая пленарное заседание «Проблемы повышения конкурентоспособности российской экономики в современных условиях», его модератор Е.В. Попова (председатель Совета Фонда развития инновационного предпринимательства, член Совета ТПП РФ по промышленному развитию и конкурентоспособности экономики России) прямо признала, что «для такой огромной страны, как Россия, конечно, нужно увязывать и пространственное развитие, и промышленное развитие, и при этом нисколько не наступать на частную инициативу» [13].

Анализируя актуальные меры по стабилизации и подъему экономики России, Е.В. Попова особо остановилась на практике реализации Федерального закона от 28 июня 2014 г. № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации». Признав, что в стране уже наработано огромное количество различных документов, обеспечивающих его функционирование, включая наработки на уровне экспертов-профессионалов схем территориального планирования и межотраслевых балансов, без которых невозможно осуществлять прогноз, Е.В. Попова, тем не менее, отметила, что этих мер недостаточно. Чтобы данный закон не остался на бумаге и был не суммой каких-то документов, а реально действующим стратегическим документом, на который могла бы ориентироваться страна, в Комитете ТПП РФ по содействию модернизации и технологическому развитию экономики России считают, что необходимо, как минимум, выполнить два условия.

Основное **институциональное условие** успешной реализации долгосрочной и среднесрочных социально-экономических стратегии и программ развития России – это создание Государственного комитета по стратегическому планированию (в статусе выше министерского). Основное **условие системной реализации** среднесрочной программы развития – разработка и реализация пятилетних индикативных планов развития.

Назвав сложившуюся в стране экономическую обстановку «системным кризисом», модератор подчеркнула необходимость создания эффективной среднесрочной программы развития: «Индикативное планирование – очень демократическая форма планирования. Это механизм координации интересов деятельности всех заинтересованных участников: государственных и негосударственных субъектов управления экономикой, местной власти, промышленных предприятий, так что говорить о возврате к социализму здесь не приходится». Индикативное планирование – «это никакое ни возвращение к советскому периоду. Такая система существовала и существует, может быть называется по-другому, в тех же Соединенных Штатах, существовала в Японии и во Франции, только сейчас приняла другие формы»⁴.

Вышеназванные условия успешной реализации Федерального закона от 28 июня 2014 г. № 172-ФЗ были обсуждены в ТПП РФ совместно с Государственной Думой и Министерством экономического развития 26.02.2016 года. По результатам обсуждения Комитетом ТПП РФ по содействию модернизации был подготовлен проект постановления Правительства России «О разработке индикативного плана экономического и социального развития Российской Федерации на период до 2020 года» (рис. 1).

Территориальные аспекты, по мнению Е.В. Поповой, должны стать важной составной частью и долгосрочной стратегии развития России, в рамках которой, в частности, необходима разработка долгосрочной **Генеральной Схемы развития и размещения производительных сил до 2020 года**. В этой Генсхеме должны учитываться и долгосрочный план (прогноз) расселения (миграции) населения, и долгосрочные топливно-энергетический и транспортно-экономический балансы, выполненные на основе долгосрочной транспортной и энергетической стратегий, разработанных министерствами. Необходимо учесть в Генеральной Схеме и долгосрочный план геологических исследований [14].

⁴ Индикативное планирование, по мнению Е.В. Поповой, можно определить как механизм координации интересов и деятельности государственных и негосударственных субъектов управления экономикой, который сочетает ее государственное регулирование с рыночным саморегулированием и основывается на разработке системы показателей (индикаторов) социально-экономического развития [14].

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ



Источник: [14].

Рис. 1. Проект Постановления Правительства РФ «О разработке индикативного плана экономического и социального развития Российской Федерации на период до 2020 года»

Отметим, кстати, что в отраслях ТЭК Генеральные схемы, разрабатываемые Минэнерго РФ, и в настоящее время являются важнейшими элементами их долгосрочного развития. Так, в планах Министерства энергетики на 2016 г. предусмотрены [15]:

- корректировка Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 года;
- утверждение Генеральной схемы развития нефтяной отрасли на период до 2035 года;
- утверждение Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2035 года, включая Восточную газовую

программу и Концепцию внутреннего рынка газа.

Основные предложения Е.В. Поповой по совершенствованию стратегического планирования в Российской Федерации поддержал советник Президента РФ, академик РАН С.Ю. Глазьев, представив свое⁵ видение органов стратегического управления при Президенте России (рис. 2).

Территориальные аспекты прозвучали и в выступлении первого вице-президента ОАО «РЖД», генерального директора ОАО «Скоростные магистрали» А.С. Мишарина, который рассказал о «Программе организации скоростного и высокоскоростного сообщения в Российской

⁵ Презентация выступления была сделана от имени Научного совета по комплексным проблемам евразийской экономической интеграции, модернизации, конкурентоспособности и устойчивому развитию РАН.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ



Источник: [16].

Рис. 2. Предлагаемая структура органов стратегического управления при Президенте Российской Федерации

Федерации», утвержденной 23 ноября 2015 г. на совместном заседании правления ОАО «РЖД» и Общественного совета по вопросам развития скоростного и высокоскоростного сообщения в России. Отметив, что «у нас нет единой системы, а значит, у нас есть проблемы с ростом агломераций, единством связанного пространства и т.д. и т.д.», А.С. Мишарин привел интересные факты и цифры о мультипликативном эффекте от развития скоростного и высокоскоростного транспорта для роста и развития городов и прилегающих территорий, и о его влиянии на формирование новых городских агломераций на примере высокоскоростной магистрали (ВСМ) Москва – Казань (рис. 3). Круги на рисунке – это границы агломераций, которые возникают при реализации высокоскоростного движения, пояснил А.С. Мишарин. «Известно, что границы, с точки зрения транспорта, определяются часовой доступностью. Когда пешком ходили, вся агломерация была внутри Кремля. Потом появился гужевой транспорт, конка, машина,

дошли до МКАДа, за МКАД вышли 10 километров – все, кончилось. Средняя скорость ВСМ – 220 км/час со всеми остановками. Агломерация уходит за 200 км, здесь Московская, там начинает пересекаться с Казанской, Нижегородской и т.д. Вот в этом и эффект» [13].

Кроме того, каждая остановка ВСМ – это новая точка роста. Это – новый центр или развитие нового города, который дает дополнительные возможности строительства жилья, развитию малого и среднего бизнеса, сферы услуг и т.д.

Еще больший эффект, в том числе для развития территорий, даст строительство Евразийского высокоскоростного транспортного коридора Москва – Пекин (рис. 4).

Расчеты, проведенные Центром экономики инфраструктуры вместе с Академией наук, с привлечением экспертов Высшей школы экономики и Министерства экономического развития, показывают, что программа развития скоростного и высокоскоростного транспорта,

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ



Источник: [17].

Рис. 3. Воздействие ВСМ Москва – Казань на формирование городских агломераций



Источник: [17].

Рис. 4. Потенциальные эффекты от строительства ВСМ Москва – Пекин

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

с учетом агломерационных и мультипликативных эффектов, обеспечит прирост ВВП России за 15 лет более чем на 19 трлн руб., или, примерно, на 0,7-0,8% в год [13].

Дополнительные эффекты реализации проекта ВСМ связаны с созданием транспортно-пересадочных узлов вблизи населенных пунктов с комплексным развитием прилегающих территорий (рис. 5).

О Программе развития пилотных инновационных территориальных кластеров, начатой 4 года назад, и ее проявившихся результатах рассказал на пленарном заседании директор Департамента социального развития и инноваций Министерства экономического развития РФ А.Е. Шадрин. К настоящему времени в рамках этой Программы в стране сформированы 26 инновационных территориальных кластеров (ИТК), расположенных в 21-м субъекте Российской Федерации (рис. 6).

Минэкономразвития России различает два основных типа ИТК. Первый – это кластеры с активно развивающимся промышленным производством: аэрокосмические технологии, нефтехимия, судостроение, ядерные технологии.

Примером таких ИТК являются Пилотный инновационный кластер фармацевтики, биотехнологий и биомедицины Калужской области, Камский инновационный территориально-производственный кластер (республика Татарстан), Инновационный территориальный аэрокосмический кластер Самарской области. Второй тип ИТК – кластеры с хорошим уровнем коммерциализации. К нему относятся кластеры Физтеха, Дубны, Пушкина, Новосибирска, Томска и т.д., где есть сильные университеты и государственные научные центры [13].

Основная идея программы формирования ИТК была в следующем: стимулировать регионы к тому, чтобы сформировать взаимосогласованную программу между представителями бизнеса, научных и образовательных организаций, органами власти регионов и муниципалитетов для выявления приоритетных направлений развития или преодоления узких мест, и сформировать поток проектов, привлекательных для инвесторов.

Влияние ИТК на региональное развитие осуществляется по нескольким направлениям. Во-первых, это локализация цепочек добавлен-



Источник: [17].

Рис. 5. Дополнительные территориальные эффекты от реализации проектов строительства ВСМ



Рис. 6. Карта инновационных территориальных кластеров

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ



Источник: [18].

Рис. 7. Потенциал развития и кооперации схемы поддержки инновационных территориальных кластеров

ной стоимости в кластере, которая благотворно влияет на условия деятельности предприятий малого и среднего бизнеса. Так, в Республике Татарстан доля малого бизнеса на территориях базирования ИТК выше среднереспубликанских показателей и составляет в г. Набережные Челны – 31%, в Тукаевском районе – 37%, в Елабужском районе – 34% (по республике в целом – 25%, по России – 20-21%).

Во-вторых, это опережающие темпы роста объема произведенной и отгруженной продукции за счет эффективной кооперации. Так, если рост объема производства лекарственных средств в Российской Федерации составил 3% в 2014 г. и 7% в 2015 г., то в Калужском фармацевтическом кластере – 13 и 49,6% соответственно. При этом рост индекса промышленного производства в регионе в 2015 г. составил 103%, а по показателю «производство фармацевтической продукции» – 152%.

В-третьих, это обеспечение благоприятных условий для реализации перспективных про-

ектов импортозамещения за счет создания комплексной инновационной экосистемы. Так, кластером инновационных технологий ЗАТО г. Железногорск инициирован проект создания производства чистых металлоорганических соединений (МОС). Производство в рамках импортозамещения МОС для солнечных батарей космических аппаратов, а также применения в полупроводниковой промышленности и металлургии сверхчистых металлов. Результатом реализации проекта к 2018 г. должно стать – полное импортозамещение (200 кг/год), а к 2021 г. – выход на мировой рынок (1200 кг/год из общемировой потребности 2800 кг/год), что составит 1,6 млрд руб. в год.

И, в-четвертых, это опережающие темпы роста производительности труда за счет использования общей инновационной инфраструктуры. Так, в 2014 г. по сравнению с 2013 г. производительность труда в ракетно-космической отрасли России выросла на 0,6%. Аналогичный показа-

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

тель инновационного территориального аэрокосмического кластера Самарской области составил 10,7%. Выработка на одного работника в кластере стабильно растет на 11-12% в среднем в год (2013-2015 гг.) [13, 18]. Причем, подчеркнул А.Е. Шадрин, существует значительный потенциал развития и кооперации схемы поддержки ИТК (рис. 7).

Подводя итоги своего выступления А.Е. Шадрин констатировал: основные цели программы достигнуты: создан и успешно функционирует ряд территориальных кластеров. В дальнейшем разработчиками и координаторами программы планируется масштабирование такого рода кластерных проектов; повышение эффективности деятельности кластерных механизмов; повышение конкурентоспособности российского бизнеса до мирового уровня с помощью привлечения средств институтов развития и снижения административных барьеров.

По результатам пленарного заседания его участники внесли в резолюцию Саммита ряд предложений, из которых четыре имеют скрытое или выраженное региональное значение [19]:

- разработать программу среднесрочного экономического развития России; дополнить Федеральный Закон № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации» в части включения индикативных планов развития и методов межотраслевого баланса;
- инициировать создание Государственного комитета по стратегическому планированию;

- определить стратегическое и индикативное планирование как общественный договор между государством и бизнесом, оформленный в матрицу контрактов, когда бизнес берет на себя обязательства по расширению и модернизации производства, научные организации – по оказанию предпринимателям помощи в определении перспективной траектории развития, а государство гарантирует стабильные макроэкономические условия, выгодные ставки кредитования и налоговые льготы через специальные инвестиционные контракты;
- способствовать реализации проектов по созданию в России высокоскоростных транспортных магистралей и высокоскоростного транспорта.

Некоторые аспекты территориальной тематики звучали и на секционных заседаниях Саммита, и в приветствиях его участникам. Так, губернатор Пермского края В.Ф. Басаргин отметил: «Определение четких стратегических ориентиров для каждого региона, координация разработки и реализации программ территориального развития различного уровня позволит обеспечить системное выполнение общенациональных социально-экономических задач, эффективно противодействовать кризисным явлениям и создавать благоприятные условия для привлечения инвестиций» [20].

Остается лишь выполнить это пожелание...

ЛИТЕРАТУРА

1. Мастепанов А.М., Саенко В.В. Рыльский В.А. Шафраник Ю.К. Экономика и энергетика регионов Российской Федерации. – М.: Экономика, 2001, – 476 с.
2. Немчинов В.С. Избранные произведения. – М.: Наука, 1967. Т. 4.
3. Пробст А.Е. Эффективность территориальной организации производства (Методологические основы). – М.: Мысль, 1965.
4. Территориальные системы производительных сил / под ред. Т.М. Калашиниковой. – М.: Мысль, 1971.
5. Некрасов Н.Н. Региональная экономика. – М.: Экономика, 1975.
6. Региональное программное планирование. – Новосибирск, Наука, 1981.
7. Комплексное региональное планирование. – Новосибирск, Наука, 1988.
8. Мастепанов А.М. Региональные и внешнеполитические аспекты энергетической политики России. – М., ВНИИОЭНГ, 1997, 328 с.
9. Минакир П.Л. Региональная энергетическая политика / Региональная стратегия социально-экономического развития. Межреги-

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

ональная научно-практическая конференция. – Екатеринбург: ИЭ УрО РАН, 1977. Т. I.

10. Валентей С.Д. Социально-экономические условия российского федерализма / Региональная стратегия социально-экономического развития. Межрегиональная научно-практическая конференция. – Екатеринбург: ИЭ УрО РАН, 1977. Т. 1.

11. Энергетическая стратегия России. Основные положения / сб. Энергетика России. 1920-2020. В 4-х т. – М.: ЭНЕРГИЯ, 2008. Т. 2: Энергетическая политика на рубеже веков. С. 390-476.

12. Мастепанов А.М. Основы региональной политики / Раздел монографии «Новая энергетическая политика России». – М., Энергоатомиздат, 1995. С. 275-283.

13. Стенограмма Пленарного заседания Саммита деловых кругов «Сильная Россия – 2016». 5 июля 2016 г., Москва.

14. Попова Е.В. О мерах по стабилизации и подъему экономики России. Презентация выступления на пленарном заседании Саммита деловых кругов «Сильная Россия – 2016». 5 июля 2016 г., Москва.

15. Презентация А.В. Новака «Итоги работы топливно-энергетического комплекса Рос-

сийской Федерации в первом полугодии 2016 года». – URL: <http://minenergo.gov.ru/node/5660>.

16. Глазьев С.Ю. Необходимые условия перехода к росту российской экономики. Презентация выступления на пленарном заседании Саммита деловых кругов «Сильная Россия – 2016». 5 июля 2016 г., Москва.

17. Мишарин А.С. Развитие скоростного и высокоскоростного движения в России как драйвер роста экономики страны. Презентация выступления на пленарном заседании Саммита деловых кругов «Сильная Россия – 2016». 5 июля 2016 г., Москва.

18. О развитии сети инновационных территориальных кластеров. Презентация Минэкономразвития России на пленарном заседании Саммита деловых кругов «Сильная Россия – 2016». 5 июля 2016 г., Москва.

19. Итоговая резолюция Саммита деловых кругов «Сильная Россия – 2016». – URL: <http://www.sdkrussia.ru/arkhiv-meropriyatij/2016-god/itogovaya-rezolyutsiya-2016.html>.

20. Обращения к участникам и гостям Саммита деловых кругов «Сильная Россия – 2016». – URL: <http://www.sdkrussia.ru/ot-pervykh-lits.html>.

Поступила в редакцию
24.08.2016 г.

А.М. Mastepanov⁶

CHALLENGES AND PROSPECTS OF TERRITORIAL DEVELOPMENT IN RUSSIA

The article reviews certain issues of the regional economy and power industry development in Russia raised at the «Strong Russia – 2016» business summit.

Key words: regionalization, regional energy policy, indicative planning, General Plan of Development and Distribution of Productive Forces, innovative territorial clusters, high-speed traffic arteries, Russia.

⁶ Alexey M. Mastepanov – Deputy Director of the Institute for Oil and Gas Problems RAS, Deputy Director of the Institute for Energy Strategy, Doctor of Economics, member of RAEN, e-mail: amastepanov@mail.ru

УДК 620.09:338.45:332.112 (571.6)

Б.Г. Санеев, А.Д. Соколов, С.Ю. Музычук, Р.И. Музычук¹

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ВОСТОКА РОССИИ

Показана роль топливно-энергетического комплекса (ТЭК) восточных регионов (Сибирь и Дальний Восток) России. Приведена укрупненная схема энергетических потоков на Востоке России в 2014 году. Дан энергоэкономический анализ ТЭК восточных регионов, показаны основные проблемы и направления совершенствования структуры региональных топливно-энергетических балансов.

Ключевые слова: топливно-энергетический комплекс, Сибирь, Дальний Восток, энергоэффективность экономики, топливно-энергетический баланс, энергоэкономический анализ.

Введение

Энергоэкономический анализ ТЭК восточных регионов России, используемый в данном исследовании, основывается на балансовом методе – разработке обобщающих топливно-энергетических балансов – от добычи (производства) топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) до их конечного потребления. Отчетные балансы формируются из соответствующих форм отчетности Росстата², их основная задача – показать наличие и использование ТЭР на определенной территории. На основе топливно-энергетических балансов определяются показатели энергоэффективности экономики. Анализ отчетных ТЭБ позволяет выявить имеющиеся в региональных ТЭК проблемы и с учетом их устранения сформировать прогнозные балансы, которые показывают направления и пропорции развития ТЭК на предстоящий период.

В настоящее время экономика России характеризуется высокой энергоемкостью, что ухудшает ее социально-экономическое положение.

Рост энергоэффективности экономики России – важная задача государственной энергетической политики

Энергоемкость валового внутреннего продукта (ВВП) в РФ в 2,5-3,5 раза выше, чем в США и Европе³, что свидетельствует о низкой эффективности использования в стране ТЭР. Так, по данным Минэнерго РФ, около 35% (порядка 340-350 млн т у.т.⁴) энергии в стране ежегодно теряется⁵. Низкая энергоэффективность, в свою очередь, значительно тормозит темпы экономического развития и снижает конкурентоспособность российской продукции на мировых рынках. В некоторых субъектах РФ на территории Сибири и Дальнего Востока показатели энергоемкости валового регионального продукта (ВРП) в 2-3 раза выше среднероссийских. Частично это объясняется рядом объективных факторов, оказывающих влияние на высокую энергоемкость ВРП ряда субъектов РФ на Востоке страны. К ним относятся:

- более суровые, по сравнению с европейскими регионами, климатические усло-

¹ Борис Григорьевич Санеев – заместитель директора ИСЭМ СО РАН, заведующий отделом комплексных и региональных проблем энергетики, д.т.н., профессор, *e-mail:* saneev@isem.irk.ru;

Александр Данилович Соколов – заведующий лабораторией ТЭК Сибири и Дальнего Востока ИСЭМ СО РАН, д.т.н., профессор, *e-mail:* sokolov@isem.irk.ru;

Светлана Юрьевна Музычук – ведущий научный сотрудник лаборатории ТЭК Сибири и Дальнего Востока ИСЭМ СО РАН, к.э.н., *e-mail:* muz@isem.irk.ru;

Роман Игоревич Музычук – ведущий инженер лаборатории ТЭК Сибири и Дальнего Востока ИСЭМ СО РАН, *e-mail:* rmuz@isem.irk.ru.

² В соответствии с Приказом Минэнерго России № 600 от 14 декабря 2011 г. «Порядок составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований», для формирования отчетных ТЭБ используются формы Росстата: 1-ТЕП, 4-ТЭР, 6-ТП, 11-ТЭР, Электробаланс, Производство важнейших видов промышленной продукции и др.

³ URL: <http://protown.ru/information/hide/7722.html>.

⁴ В России за единицу условного топлива (у.т.) принята теплотворная способность 1 кг каменного угля = 29,3 МДж или 7000 ккал (URL: <http://электротехнический-портал.рф/energo-komleks-rf/129-uslovnnoye-toplivo.html>).

⁵ URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/energoeffektivnost/branch/>

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

вия, что вызывает повышенный расход ТЭР;

- особенности региональной специализации регионов, выражающиеся в наличии большого количества высокоэнергоёмких производств;
- низкая плотность населения и локальный характер его проживания, что увеличивает протяженность транспортной, энергетической, коммуникационной инфраструктур и приводит к повышенным расходам энергоресурсов и росту их потерь.

Рост энергоэффективности российской экономики признан одним из важнейших приоритетов государственной политики. Имеется множество директивных документов, реализация которых должна повысить энергоэффективность экономики РФ в целом и ее регионов в частности.

Одним из основных документов в этой области является Энергетическая стратегия России на период до 2030 г., утвержденная распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р (далее Энергостратегия-2030). Основным ее приоритетом является повышение энергоэффективности российской экономики.

Однако развитие мировой экономики и глобальных рынков энергоносителей в 2009-2016 гг. привело к необходимости пересмотра некоторых положений принятых Энергостратегией-2030. Министерство энергетики РФ подготовило проект Энергостратегии России на период до 2035 года⁶, который в настоящее время уточняется. Прогнозные индикаторы в этом документе значительно снижены по отношению к Энергостратегии-2030. Кроме этого, особое внимание уделено повышению гибкости и диверсификации экспортных поставок за счет выхода на новые рынки, развития новых экспортных маршрутов и новых экспортных продуктов.

В настоящее время все субъекты РФ и муниципальные образования, согласно Федеральному закону от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности...», должны иметь свои

программы энергосбережения, которые направлены на обеспечение потребности регионов в ТЭР, повышение эффективности их производства и использования, создание условий для максимально эффективного управления государственными финансами.

Таким образом, директивные документы, посвященные вопросам развития энергетики России и ее регионов, в том числе Сибири и Дальнего Востока, отмечают важность рационального и эффективного потребления топливно-энергетических ресурсов.

Топливо-энергетический баланс как инструмент энергоэкономического анализа ТЭК

Система использования ТЭР должна рассматриваться как единое целое во всем комплексе взаимосвязей производителей, поставщиков и потребителей. Такое представление дает сводный ТЭБ, который объединяет однопродуктовые балансы производства и потребления отдельных видов ТЭР.

Информационной базой для составления отчетных ТЭБ служат фактические данные ежегодных статистических отчетов о производстве, потреблении, экспорте, импорте, состоянии запасов и потерь энергоресурсов, разрабатываемых Росстатом.

Отчетный топливно-энергетический баланс служит основой для определения существующих тенденций и проведения энергоэкономического анализа современного состояния ТЭК. Разработка ТЭБ осуществляется в соответствии с п. 10 ч. 2 ст. 4 Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении». Приказом Минэнерго России № 600 от 14 декабря 2011 г. утвержден «Порядок составления топливно-энергетических балансов субъектов РФ, муниципальных образований». Эта форма практически полностью соответствует современным международным стандартам стран ОЭСР, что позволяет корректно сопоставлять показатели российского и региональных ТЭБ с соответствующими показателями других стран мира.

⁶ URL: <http://minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/17481.html>.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Анализ отчетного ТЭБ позволяет получить важную информацию:

- о достаточности или дефиците собственных энергоресурсов в регионе;
- возможности поставок ТЭР за пределы региона при их избытке, а при дефиците – необходимости завоза извне;
- возможности создания новых энергоемких производств на имеющейся в регионе ресурсной базе;
- наличии и возможности использования ВИЭ и местных видов топлива;
- эффективности использования ТЭР в разных видах экономической деятельности.

Анализ отчетных балансов за несколько прошедших лет позволяет выявить основные особенности ТЭК, присущие тому или иному региону и выявить тенденции изменения балансовых показателей, учет которых позволит повысить обоснованность долгосрочных прогнозов. Топливо-энергетический баланс служит основной информационной базой для определения показателей энергоэффективности экономики.

В Институте систем энергетики СО РАН (ИСЭМ) разработан методический подход к оценке энергоэкономической эффективности региона на основе ТЭБ [1, 2]. С учетом исследований российских и мировых ученых в этой области (А.А. Макаров, А.С. Некрасов, И.А. Башмаков, С. Соррел, М. Пент, Т. Соиб и др.) [3-8], а также последних директивных документов Правительства РФ⁷ авторы усовершенствовали свой методический подход к решению этой проблемы, который базируется на принципах системного анализа, методах экономико-математического моделирования развития ТЭК, балансовых и индикативных методах.

Разработанный программно-вычислительный комплекс (ПВК) «ТЭБ Сибири и Дальнего Востока» состоит из двух взаимосвязанных компонентов: информационно-справочной системы (ИСС) и системы моделей. ИСС используется для повышения эффективности процесса исследования развития ТЭК регионов. Вторая компонента ПВК (система моделей) объединяет модели балансов котельно-печного топлива и сводных ТЭБ [1, 2].

В ИСЭМ СО РАН на собственной методологической базе выполнен ряд исследований, связанных с разработкой отчетных и перспективных ТЭБ субъектов РФ, входящих в СФО и ДФО. Результаты этих исследований вошли составной частью в работы, выполненные по заказу органов власти. Наиболее значимые из них:

- разработка проекта Программы развития ТЭК Восточной Сибири и Дальнего Востока на период до 2020 года (в составе государственного контракта «Доработка проекта Энергетической стратегии России на период до 2030 года, мониторинг и формирование системы реализации Энергетической стратегии», 2007-2008 гг.);
- Стратегия развития ТЭК Амурской области на период до 2030 г. (2007 г.);
- Стратегия развития ТЭК Сахалинской области на период до 2020 г. (2007 г.);
- Стратегия развития электроэнергетики Чукотского автономного округа до 2020 г. (2008 г.);
- Энергетическая стратегия Республики Саха (Якутия) до 2030 года (2009 г.);
- Стратегия развития ТЭК Иркутской области до 2015-2020 гг. и на перспективу до 2030 г. (2012 г.);
- Анализ ТЭК ДФО, состояния работ по разработке перспективных ТЭБ субъектов РФ, входящих в ДФО, в составе работ: «Проведение аудита энергообеспечения ДФО, содержащего анализ функционирования ТЭК и основные проблемы, препятствующие его эффективному функционированию, и по подготовке предложений по направлениям развития ТЭК региона» (2014 г.);
- Стратегия развития ТЭК Байкальского региона до 2030 г. (2015 г.).

В этих работах были сформированы отчетные и прогнозные ТЭБ соответствующих регионов. При этом особое значение придается анализу современного состояния ТЭК и отчетного ТЭБ, так как такой анализ позволяет на качественно более высоком уровне выполнить прогнозирование дальнейшего развития ТЭК.

⁷ Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ»; Приказ Минэнерго РФ от 14.12.2011 № 600 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов РФ».

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

ТЭК восточных регионов РФ: современное состояние, основные проблемы развития

Роль ТЭК восточных регионов в России. ТЭК восточных регионов⁸ имеет крупный ресурсный потенциал, наличие которого позволило создать здесь крупную топливно-энергетическую базу России. В СФО и ДФО суммарно добывается 93,7% угля страны, производится 24,6% электроэнергии, 21,3% тепловой энергии, добывается 13,5% нефти, 7,4 % природного газа, перерабатывается 18,6% нефти (см. табл. 1).

В восточных регионах расходуется значительное количество ТЭР, в 2014 г. суммарно потреблено 128 млн т угля, что составило 66% от общероссийского использования, значительна доля нефтепродуктов – 27,3% и очень низка доля природного газа – 6,4%.

В среднем по России структура потребления топлива преимущественно газовая – до 60%, а в восточных регионах она ориентирована в основном на уголь – более 50%, что осложняет экологическую обстановку в ряде крупных промышленных центров.

Большинство производственных показателей ТЭК восточных регионов за период 2010-2014 гг. имели тенденцию роста (табл. 2).

Наличие в восточных регионах крупных месторождений нефти и природного газа создает предпосылки для организации здесь мощных нефтегазовых комплексов, способных обеспечить не только внутреннюю потребность регионов в природном газе, нефти, продуктах их переработки, но и поставлять излишки углеводородов на экспорт – Японию, Китай, Корею и другие страны АТР.

Энергоэкономический анализ восточных регионов. Топливо-энергетический баланс восточных регионов в 2014 г. укрупненно показан на схеме энергетических потоков (см. рисунок).

В восточных регионах между различными потребителями в 2014 г. распределено 388,2 млн т у.т. топливно-энергетических ресурсов, меньшая часть их которых (2,9%) завезена извне и большая часть (97,1%) – собственное производство. Основную долю из произведенных в восточных регионах первичных ТЭР составил уголь – 51%, доля углеводородов (природный газ и нефть) – 40%, ВИЭ – 8%, прочих видов топлива – 2%.

Таблица 1

Основные показатели ТЭК России, СФО и ДФО (2014 г.)

Показатели	Россия	СФО	ДФО	Доля в России, %
Производство ТЭР:				
- электроэнергия, млрд кВт•ч	1064,2	211,1	50,2	24,6
- теплоэнергия, млн Гкал	1321,5	214,3	67,6	21,3
- уголь, млн т	356,5	301,0	33,0	93,7
- газ природный и попутный, млрд м ³	642,8	15,3	32,1	7,4
- нефть, млн т	526,1	47,6	23,4	13,5
- нефтепродукты, млн т	294,4	41,7	13,1	18,6
Потребление ТЭР:				
- электроэнергия, млрд кВт•ч	1065	223,2	45,5	25,2
- теплоэнергия (включая потери), млн Гкал	1321,5	214,3	67,6	21,3
- уголь, млн т	193,8	106	22	66,0
- природный газ, млрд м ³	421,8	19,6	7,6	6,4
- нефтепродукты, млн т	93,4	19,6	5,9	27,3
- прочие виды, млн т у.т.	34,9	6,1	0,2	18,1

Источник: Росстат.

⁸ Восточные регионы – Сибирский и Дальневосточный федеральные округа (СФО и ДФО).

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Таблица 2

Динамика добычи (производства) основных видов энергоресурсов в восточных регионах РФ

Энергоресурсы	Годы				
	2010	2011	2012	2013	2014
Электроэнергия, млрд кВт·ч	256,1	254,1	261,7	259,1	261,3
Тепловая энергия, млн Гкал	306,6	295	301,8	288,2	281,9
Уголь, млн т	295,3	312,5	325,3	329,6	334,0
Нефть, млн т	47,6	56,2	62,9	67,4	71,0
Природный газ, млрд м ³	32,9	35,2	38,0	41,0	47,4

Источник: Росстат.

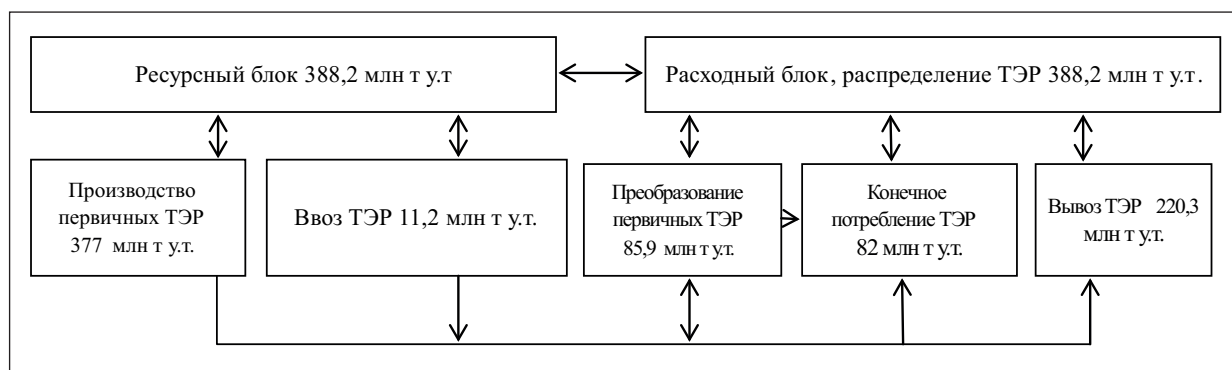


Схема энергетических потоков в восточных регионах РФ, 2014 год

Из имеющихся 388,2 млн т у.т. ресурсов на внутреннее потребление (преобразование и конечное потребление) расходуется 167,9 млн т у.т. ТЭР (43,3%), вывезено за пределы (в том числе на экспорт) – 220,3 млн т у.т. (56,7%), из которых уголь составил 60%, нефть и нефтепродукты – 29%, природный газ – 11%.

В восточных регионах имеются избытки угля, нефти, природного газа и нефтепродуктов. Существующие дефициты некоторых видов ТЭР в отдельных субъектах РФ на территории СФО и ДФО обеспечиваются в основном межрегиональными поставками.

В 2014 г. из 167,9 млн т у.т. ТЭР, потребленных в восточных регионах, доля конечного потребления составила 49%, расхода ТЭР на преобразование первичной энергии – 51%.

В 2014 г. конечное потребление ТЭР в отраслях хозяйственного комплекса и населения составило 82 млн т у.т., из которых наибольшие доли составляют тепловая энергия – 34%, нефте-

продукты – 30% и электрическая энергия – 27%.

По укрупненным оценкам, в 2014 г. стоимость конечного потребления ТЭР в восточных регионах составила около 3 трлн рублей. В структуре стоимостной оценки конечного потребления ТЭР в 2014 г. наиболее высока доля нефтепродуктов – 39%, значимы доли электроэнергии – 31% и тепловой энергии – 26%, что свидетельствует о необходимости более эффективного использования этих видов энергоресурсов (проведения первоочередных мероприятий по их энергосбережению).

Анализ ТЭБ восточных регионов за 2010–2014 гг. (табл. 3) показывает, что имеющиеся в регионе запасы ТЭР могут полностью обеспечить собственные потребности необходимые для прогнозируемого в директивных документах социально-экономического развития, а также планируемые экспортные поставки.

Производство первичных топливно-энергетических ресурсов в восточных регионах за

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Таблица 3

Динамика ТЭБ⁹ восточных регионов РФ за 2010-2014 гг., млн т у.т.

Годы	Производство первичных ТЭР	Ввоз ТЭР	Вывоз ТЭР	Преобразование первичных ТЭР	Конечное потребление ТЭР
2010	320,2	12,1	-161,4	-97,8	-73,1
2011	341,2	12,3	-184,5	-94,1	-74,9
2012	366,9	11,9	-202,7	-99,1	-77,0
2013	375,6	11,5	-215,8	-91,0	-80,3
2014	377,0	11,2	-220,3	-85,9	-82,0
Рост (+), снижение (-) за пять лет, %	17,7	-7,4	36,5	-12,2	12,2

пять лет увеличилось на 17,7%, их вывоз (в том числе и экспорт) возрос почти в 1,4 раза. Расход ТЭР на преобразование в другие виды снизился на 12,2% за счет сокращения производственного спроса на энергоносители вследствие экономического кризиса. Однако конечное потребление увеличилось на 12,2% в основном вследствие роста потребления населением нефтепродуктов (бензина и дизельного топлива).

Анализ топливно-энергетических балансов свидетельствует о том, что ТЭК восточных регионов в целом является достаточно благополучным по обеспеченности энергоресурсами, но отдельные субъекты РФ на их территории имеют некоторые проблемы, выражающиеся в дефиците того или иного вида собственных ТЭР. Однако имеющийся дефицит обеспечивается межрегиональными поставками. За счет этого энергетическая безопасность этих субъектов РФ практически не снижается.

Показатели энерго-, электро-, теплоснабжения ВРП в восточных регионах выше аналогичных показателей России в целом, соответственно на 27, 59 и 35%, что характеризует более низкую энергоэффективность их экономики (табл. 4). При этом показатели энерго-, электро-, теплоснабжения ВРП ДФО ниже аналогичных показателей в России, соответственно на 36, 28 и 7%, что характеризует более высокую энергоэффективность округа. Это объясняется тем, что регионы ДФО, вносящие наиболее значимый вклад в ВРП округа являются менее энергоемкими, например, Сахалинская область и Республика Саха (Якутия).

Динамика показателей энергоемкости ВРП восточных регионов в сопоставимых ценах 2010 г. приведена в табл. 5. Энергоемкость ВРП восточных регионов снизилась на 11,7% – с 27,4 кг у.т./тыс. руб. в 2010 г. до 24,5 кг у.т./тыс. руб. в 2014 г., электроемкость ВРП – на 6,5% с 41,8 до 39,2 кВт·ч/тыс. руб., теплоснабжение – на 19,3% с 49,1 до 41,2 Гкал/руб. На снижение показателей энерго-, электро-, теплоснабжения ВРП за период 2010-2014 гг. оказали влияние структурные сдвиги в экономике (рост доли низкоэнергоемких производств) и планомерное проведение энергосберегающих мероприятий (в соответствии с региональными программами энергосбережения и энергоэффективности).

Технологические показатели энергоэффективности в восточных регионах (удельные расходы топлива и потери в сетях) превышают соответствующие общероссийские показатели:

- удельные расходы топлива на выработку электроэнергии на тепловых электростанциях (ТЭС) на 5%;
- удельные расходы на выработку теплоэнергии на ТЭС на 2%;
- удельные расходы топлива котельных на 8%;
- потери электроэнергии в сетях ниже на 13%;
- потери теплоэнергии в сетях выше на 31%.

За период 2010-2014 гг. устойчивой тенденции снижения удельных расходов на производство электрической и тепловой энергии в восточных регионах России не наблюдалось. Это свидетельствует о недостаточном использовании технологического фактора энергосбережения

⁹ ТЭБ в агрегированном виде.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Таблица 4

Показатели энергоемкости России и восточных регионов (2014 г.)

Показатели	Россия	СФО	ДФО	Восточные регионы
ВРП, млрд руб.	58900,7	6106,9	3222,5	9329,4
Энергоемкость ВРП*, кг у.т./тыс. руб.	14,2	22,8	10,4	18,0
Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	18,1	36,5	14,1	28,8
Теплоемкость ВРП, Ккал/тыс. руб.	22,4	35,1	21,0	30,2

Примечание: * – по валовому потреблению первичной энергии в текущих ценах.

Таблица 5

Динамика показателей энергоэффективности России и восточных регионов

Показатели	Восточные регионы					РФ**
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2014 г.
ВРП, млрд руб. в сопоставимых ценах 2010 г.	6242,1	6560,6	6659,6	6733,7	6847,9	42233,5
Энергоемкость ВРП*	27,4	25,8	26,4	25,4	24,5	19,1
Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	41,8	40,5	41,3	39,8	39,2	25,2
Теплоемкость ВРП, Гкал/руб.	49,1	45,0	45,3	42,8	41,2	31,3
Тепловые электростанции, удельный расход:						
– на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч	344,0	346,9	346,5	343,6	340,5	325,5
– на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	156,9	157,0	155,7	156,0	152,8	150,2
Котельные, удельный расход, кг у.т./Гкал	190,1	186,6	188,5	188,6	184,8	171,2
Коэффициент полезного использования ТЭР в энергетике, %	60,4	59,8	58,8	60,0	62,3	64,9
Коэффициент полезного использования ТЭР в конечном потреблении, %	42,8	44,3	43,7	46,9	48,8	54,3
Потери электроэнергии в сетях общего пользования, % от потребления	9,4	8,8	7,4	8,0	8,7	10,0
Потери теплоэнергии в теплосетях, % от потребления	11,6	11,3	11,4	11,7	11,8	9,0

Примечания: * – по валовому потреблению первичной энергии в сопоставимых ценах 2010 г.; ** – для сравнения.

на, энергогенерирующих предприятиях. Однако, чтобы его задействовать необходимы значительные инвестиции для обновления технологического оборудования и внедрения прогрессивных технологий в отраслях ТЭК.

Эффективность полезного использования ТЭР в энергетике и хозяйственном комплек-

се восточных регионов ниже, чем в среднем по России. О чем свидетельствуют коэффициенты полезного использования топливно-энергетических ресурсов в энергетике (на ТЭС и котельных) и в сфере конечного потребления, которые соответственно на 2,6 и 5,5% ниже среднероссийских.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

С 2010 по 2014 гг. в восточных регионах на 8% снизились потери электроэнергии в сетях, что связано в основном с проведением мероприятий по установке приборов учета и контроля в рамках региональных программ по энергосбережению, что позволило значительно снизить коммерческие потери.

Потери тепловой энергии увеличились на 1,7% вследствие большого износа теплосетей в регионах. Для их обновления также нужны значительные инвестиции.

Заключение

Анализ отчетных ТЭБ восточных регионов России свидетельствует о том, что:

- производство первичных ТЭР в восточных регионах может полностью обеспечить собственную потребность и экспортные поставки;
- в структуре вывоза ТЭР преобладают уголь и нефть и относительно низка доля продукции ТЭК с более высокой добавленной стоимостью (доля нефтепродуктов 13%), что свидетельствует о необходимости развития в регионе нефте-, газоперерабатывающих предприятий, а в перспективе и нефте-, газо-, углехимических производств для большей диверсификации вывозимой из восточных регионов продукции ТЭК;
- в структуре потребления ТЭР при производстве электро-, теплоэнергии преобладает доля угля – около 72%, природного газа – 22%;
- при передаче теряется до 7,3 млн т у.т. ТЭР, из которых – 60% – тепловая энергия и 40% электроэнергия;
- в структуре конечного потребления ТЭР суммарная доля электро-, теплоэнергии – 61%, нефтепродуктов – 30%, природного газа – лишь около 7%, что свидетельствует о низкой газификации потребителей (в первую очередь населения).

Одним из важнейших условий перехода восточных регионов к устойчивому социально-экономическому развитию является рост энергоэф-

фективности экономики. Особая роль в решении этой задачи отводится ТЭК в части улучшения структуры топливно-энергетического баланса.

Основными направлениями совершенствования структуры ТЭБ восточных регионов России являются:

- увеличение доли природного газа в его расходной и приходной частях, что позволит обеспечить потребности в энергоресурсах хозяйственного комплекса и населения с меньшими удельными затратами и снизить техногенную нагрузку на природную среду;
- создание новых нефте-, газохимических предприятий позволит увеличить глубину переработки углеводородов и производить в регионах продукцию с большей добавленной стоимостью;
- снижение потерь ТЭР при их производстве, передаче, переработке и потреблении;
- увеличение переработки угля, его облагораживание с целью повышения качественных характеристик и конкурентоспособности угольной продукции, а в более отдаленной перспективе и получение продуктов глубокой переработки (бездымных топливных брикетов, удобрений для сельского хозяйства и др.), то есть продукции высокой степени передела;
- экономически эффективное использование ВИЭ для удаленных потребителей с целью увеличения надежности энергоснабжения и снижения потерь энергоносителей в сетях.

Выполненный анализ показывает существующую ситуацию в ТЭК восточных регионов в целом и предложенные рекомендации по совершенствованию топливно-энергетического баланса являются наиболее общими, однако каждый субъект РФ на территории СФО и ДФО имеет свою определенную специфику, для более полного учета которой и выработки конкретных рекомендаций необходим системный анализ ТЭБ этих регионов, что является направлением дальнейших исследований.

ЛИТЕРАТУРА

1. Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Муzychuk С.Ю., Муzychuk Р.И. *Топливо-энергетические балансы в системе комплексного исследования развития региональных ТЭК // Известия РАН. Энергетика. 2011. № 2. С. 22-36.*
2. Соколов А.Д., Муzychuk С.Ю., Муzychuk Р.И. *Топливо-энергетические балансы Иркутской области в натуральном и стоимостном выражении: методы разработки и основные результаты исследований // Известия ИГЭА. 2013. № 1. С. 124-129.*
3. Башмаков И.А. *Топливо-энергетический баланс как инструмент анализа, прогноза и индикативного планирования развития энергетики // Энергетическая политика. Вып. 2. 2007. С. 16-25.*
4. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Филиппов С.П. и др. *Модельно-информационный комплекс Scanner. М. Институт энергетических исследований РАН. 2011. 74 с.*
5. Некрасов А.С., Синяк Ю.В., Янпольский В.А. *Построение и анализ энергетического баланса. Вопросы методологии и методики. М.: Энергоатомиздат. 1974. 178 с.*
6. *Energy Efficiency and Sustainable Consumption: The Rebound Effect. Edited by Horace Herring, Steve Sorrel. Hampshire, Palgrave Macmillan, 2009. 272 p.*
7. Martin Pehnt, Angelika Paar, Philipp Otter und andere. *Energiebalance – Optimale System lösungen für erneuerbare Energien und Energie effizienzifcu-Institut für Energie- und Umweltfürschung Heidelberg und Wuppertal Institute für Climate, Environment and Energy. Heidelberg, Wuppertal, März 2009. URL: <http://www.ifeu.de/energie/pdf/Energiebalance%20Endbericht.pdf>.*
8. Soib Taib, Anwar Al-Mofleh. *Tools and Solution for Energy Management, Energy Efficiency / The Innovative Ways for Smart Energy, the Future Towards Modern Utilities, October 17, 2012. URL: <http://www.intechopen.com/books/energy-efficiency-the-innovative-ways-for-smart-energy-the-future-towards-modern-utilities/tools-and-solution-for-energy-management>.*

Поступила в редакцию
07.09.2016 г.

B.G. Saneev, A.D. Sokolov, S.Yu. Muzychuk, R.I. Muzychuk¹⁰

ENERGY AND ECONOMIC ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF REGIONAL FUEL AND ENERGY COMPLEXES IN THE RUSSIAN EAST

The article shows the role of the fuel and energy complex (FEC) in the eastern regions of Russia (Siberia and the Far East). An aggregate scheme is given indicating energy flows in the Russian East in 2014. The article provides energy and economic analysis of the fuel and energy complex in the eastern regions, and specifies main problems and areas for improving the structure of regional fuel and energy balances.

Key words: fuel and energy complex, Siberia, the Far East, economic energy efficiency, fuel and energy balance, energy and economic analysis.

¹⁰ Boris G. Saneev – Deputy Director of the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Head of the Complex and Regional Energy Issues Department, Doctor of Engineering, Full Professor, *e-mail:* saneev@isem.irk.ru;
Aleksandr D. Sokolov – Head of the Siberian and Far East FEC Laboratory of the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Doctor of Engineering, Full Professor, *e-mail:* sokolov@isem.irk.ru;
Svetlana Yu. Muzychuk – Leading Researcher of the Siberian and Far East FEC Laboratory of the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, PhD in Economics, *e-mail:* muz@isem.irk.ru;
Roman I. Muzychuk – Leading Engineer of the Siberian and Far East FEC Laboratory of the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, *e-mail:* rmuz@isem.irk.ru.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

УДК 620.4:338.48.003.13 (571)

А.В. Лагереv, В.Н. Ханаева¹

РОЛЬ АЗИАТСКИХ РЕГИОНОВ РОССИИ В ТЭК СТРАНЫ В ДОЛГОСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ

В предлагаемой статье для двух сценариев развития экономики России рассмотрена роль азиатских регионов страны (Сибирь и Дальний Восток) в производстве и потреблении топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на период до 2050 года. Показана динамика и структура вывоза ТЭР из азиатских регионов в европейскую часть России и на экспорт в европейском и азиатском направлении.

Ключевые слова: энергоресурсы, ТЭК, азиатские регионы, долгосрочный прогноз, сценарии, производство, потребление, экспорт, цены.

Для выработки сценариев развития ТЭК азиатских регионов России и оценки его влияния на возможные изменения в энергетике страны в долгосрочной перспективе использовалась динамическая оптимизационная территориально-производственная модель ТЭК страны [1].

В статье рассматривается два сценария развития экономики России на перспективу до

2050 г.: базовый и более оптимистичный – целевой. Укрупненные макроэкономические показатели развития экономики страны для этих сценариев и соответствующие им уровни электро- и энергопотребления приведены в табл. 1. Левая граница диапазона изменения показателей соответствует базовому сценарию, правая – целевому.

Таблица 1

Прогноз развития экономики и энергопотребления в России

Показатели	2014 г.	Прогноз			
		2020 г.	2025 г.	2035 г.	2050 г.
ВВП*, млрд долл.	1614	1660-1750	1850-2105	2300-2960	3160-4610
Темпы роста ВВП относительно 2014 г., %	100	103-108	115-131	143-183	196-286
Среднегодовые темпы прироста ВВП, %	-	0,5-1,35	2,2-3,8	2,2-3,5	2,1-3,0
Население, млн чел.	146	146	146	145-146	145-147
ВВП на душу населения, тыс. долл./чел.	11	11-12	12-14	16-20	22-31
Внутреннее потребление ПЭР, млн т у.т.	996	1020-1068	1060-1123	1124-1210	1160-1233
Среднегодовые темпы прироста ПЭР, %	-	0,4-1,2	0,8-1,0	0,6-0,75	0,2-0,15
Энергоемкость ВВП, т у.т./1000 долл.	0,62	0,61	0,57-0,53	0,5-0,4	0,4-0,3
Темпы снижения энергоемкости относительно 2014 г., %	100	99	93-86	79-66	59-43

¹ Анатолий Владимирович Лагереv – ведущий научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, к.т.н., e-mail: lagerev@isem.irk.ru;

Валентина Николаевна Ханаева – старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, к.э.н., e-mail: hanaeva@isem.irk.ru

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Окончание табл. 1

Показатели	2014 г.	Прогноз			
		2020 г.	2025 г.	2035 г.	2050 г.
Электропотребление, ТВт·ч	1062	1076 -1110	1150-1210	1310 -1420	1480 -1710
Среднегодовые темпы роста электропотребления, %	-	0,22-0,75	1,34-1,72	1,3-1,6	0,8-1,2
Электроемкость ВВП, МВт·ч/1000 долл.	0,66	0,65-0,64	0,62-0,57	0,57-0,48	0,47-0,37
Душевое потребление, тыс. кВт·ч/чел.	7,3	7,4-7,6	7,9-8,3	9,0-9,7	10,2-11,6

Примечание: * – в ценах 2013 года.

Источник: [2, 3, 7] и оценки авторов.

В соответствии с принятыми сценариями среднегодовые темпы роста ВВП в период 2014-2020 гг. рассматриваются в диапазоне 0,5-1,35%, в период 2021-2035 гг. – в диапазоне 2,2-3,6%. Прогнозируется, что в последующие годы темпы роста ВВП будут замедляться.

Полученная в результате расчетов динамика изменения потребности России и азиатских регионов в ТЭР, соответствующая принятым сценариям развития экономики страны в рассматриваемой перспективе, приведена в табл. 2.

Таблица 2

Прогнозируемая динамика потребления ТЭР в России и азиатских регионах*** страны

Показатели	2014 г.	Прогноз			
		2020 г.	2025 г.	2035 г.	2050 г.
Россия, всего, млн т у.т./%	996 100*	<u>1020-1068</u> 102-107	<u>1061-1123</u> 107-113	<u>1124-1210</u> 113-121	<u>1160-1235</u> 116-124
В том числе:					
Нефть и нефтепродукты, млн т	125	137-141	148-152	160-163	159-152
Природный газ, млрд м ³	458	465-495	487-527	524-570	548-566
Уголь и прочие, млн т у.т.	184	175-180	171-178	167-182	159-198
Нетопливные энергоресурсы, млн т у.т.**	112	120-124	125-128	133-147	151-175
Азиатские регионы, всего, млн. т у.т./%	<u>276</u> 100*	<u>292-303</u> 106-110	<u>306-321</u> 111-116	<u>330-358</u> 120-130	<u>358-386</u> 130-140
В том числе:					
Нефть и нефтепродукты, млн т	36	40-41	44-45	50-51	54-51
Природный газ, млрд м ³	85	93-100	100-107	110-119	119-126

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Окончание табл. 2

Показатели	2014 г.	Прогноз			
		2020 г.	2025 г.	2035 г.	2050 г.
Уголь и прочие, млн т у.т.	92	87-90	88-93	91-100	97-116
Нетопливные энергоресурсы, млн т у.т.**	36	41-41	42-43	44-50	50-54

Примечания: * – 2014 = 100%, ** – ГЭС, АЭС, НВИЭ, *** – азиатские регионы: Сибирь (включая Тюмень) и Дальний Восток.

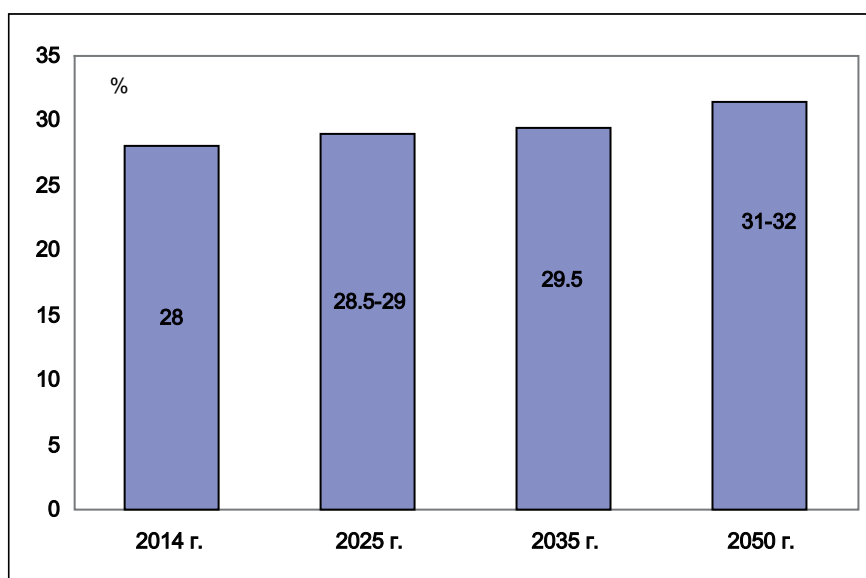


Рис. 1. Доля азиатских регионов в суммарном потреблении ТЭР в России

За рассматриваемый период потребление ТЭР в России может увеличиться на 16-24% и к 2050 г. достигнуть 1160-1235 млн т условного топлива. По имеющимся прогнозам, опережающими темпами будет расти энергопотребление в азиатских регионах и за тот же период может вырасти на 30-40%, составив к 2050 г. 360-385 млн т условного топлива. В результате доля ази-

атских регионов в суммарном потреблении ТЭР в стране увеличится с 28% в 2014 г. до 29,5% к 2035 г. и до 31-32% к 2050 г. (рис. 1).

К 2050 г. (по сравнению с 2014 г.) потребление нефти и нефтепродуктов в азиатских регионах может вырасти на 42-50%, природного газа – на 40-48%, угля – на 5-26%.

Таблица 3

Изменение структуры потребления ТЭР в азиатских регионах страны

Показатели	2014 г.	Прогноз			
		2020 г.	2025 г.	2035 г.	2050 г.
Азиатские регионы, всего, %	100	100	100	100	100
в том числе:					
Нефть и нефтепродукты	19	19,5-19	20	21-20	21-19
Природный газ	35	37-38	37-38	38	38-37

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Окончание табл. 3

Показатели	2014 г.	Прогноз			
		2020 г.	2025 г.	2035 г.	2050 г.
Уголь и прочие	33	30	29	28	27-30
Нетопливные энергоресурсы	13	13,5-13	14-13	13-14	14

За рассматриваемый период заметно изменится структура потребления ТЭР в азиатских регионах: вырастет доля газа с 35% в 2014 г. до 38-37%, снизится доля угля в потреблении с 33% в 2014 г. до 27-30% и на 1% увеличится потребление нетопливных энергоресурсов (табл. 3).

В настоящее время Россия имеет статус крупнейшего мирового экспортера энергоресурсов, объем реализации которых, ненамного уступает (на 12%) их внутреннему потреблению в стране.

В рассматриваемой перспективе объем и структура экспорта будут в основном опреде-

Таблица 4

Прогноз цен на энергоресурсы на мировых рынках

Показатели	2015 г.	Прогноз		
		2020 г.	2035 г.	2050 г.
Нефть, долл./баррель	45	45-50	50-65	65-80
Природный газ, долл./1000 м ³				
Европа	240	250	250-290	300-350
Страны СВА:				
Китай (трубопроводный)	250	260-265	300-345	330-380
Япония (СПГ)	310	325-335	380-450	430-500
Уголь энергетический, долл./т	63	65-70	60-75	60-80

Примечание: в ценах 2015 года.

Источники: [4, 5] и оценки авторов.

Таблица 5

Прогноз цен предложения на топливо на рынках России

Показатели	2015 г.	Прогноз		
		2020 г.	2035 г.	2050 г.
Европейский рынок				
Природный газ, долл./1000 м³	90-105	115-120	120-150	125-185
Уголь энергетический, долл./т у.т.	45-50	45-55	50-75	65-80
Азиатский рынок				
Природный газ, долл./1000 м³	95-100	100-105	145-170	170-200
Уголь энергетический, долл./т у.т.	35-45	40-55	50-60	55-65

Примечание: в ценах 2015 года.

Источники: [6, 7] и оценки авторов.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

ляться факторами экономической целесообразности и зависеть не только от топливных цен на мировых энергетических рынках, но и от цен и объемов добычи российских производителей. Принимаемая в расчетах динамика мировых цен на энергоресурсы приведена в табл. 4., внутренних цен на газ и уголь – в табл. 5.

Прогнозируемый авторами экспорт российских энергоресурсов, полученный с учетом принимаемых в расчетах мировых и внутренних цен предложения на ТЭР, приведен в табл. 6.

Из табл. 6 видно, что за 20 лет экспорт российских ресурсов может увеличиться на 6,5-12,5% и к 2035 г. составить 925-995 млн т у.т. с последующим снижением (более быстрым в базовом сценарии) к 2050 году. В целом эта тенденция согласуется с долгосрочной экономической политикой государства, ориентированной на диверсификацию структуры экономики и снижение зависимости от экспорта энергоресурсов.

В рассматриваемой перспективе европейское направление экспорта энергоресурсов останется доминирующим для России. К 2050 г. в этом направлении (от суммарного экспорта) будет выво-

зиться 62-64% нефти, 68-69% газа и 45-55% угля. В тоже время наличие в азиатских регионах России экономически эффективных энергоресурсов и растущий спрос на них в странах АТР делают все более перспективным азиатское направление экспорта энергоресурсов из России. По оценкам авторов, к 2050 г. в азиатском направлении может вывозиться 100-120 млн т нефти и нефтепродуктов, порядка 95-105 млрд м³ природного газа, 60-70 млн т у.т. угля и 70-80 млрд кВтч электроэнергии (табл. 6).

Исследования показали, что для обеспечения внутреннего спроса страны на энергоресурсы и их экспорта производство энергоресурсов в России к 2035 г. должно увеличиться (по сравнению с 2014 г.) на 10-18% и составить 2055-2190 млн т у.т., сохранившись примерно на этом уровне до конца рассматриваемого периода (табл. 7). При расчетах максимально возможные объемы добычи (производства) топливно-энергетических ресурсов в стране принимались по прогнозам ведущих энергетических институтов и организаций страны [6-11].

Таблица 6

Прогноз экспорта энергоресурсов из России

Показатели	2014 г.	Прогноз			
		2020 г.	2025 г.	2035 г.	2050 г.
Экспорт*, всего, млн т у.т.	872	864-924	915-995	927-975	865-960
В том числе:					
Нефть и нефтепродукты, млн т	395	365-385	344-375	313-335	280-310
Европейское направление	320	264-280	242-268	205-218	180-190
Азиатское направление	75	101-105	102-107	108-117	100-120
Природный газ, млрд м ³	184	191-216	248-271	294 -308	295-340
Европейское направление	169	166-189	176-184	204-210	200-235
Азиатское направление	15	25-27	72-87	90-98	95-105
Уголь, млн т у.т.	101	127-135	141-152	146 -148	135-130
Европейское направление	57	74-77	83-79	82-73	75-60

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Окончание табл. 6

Показатели	2014 г.	Прогноз			
		2020 г.	2025 г.	2035 г.	2050 г.
Азиатское направление	44	53-58	59-74	64-75	60-70
Электроэнергия, млрд кВт·ч	3,5	18	21-23	30-40	70-80
Импорт, всего, млн т у.т.	41	41	39	23	1
Нефть, млн т	2	4	4	3	1
Природный газ, млрд м³	25	22	20	16	0
Уголь, млн т у.т.	10	10	10	0	0

Примечание: * – российских энергоресурсов.

Таблица 7

Прогноз производства ТЭР в России

Показатели	2014 г.	Прогноз			
		2020 г.	2025 г.	2035 г.	2050 г.
Производство, всего, млн т у.т./%	<u>1864</u> 100*	<u>1878-1990</u> 101-107	<u>1970-2110</u> 106-113	<u>2055-2190</u> 110-118	<u>2040-2200</u> 109-118
В том числе:					
Нефть и газовый конденсат, млн т	525	506-529	496-530	476-502	445-465
Природный газ, млрд м³	642	656-710	735-800	819-878	842-907
Уголь, млн т	358	365-390	375-400	390-420	365-405
Прочие твердые, млн т у.т.	32	32	32	34-38	39-44
Гидроэнергия, ТВт·ч	175	201	209-210	226-244	276-295
Атомная энергия, ТВт·ч	180	180-196	201-209	233-265	290-380
НВИЭ, ТВт·ч	2,5	5	9-10	23-29	54-55

Примечание: * – 2014 = 100%.

Таблица 8

Прогноз производства ТЭР в азиатских регионах России

Показатели	2014 г.	Прогноз			
		2020 г.	2025 г.	2035 г.	2050 г.
Производство, всего, млн т у.т.	1494	1495-1606	1589-1730	1700-1825	1635-1760
В том числе: Сибирь	1407	1353-1456	1407-1533	1495-1610	1422-1535
из них: <i>Западная Сибирь</i>	1268	1189-1283	1213-1308	1260-1350	1182-1263
<i>Восточная Сибирь</i>	139	164-173	194-225	235-260	240-272
Дальний Восток	87	142-150	182-197	205-215	213-225
Из них:					

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Окончание табл. 8

Показатели	2014 г.	Прогноз			
		2020 г.	2025 г.	2035 г.	2050 г.
Нефть, всего, млн т	378	360-388	350-386	345-378	340-368
В том числе: Сибирь	355	318-343	308-343	300-330	293-318
из них: <i>Западная Сибирь</i>	320	273-298	263-293	245-270	238-258
<i>Восточная Сибирь</i>	35	45	45-50	55-60	55-60
Дальний Восток	23	42-45	42-45	45-48	47-50
Природный газ, всего, млрд м ³	595	600-656	685-750	770-832	732-787
В том числе: Сибирь, всего	573	565-619	625-680	700-760	660-710
из них: <i>Западная Сибирь</i>	565	555-606	590-635	650-700	605-645
<i>Восточная Сибирь</i>	8	10-13	35-45	50-60	55-65
Дальний Восток	22	35-37	60-70	70-72	72-77
Уголь, всего, млн т	337	337-367	352-377	372-402	354-394
В том числе: Сибирь	303	288-309	289-310	306-326	289-320
из них: <i>Западная Сибирь</i>	216	200-210	200-210	200-210	185-200
<i>Восточная Сибирь</i>	87	88-99	89-100	106-116	104-120
Дальний Восток	34	49-58	63-67	66-76	65-74
Гидроэнергия, млрд кВт·ч	115	130	138-139	152-170	185-204
В том числе: Сибирь	98	108	114-115	119-125	133-143
Дальний Восток	17	22	24	33-45	52-61
Атомная энергия, млрд кВт·ч	0,2	0,6	0,8	0,8	0,8
В том числе: Дальний Восток	0,2	0,6	0,8	0,8	0,8
НВИЭ, млрд кВт·ч	0,8	1,4-1,7	2,5-3	8-10	18
В том числе: Сибирь	0,1	0,1-0,4	0,4-0,9	3-5	8
Дальний Восток	0,7	1,3	2,1	5	10

Производство энергоресурсов в азиатских регионах к 2035 г. должно увеличиться (по сравнению с 2014 г.) на 14-22% и составить 1700-1825 млн т у.т., а к 2050 г. – снизиться до 1635-1760 млн т у.т. (табл. 8). При этом доля азиатских ресурсов в суммарном производстве ТЭР в стране к 2035 г. увеличится до 83% (по сравнению с 80% в 2014 г.), а затем к 2050 г. снизится до уровня 2014 г. (табл. 9).

Ожидается, что к 2050 г. на долю Сибири будет приходиться 67-68% добываемой в стране

нефти, на Дальний Восток – 10-11%. В настоящее время основным районом добычи нефти является Западная Сибирь. Прогнозируется, что добыча нефти в Западной Сибири (относительно 2014 г.) может снизиться к 2035 г. на 50-75 млн т (16-24%), а к 2050 г. – на 60-80 млн т (19-26%). В рассматриваемый период значительный вклад в добычу нефти в стране могут внести месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока с ростом добычи к 2035-2050 гг. до 60 млн т в Восточной Сибири и до 50 млн т – на Дальнем Востоке.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Таблица 9

Доля производства энергоресурсов азиатских регионов страны, %

Показатели	2014 г.	Прогноз			
		2020 г.	2025 г.	2035 г.	2050 г.
Энергоресурсы, всего	80	80-81	80-82	83	80
В том числе: Сибирь	75	72-73	71-73	73	70
Дальний Восток	5	8	9	10	10
Нефть	72	71-73	71-73	74-75	77-78
В том числе: Сибирь	68	63-65	62-65	64-66	66-68
Дальний Восток	4	8	9-8	10-9	11-10
Природный газ	92,5	91-92	93-94	94-95	87
В том числе: Сибирь	89	86-87	85	86-77	78
Дальний Восток	3,5	5	8-9	8	9
Уголь	94	92-94	94	95-96	97
В том числе: Сибирь	85	79	77-78	78	79
Дальний Восток	9	13-15	17-16	17-18	18
Гидроэнергия	66	65	66	67-70	67-69
В том числе: Сибирь	56	54	55	53-51	48-49
Дальний Восток	10	11	11	14-19	19-20
НВИЭ	33	27-33	29-32	37-34	33
В том числе: Сибирь	4	2-9	5-10	15	14-15
Дальний Восток	29	25-24	24-22	22-19	19-18

Примечание: в % к России.

Доля азиатских регионов в добыче газа в стране к 2050 г. может снизиться до 87% (против 92,5% в 2014 г.). По прогнозам, основным газодобывающим регионом страны в рассматриваемой перспективе останется Западная Сибирь. При этом добыча газа в Западной Сибири может вырасти с 565 млрд м³ в 2014 г. до 650-700 млрд м³ к 2035 г., а затем сократиться до 605-645 млрд м³ к 2050 году. На фоне спада добычи в Надым-Пуртазовском районе Западной Сибири будет расти добыча газа на Ямале, в Обско-Тазовской губе и Большехетской впадине.

Перспективными регионами газодобычи в стране в рассматриваемой перспективе станут Восточная Сибирь (на базе освоения месторождения углеводородов Иркутской области и Красноярского края) и Дальний Восток (на базе

освоения газоконденсатных месторождений в Республике Саха (Якутия) и шельфовых месторождений о. Сахалин). При благоприятной конъюнктуре на зарубежных рынках в азиатском направлении добыча газа в Восточной Сибири может увеличиться к 2035-2050 гг. до 60-65 млрд м³, на Дальнем Востоке – до 70-75 млрд м³.

Доля азиатских регионов в добыче угля в стране к 2050 г. может увеличиться с 94% в 2014 г. до 97%, при этом доля Сибири снизиться до 79% (85% – в 2014 г.) за счет снижения добычи в Западной Сибири (кузнецкий уголь). Прогнозируется, что добыча угля в Западной Сибири до 2035 г. сохранится на уровне 200-210 млн т, а затем будет постепенно сокращаться и к 2050 г. составит 185-200 млн т.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Таблица 10

Вывоз ТЭР из азиатских регионов России

Энергоресурсы	2014 г.	Прогноз			
		2020 г.	2025 г.	2035 г.	2050 г.
Вывоз, всего, млн т у.т./%	1217 100*	1224-1305 101-107	1284-1415 106-116	1380-1480 113-122	1285-1390 106-114
В том числе:					
В европейскую часть России, млн т у.т.	551	486-542	500-555	540-595	560-600
Из них:					
Нефть, млн т	91	58-77	57-66	57-62	60-70
Природный газ, млрд м ³	326	316-340	335-370	368-405	395-405
Уголь, млн т у.т.	49	42-44	37-39	40-44	26-42
Экспорт (европейское направление), млн т у.т.	498	510-527	493-532	515-525	400-415
Из них:					
Нефть, млн т	177	164-165	150-171	140-150	125-130
Природный газ, млрд м ³	169	180-190	177-185	205-210	125-150
Уголь, млн т у.т.	54	71-74	80-76	80-70	75-60
Экспорт (азиатское направление), млн т у.т.	168	228-236	291-328	325-360	325-375
Из них:					
Нефть и нефтепродукты, млн т	75	101-102	102-107	108-117	100-120
Природный газ, млрд м ³	15	25-27	72-86	90-98	95-105
Уголь, млн т у.т.	44	53-57	59-74	64-75	62-70
Электроэнергия, млрд кВт·ч	3,5	6	9-11	19-29	56-66

Примечание: * – 2014 = 100%.

Основной рост добычи угля будет обеспечиваться за счет Восточной Сибири и Дальнего Востока. Прогнозируется, что добыча угля в Восточной Сибири к 2050 г. может вырасти на 19-38%, а на Дальнем Востоке в 1,9-2,2 раза. В результате их доля в добыче по стране в 2050 г. составит соответственно 28-30% (против 24% в 2014 г.) и 18% (против 9%).

В рассматриваемой перспективе азиатские регионы по-прежнему останутся основными по-

ставщиками энергоресурсов как на внутренний рынок, так и на экспорт (табл. 10).

В 2014 г. из азиатских регионов Российской Федерации было вывезено 1217 млн т у.т. энергоресурсов, или свыше 80% их производства. Прогнозируется, что в период 2014-2035 гг. вывоз будет расти и к 2035 г. достигнет 1380-1480 млн т у.т. (рост 13-22%). В последующий период вывоз будет постепенно снижаться и к 2050 г. составит 1285-1390 млн т у.т. (78-79% от производства).

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

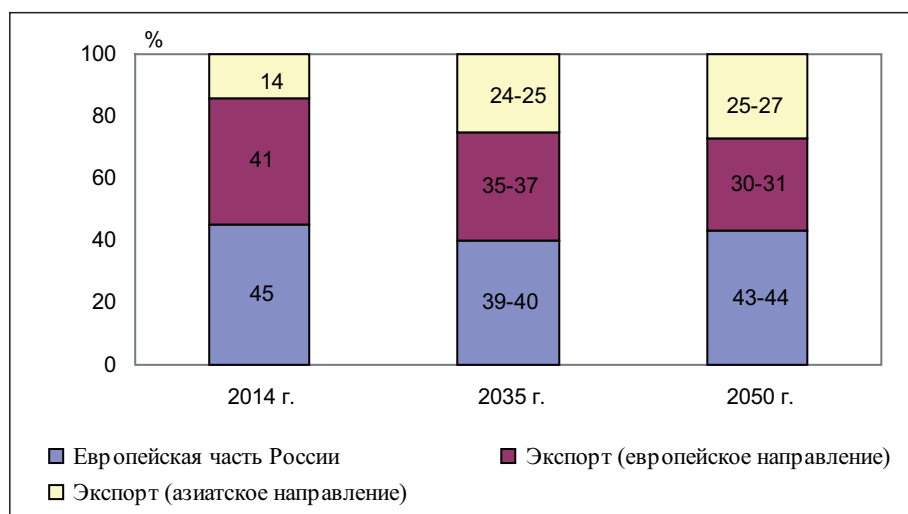


Рис. 2. Структура вывоза ТЭР из азиатских регионов России

Изменится и долевое соотношение по направлениям вывоза (рис. 2). Исследования показали, что несмотря на абсолютный рост (после 2020 г.) вывоза энергоресурсов из азиатских регионов России в европейскую часть страны, доля этого направления будет постепенно сокращаться и к 2035 г. составит 39-40% (против 45% в 2014 г.), а к 2050 г. вырастит до 43-44%.

Основной рост будет приходиться на природный газ: к 2050 г. объем вывоза газа для нужд европейских регионов может увеличиться (по сравнению с 2014 г.) на 21-24% и составит 395-405 млрд м³ (табл. 10).

Объем вывоза нефти и угля в европейскую часть страны в рассматриваемой перспективе будет снижаться и к 2050 г. может составить: по нефти 60-70 млн т (против 90 млн т в 2014 г.), углю - 26-42 млн т у.т. (против 49 млн т у.т. в 2014 г.).

В 2014 г. из азиатских регионов на экспорт в европейском направлении было вывезено 498 млн т у.т. энергоресурсов, или 33% от их производства.

Исследования показали, что объем вывоза энергоресурсов на экспорт в европейском направлении к 2035 г. может возрасти (относительно 2014 г.) на 3% в базовом сценарии и на 5-6% в целевом и составит 515-525 млн т у.т., а в последующий период будет снижаться и к 2050 г. составит 400-415 млн т условного топлива. При этом к 2050 г. вывоз западноси-

бирской нефти может снизиться до 125-130 млн т (против 177 млн т в 2014 г.), природного газа – до 125-150 млрд м³ (против 169 млрд м³), но может увеличиться вывоз на экспорт кузнецкого угля.

В результате доля вывоза азиатских энергоресурсов на экспорт в европейском направлении за рассматриваемый период может снизиться с 41% в 2014 г. до 35-37% в 2035 г. и до 30-31% к 2050 г. (рис. 2).

Напротив, вывоз энергоресурсов на экспорт в азиатском направлении за рассматриваемый период может вырасти в 1,9-2,2 раза и к 2050 г. составит 325-375 млн т условного топлива. В результате их доля (в структуре вывоза по направлениям) увеличится с 14% в 2014 г. до 24-25% к 2035 г. и до 25-27% к концу рассматриваемого периода. При этом экспорт нефти и нефтепродуктов может вырасти до 100-120 млн т, природного газа до 95-105 млрд м³, угля до 60-70 млн т у.т., электроэнергии до 55-65 млрд кВт·ч.

Выводы

1. Согласно рассмотренным сценариям развития экономики России для обеспечения внутреннего спроса в энергоресурсах и их экспорта производство ТЭР в стране к 2035 г. должно увеличиться (по сравнению с 2014 г.) на 10-18% и составить 2055-2190 млн т у.т., сохранившись примерно на этом уровне до 2050 года.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

2. Производство энергоресурсов в азиатских регионах к 2035 г. должно возрасти (по сравнению с 2014 г.) на 14-22% и составить 1700-1825 млн т у.т., а к 2050 г. – снизиться до 1635-1760 млн т условного топлива. При этом доля азиатских ресурсов в суммарном производстве ТЭР в стране к 2035 г. увеличится до 83% (против 80% в 2014 г.), а к концу периода снизиться до уровня 2014 года.

3. По прогнозам за рассматриваемый период потребление ТЭР в России может увеличиться на 16-24%. При этом опережающими темпами будет расти энергопотребление в азиатских регионах и за тот же период может вырасти на 30-40%, составив к 2050 г. 360-385 млн т условного топлива. В результате доля азиатских регионов в суммарном потреблении ТЭР в стране увеличится с 28% в 2014 г. до 29-30% к 2035 г. и до 31-32% к 2050 году.

4. Азиатские регионы по-прежнему останутся основными поставщиками энергоресурсов как на внутренние рынки страны, так и на экспорт.

5. Несмотря на абсолютный рост вывоза энергоресурсов из азиатских регионов России в

европейскую часть страны, доля этого направления в общем объеме вывоза будет постепенно сокращаться и к 2050 г. составит 43-44% (против 45% в 2014 г.).

6. Экспорт азиатских энергоресурсов в европейском направлении будет расти и к 2035 г. составит 515-525 млн т у.т., а затем будет снижаться и в 2050 г. составит 400-415 млн т условного топлива. При этом экспорт западносибирской нефти может снизиться до 125-130 млн т (против 177 млн т в 2014 г.), природного газа – до 125-150 млрд м³ (против 169 млрд м³), но увеличиться экспорт кузнецкого угля (до 60-75 млн т у.т.). В результате доля вывоза азиатских энергоресурсов на экспорт в европейском направлении за рассматриваемый период может снизиться с 41% в 2014 г. до 37-38% в 2035 г. и 30-31% к 2050 году.

7. Экспорт азиатских энергоресурсов в страны АТР за рассматриваемый период может вырасти в 1,9-2,2 раза и к 2050 г. составить 325-360 млн т у.т. В результате их доля в структуре вывоза по направлениям за рассматриваемый период увеличится с 14 до 25-27%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методы и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики / Ю.Д. Кононов, Е.В. Гальперова, Д.Ю. Кононов, А.В. Лагерева, О.В. Мазурова, В.Н. Тыртышный. Новосибирск: Наука, 2009. 178 с.

2. Сценарные условия, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и предельные уровни цен (тарифов) на услуги компаний инфраструктурного сектора на 2017 год и на плановый период 2018 и 2019 годов. М., 2016. 56 с. URL: http://economy.gov.ru/wps/wcm/connect/d8297656-48da-4d60-aec3-1d3d27ee908e/Сценарные+условия2017_2019.pdf?

3. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года. М., 2013. 354 с. URL: <http://www.economy.gov.ru/>.

4. World Energy Outlook 2015. Paris, France. International Energy Agency (IEA). 2015. 545 p.

5. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. (ИНЭИ РАН и АЦ при Прави-

тельстве РФ, ИНЭИ РАН и АЦ при Правительстве РФ). М., 2014. 156 с. URL: http://www.eriras.ru/files/forecast_2040.pdf.

6. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2015 год. М., 2016. 243 с. URL: <http://www.gazprom.ru/f/posts/98/377922/gazprom-annual-report-2015-ru.pdf>.

7. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года (проект). М., 2013. 267 с. URL: <http://minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/17481.html>.

8. Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее / под ред. Н.И. Воропая, Б.Г. Санеева. Новосибирск: ГЭО, 2011. 368 с.

9. Громов А.И. Перспективы развития российской нефтяной отрасли в условиях нестабильности на мировом нефтяном рынке. URL: http://www.fief.ru/img/files/Gromov__MSA,_17_03_2016,_fin._red._.pdf.

10. Программа развития угольной промышленности России на период до 2030 года. Ут-

верждена распоряжением Правительства РФ от 21 июня 2014 г. №1099-р. URL: http://www.rosugol.ru/upload/pdf/Programma_21_06_2014.pdf.

11. ТЭК России – 2015. Вып. – июнь 2016. Аналитический центр при Правительстве РФ. URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/9162.pdf>.

Поступила в редакцию
28.09.2016 г.

A.V. Lagerev, V.N. Khanaeva²

ROLE OF ASIAN REGIONS OF RUSSIA IN THE COUNTRY'S FUEL AND ENERGY COMPLEX IN THE LONG-TERM

The proposed article reviews the role of Asian regions of Russia (Siberia and Far East) in the production and consumption of fuel and energy resources for two scenarios of Russian economic development for the period until 2050. The paper describes the dynamics and structure of transporting fuel and energy resources from Asian regions to European Russia and for export towards Europe and Asia.

Key words: energy resources, fuel and energy resources, Asian regions, long-term forecast, scenarios, production, consumption, export, prices.

² Anatoly V. Lagerev – Leading Researcher of the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, PhD in Engineering, *e-mail:* lagerev@isem.irk.ru;
Valentina N. Khanaeva – Senior Researcher of the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, PhD in Economics, *e-mail:* hanaeva@isem.irk.ru

УДК 338.2:620.9 (470.1/2)

Л.В. Чайка¹

РЕГИОНАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЕМ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЕВРОПЕЙСКОГО СЕВЕРА РОССИИ

Рассматриваются проблемы развития энергетической инфраструктуры регионов европейского Севера России (ЕСР). Определяются общие и отличительные свойства региональных систем энергоснабжения. Выявлены диспропорции пространственного развития энергетической инфраструктуры. Выделяются важнейшие направления модернизации систем энергообеспечения северных территорий и основы эффективного управления их развитием. Определены приоритеты межрегионального сотрудничества в развитии систем энергоснабжения ЕСР.

Ключевые слова: регионы европейского Севера России, региональное управление, модернизация, энергетическая инфраструктура, системы энергоснабжения.

Ввиду неоднородности экономического пространства России задачи и приоритеты ее энергетической стратегии должны конкретизироваться в параметрах территориального развития. Пространственная дифференциация энергоснабжения складывается под влиянием множества факторов, основные из которых [1]: разнообразие природно-климатических условий, региональные особенности динамики и структуры экономики, различия в обеспеченности ТЭР, уровнях развития социального сектора. Задачами государственной политики в управлении развитием энергетики регионов является сглаживание чрезмерной неравномерности качества энергоснабжения территорий, повышение общего уровня его надежности и эффективности [2].

В регионах европейского Севера России: Мурманской области (М), Республики Карелии (Кр), Архангельской области (А), Ненецкого автономного округа (Н) и Республики Коми (Км) энергетическая инфраструктура имеет как сходные признаки и свойства, так и значительные различия. Поэтому реализация стратегических положений энергетической политики на региональном уровне будет включать как общие, так и частные решения в выборе приоритетов и первоочередных задач модернизации систем энергоснабжения.

Общими задачами энергетической политики в регионах ЕСР являются: повышение эффективности и надежности энергообеспечения;

усиление электроэнергетических связей; модернизация энергоисточников; замещение неэффективного теплоснабжения; развитие сельской и малой энергетики, использование местных энергоресурсов. Варьируются приоритеты модернизации энергетической инфраструктуры регионов в части развития системы газоснабжения, освоения потенциала нетопливной генерации и местных ресурсов, выбора эффективных альтернатив локального энергоснабжения.

Региональное управление

Развитие энергетической инфраструктуры (ЭИ) включает задачи планирования, создания условий и механизмов технологической модернизации, обеспечения баланса интересов производителей и потребителей энергоресурсов. Эти задачи реализуются посредством регулирования тарифов, согласования инвестиционных программ энергоснабжающих организаций, управления госсобственностью в энергетических активах и реализации региональных программ. В зоне прямой ответственности органов регионального управления находится значительная часть ЭИ – это объекты, в отношении которых осуществляется тарифное и ценовое регулирование: территориальные электроснабжающие сети и сбыт, независимые производители электроэнергии, теплоснабжающие организации, поставщики бытового топлива для населения. Финансовое состояние и перспективы раз-

¹ Лариса Викторовна Чайка – старший научный сотрудник Института социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра УрО РАН, к.э.н., доцент, e-mail: chayka@energy.komisc.ru

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

вития этих организаций зависят от утверждаемых тарифов и инвестиционных программ. К тому же немалая часть энергетических предприятий находится в государственной и муниципальной собственности (по данным Росстата, в регионах ЕСР таковыми являются около 20% организаций ПРЭГВ).

Результативность региональной энергетической политики косвенно характеризуют данные статистики состояния основных фондов организаций вида деятельности «производство и распределение электроэнергии, газа и воды» (ПРЭГВ), большая часть которых – более 85-90% стоимости – приходится на ЭИ (табл. 1). В отличие от среднероссийского тренда в регионах ЕСР инвестиции и темпы обновления недостаточны для того, чтобы остановить нарастающее старение и осуществить реновацию полностью изношенных основных фондов. Для того чтобы компенсировать износ и добиться обновления ЭИ, ежегодный темп ввода новых мощностей должен быть не ниже 10%.

Причины малорезультативного управления модернизацией ЭИ должны анализироваться и учитываться при выборе приоритетов и эффективных мер региональной энергетической политики. С этой целью проведен обзорный

анализ региональных стратегических и программных документов, определяющих задачи и механизмы развития систем энергоснабжения регионов (стратегии социально-экономического развития, схемы и программы развития электроэнергетики, программы энергоэффективности и развития энергетики, разделы развития инженерной инфраструктуры в схемах территориального планирования; программы комплексного развития коммунальной инфраструктуры; различные целевые программы). Это позволило выделить региональные акценты в проблемах развития подсистем энергоснабжения, а также обобщить основные управленческие решения, планируемые и реализуемые в регионах.

Теплоснабжение – основная проблемная и затратная сфера в системе регионального управления развитием ЭИ. Общими проблемами сформированных систем теплоснабжения регионов ЕСР являются [3, с. 123]: высокий уровень морального и физического износа оборудования источников и сетей и, как следствие, повышение уровня аварийности; низкая эффективность использования топлива; отсутствие приборного учета и эффективного регулирования потребления тепловой энергии; наличие дебиторской задолженности у ресурсоснабжающих орга-

Таблица 1

Состояние основных фондов ПРЭГВ*

Регионы	Степень износа основных фондов, %			Удельный вес полностью изношенных основных фондов, %			Средние за период 2012-2014 гг., % от стоимости ОФ	
	2009 г.	2012 г.	2014 г.	2009 г.	2012 г.	2014 г.	Инвестиции	Ввод в действие ОФ
РФ	42,0	39,2	39,6	14,9	12,2	10,8	11	10
Республика Карелия	22,2	34,3	44,0	9,2	7,2	6,6	6	4
Республика Коми	20,2	27,3	31,8	3,6	4,2	4,7	4	6
Архангельская обл., в том числе:	42,8	36,1	49,1	8,4	8,4	13,6	6	7
Ненецкий автономный округ	32,1	27,2	30,7	5,7	6,1	6,3	9	13
Мурманская обл.	44,7	44,2	48,0	15,3	13,8	17,3	5	6

Примечание: * – по данным Росстата: Регионы России. Социально-экономические показатели.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Таблица 2

Тарифы на тепловую энергию с 1.07.2014 г., руб./Гкал*

Тарифы	Мурманская обл.	Республика Карелия	Архангельская обл.	НАО	Республика Коми
Средний региональный тариф (без НДС)	2333	1836	2415	2603	1523
Максимальный тариф в категории потребителей:					
население (с НДС)	4928	4059	2033	2832	3161
прочие (без НДС)	10405	5431	5323	14367	6159

Примечание: * – по данным региональных администраций.

низаций; высокая доля использования мазута в качестве топлива для выработки тепловой энергии (наибольшая – в Мурманской области). Ранжирование приоритетов модернизации в регионах осуществляется в соответствии с преобладающими проблемами. Повсеместная задача технологического обновления имеет акцентную направленность на увеличение использования газа в теплогенерации (Км, Кр, А, Н) и на замещение дорогостоящего привозного топлива (М, Кр, А). В Мурманской обл. и северных районах Карелии перспективными являются проекты строительства новых угольных котельных. В населенных пунктах Карелии, Архангельской обл. и Республики Коми, подключаемых к сетевому газоснабжению, приоритетно строительство новых газовых котельных, в негазифицированных лесных районах усиливается ориентация на использование местного топлива (древесного и торфа).

Особенностью регулирования теплоснабжения в регионах ЕСР является «постоянное превышение экономически обоснованной стоимости потребляемой теплоэнергии над устанавливаемым тарифом» [3, с. 157]. Поэтому на компенсацию теплоснабжающим организациям недополучаемых в результате тарифного регулирования доходов ежегодно расходуются значительные бюджетные средства (М – около 2,4 млрд руб., А, Км – 1,3-1,7 млрд руб., Н, Кр – 0,4-0,5 млрд руб.). Субсидии достигают 10-15% тарифной выручки регионального теплоснабжения, однако недостаточны, поскольку большинство теплоснабжающих организаций убыточны, и к тому же имеют значительные объемы задолжен-

ности [4]. Стабильно отрицательная рентабельность в региональном теплоснабжении является результатом списания значительных объемов безнадежных долгов, а также сдерживающего тарифного регулирования при недостаточном компенсационном субсидировании.

В каждом регионе тарифы на тепловую энергию территориально существенно дифференцированы (табл. 2) в зависимости от технико-экономических условий локальных систем теплоснабжения.

Наиболее низкие экономически обоснованные тарифы имеют муниципалитеты, объекты теплоснабжения которых работают на природном газе, наиболее высокие – малые населенные пункты с сезонной или удаленной доставкой топлива. Именно в сельских муниципалитетах регионов ЕСР наиболее дорогостоящее и технологически отсталое теплоснабжение, которое нуждается в первоочередной модернизации.

Разработанные региональные и муниципальные программы и схемы развития коммунальной инфраструктуры включают проекты модернизации теплоснабжения: замену морально и физически устаревшего оборудования на современное, реконструкцию изношенных тепловых сетей, перевод на более экономичное топливо, использование местных видов топлива, закрытие нерентабельных котельных.

В Карелии реализуется программное управление с четкой целевой направленностью на модернизацию теплоснабжения: выполняются долгосрочные целевые программы «Реконструкция, техническое перевооружение и строительство объектов теплоэнергетики на тер-

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

ритории Северного Приладожья Республики Карелия на период до 2027 года» и «Модернизация объектов коммунальной энергетики северных территорий Республики Карелия на период до 2018 года» (подпрограммы в Госпрограмме Республики Карелия «Энергосбережение, энергоэффективность и развитие энергетики Республики Карелия» на 2015-2020 годы). Отличительным подходом в этих программах является принятая схема финансирования с целью минимизировать рост тарифов: предполагается реализация проектов арендатором за счет собственных или заемных средств, затем в течение 12-ти лет возврат инвестиционных затрат ежегодными бюджетными субсидиями. Общая сумма бюджетного финансирования этих программ запланирована в объеме 3,9 млрд рублей. В результате должно быть обеспечено обновление не менее трети действующих муниципальных котельных и тепловых сетей.

В *Архангельской области* в 2014 г. принята «Концепция развития локального теплоснабжения на территории Архангельской области до 2030 года». В ней перспективным путем реновации коммунальной энергетики определено развитие биоэнергетики и газификации. Модернизацию предусматривается осуществлять на принципах государственно-частного партнерства. В этом документе потребность в финансовых ресурсах для достижения целевых показателей развития локального теплоснабжения оценивается в 27 млрд рублей. Указанные средства необходимы для модернизации и капитального ремонта 640 котельных, общей мощностью 1658 МВт (16% тепловых мощностей региона), и 1142 км (64%) тепловых сетей в двухтрубном исчислении). Модернизацию планируется осуществить путем реализации долгосрочных инвестиционных программ теплоснабжающих организаций, а вложенные средства учитывать при установлении тарифов на тепловую энергию. Прямая финансовая и организационная поддержка развития теплоснабжения осуществляется в рамках госпрограммы «Развитие энергетики, связи и жилищно-коммунального хозяйства Архангельской области (2014-2020 годы)», согласно которой за 7-летний период инвестиции непосредственно на проекты модернизации теплового хозяйства

составят 6,8 млрд руб., из которых бюджетных 0,7 млрд руб., а на субсидии для теплоснабжающих организаций, обусловленные тарифным регулированием, запланировано израсходовать из областного бюджета 12,8 млрд рублей.

В *Мурманской области* поддержка сферы теплоснабжения осуществляется посредством региональной госпрограммы «Энергоэффективность и развитие энергетики». В ней планируемый объем бюджетных средств направляемых на компенсацию выпадающих доходов организациям, предоставляющим услуги теплоснабжения по тарифам, не обеспечивающим возмещение издержек, составляет 11,6 млрд руб. в период 2014-2020 гг., а инвестиции в проекты развития источников и систем теплоснабжения оцениваются в объеме 6,5 млрд руб. внебюджетных средств. В настоящее время осуществляется разработка «Комплексной программы модернизации объектов теплоснабжения областной и муниципальной собственности в целях оптимизации структуры топливного баланса Мурманской области на 2014-2020 годы».

В *Республике Коми* финансовая поддержка сферы теплоснабжения осуществляется в основном в виде компенсации дисбалансов тарифного регулирования, которые запланированы в объеме 4,2 млрд руб. в период 2014-2017 гг. согласно ГП РК «Развитие строительства и жилищно-коммунального комплекса, энергосбережение и повышение энергоэффективности».

Дополнительные, но менее затратные меры господдержки, включенные в вышеназванные программы, связаны с энергосбережением, в том числе в теплоснабжении: выделение средств из областных и региональных бюджетов на софинансирование проектов энергосбережения муниципалитетов и подведомственных учреждений, финансирование разработки технико-экономических обоснований и проектно-сметной документации, проведение научно-исследовательских работ и экспертизы, обучение специалистов.

В целом в регионах ЕСР оказывается значительная бюджетная поддержка теплоснабжению (в сумме около 10-12% от общей стоимости услуг). При этом прямые бюджетные инвестиции в реконструкцию и новое строительство муниципальных систем теплоснабжения существен-

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Таблица 3

Темпы модернизации в теплоснабжении*

Основные показатели	Республика Карелия	Республика Коми	Архангельская обл.	НАО	Мурманская обл.
Протяженность тепловых сетей (т.с.), нуждающихся в замене, в 2012-2014 гг., % к общей протяженности	35-32	29-31	39-41	21-12	24-20
Ежегодная замена т.с. в среднем за период 2012-2014 гг., % к общей протяженности	3,6	2,3	3,3	9,1	2,1
Ввод т.с. за 6 лет (2009-2014 гг.), % к общей протяженности	0,4	0,6	0,7	0,1	2,2
Ввод тепловых мощностей за 6-летний период 2009-2014 гг., % к общей установленной мощности	0,8	1,9	1,3	8,2	3,9

Примечание: * – рассчитано по данным Росстата.

но уступают объемам ежегодного тарифного субсидирования. Даже имея ввиду, что бюджетными субсидиями возмещается часть тарифной выручки теплоснабжающих организаций, включающей как эксплуатационные издержки, так и инвестиционные затраты, о недостаточности последних с очевидностью свидетельствует предшествующая динамика низких темпов обновления производственных мощностей (табл. 3). Таким образом, бюджетная помощь оказывается в основном текущей эксплуатационной деятельности, а не модернизации.

Для обновления систем теплоснабжения требуется замена большого количества устаревшего котельного оборудования и изношенных сетей современными аналогами или альтернативными технологиями. В условиях множества однотипных объектов, нуждающихся в реконструкции, важна углубленная проработка тиражируемых решений для выбора действительно высокоэффективных проектов модернизации. Необходимо сформировать принципиальную концепцию реконструкции на основе глубокого и всестороннего анализа состава и характеристик существующих котельных, способов сжигания твердого топлива и номенклатуры серийно выпускаемых отечественных котлоагрегатов [5].

Особое внимание при планировании модернизации теплоснабжающих систем должно уделяться выявлению резервов энергоэффективности потребления и снижению чрезмерных по-

терь в сетях, которые, например в большинстве сельских районов Республики Коми, составляют более 25%, а в двух из них – превышают 40% отпуска тепла (!) [6, с. 20]. Программа реформирования системы теплоснабжения региона или муниципального образования должна быть комплексной – предусматривать одновременное осуществление проектов модернизации и энергосбережения у потребителей и производителей тепловой энергии, в теплосетевых организациях [7]. Такая комплексность в действующих региональных госпрограммах пока не достигается, проекты развития рассматриваются без согласованного планирования и учета взаимосвязи и выбора оптимальных решений в системе энергосбережения – энергопроизводства.

Электроснабжение. Общими основными проблемами электроэнергетики регионов являются: физическое и моральное старение генерирующих мощностей и электрических сетей; недостаточная пропускная способность электрической сети на основных транзитных маршрутах, что приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей, уменьшению выдачи мощности и недоиспользованию мощности электростанций [3, с. 120].

Для большей части электрогенерирующих и сетевых межрегиональных компаний центры управления и регулирования их деятельности находятся за пределами регионов (институт ОРЭМ и федеральные органы госуправления).

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Соответственно, решения о развитии крупных энергетических объектов системного значения принимаются в рамках планирования федерального уровня – при разработке и утверждении «Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2020 года» и «Схемы и программы развития единой энергетической системы России». Согласно этим документам из новых системных источников электрогенерации на территории ЕСР планируется создание: Кольской АЭС-2, приливной Мезеньской ПЭС, угольных Медвежьегорской ТЭС и Мурманской ТЭЦ-2. В сетевом комплексе предусмотрены проекты усиления транзитных и межрегиональных ЛЭП напряжением 330 и 220 кВ.

На региональном уровне планирования электроэнергетических систем ежегодно утверждаются схемы и программы развития электроэнергетики региона на пятилетний период, которые фактически являются консолидированным изложением инвестиционных планов электроэнергетических генерирующих и сетевых компаний, и реализуются, как правило, без управленческих инициатив региональной власти и бюджетной поддержки. В регионах ЕСР запланированы проекты развития электросетевого комплекса, реализуемые подразделениями холдинга ПАО «Россети» («ФСК ЕЭС» и «МРСК Северо-Запада»). Основными генерирующими компаниями на территории ЕСР («Росэнергоатом», ТГК-1, ТГК-2, Т+, Интер ПАО-электрогенерация) существенного прироста мощностей в пятилетний период не планируется.

В регионах ЕСР остается актуальной проблема субсидирования и модернизации децентрализованного электроснабжения удаленных поселений. Для потребителей электроэнергии ДЭС устанавливается пониженный тариф – обычно на уровне цен для потребителей централизованного электроснабжения в регионе. Недополученные по тарифам доходы электроснабжающей организации либо компенсируются бюджетными субсидиями (А, Кр, М, Н), либо оплачиваются всеми потребителями гарантирующего поставщика, которым приобретает электроэнергия ДЭС и затраты включаются в общую стоимость электроэнергии на розничном региональном рынке (Км).

Повышение качества регионального управления

В качестве базовых механизмов регионального управления (в соответствии с [2]) должны быть задействованы: системный подход к планированию развития энергетической инфраструктуры, согласованность и баланс отраслевого и территориального управления, разработка и реализация региональных и муниципальных энергетических программ; значимая финансовая господдержка развития энергообеспечения; пилотные проекты инновационных технологий, тиражирование лучших практик; межрегиональное взаимодействие по общезначимым направлениям развития энергоснабжения. Но названные механизмы остаются недостаточно задействованными для достижения показательных результатов эффективного государственного управления. Ведущими специалистами отмечается разрыв в подходах к планированию развития энергетики на федеральном и региональном уровнях, расстыковка документов, несогласованность методических подходов, отсутствие организационного механизма согласованного взаимодействия [1, с. 259].

Анализ утвержденных региональных и муниципальных документов по развитию энергетической инфраструктуры показал их недостаточную проработанность, а нередко и формальность содержания: отсутствуют аргументы выбора планируемых проектов, показатели эффективности, объемы необходимых инвестиций, источники обеспечения, меры поддержки. Основные причины недостаточной проработанности программ заключаются в фрагментарности деятельности по планированию и программированию развития, в отсутствии информационного и аналитического задела – предпроектных оптимизационных исследований и обоснований на региональном и муниципальном уровне, в результате которых должны разрабатываться комплексные схемы развития энергетической инфраструктуры во взаимосвязи подсистем электро-, тепло- и газоснабжения [8].

Для повышения обоснованности принимаемых управленческих решений, эффективности и результативности бюджетных расходов не-

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

обходимо повысить качество прединвестиционной подготовки проектов, включаемых в программу. Первостепенное значение имеет обоснование необходимости их реализации, оптимальности в сравнении с альтернативными решениями, а также достоверная оценка экономической и бюджетной эффективности. Нужна продуманная параметризация программ по целям, результатам и эффектам. Выбор показателей должен включать только управляемые параметры, доступные для мониторинга и контроля. Дополнительно следует отметить ограниченность публичной информации (официальной отчетности госструктур, презентаций и пресс-релизов, опубликованных на сайтах администраций) о результатах реализации региональных госпрограмм, внедрении пилотных проектов и инновационных технологий в регионах. Как правило, широко освещаются планы и намерения, и в меньшей степени – достигнутые результаты. Недостаток информации не способствует развитию инвестиционных процессов, тиражированию успешных проектов и активизации межрегионального взаимодействия по общим проблемам развития энергетической инфраструктуры.

Опыт реализации программ (согласно опубликованным отчетам) показывает, что невыполнение запланированных проектов связано с низким качеством разрабатываемых программ и проектов муниципального уровня, отсутствием средств в бюджетах муниципальных образований на разработку проектной документации и обеспечение софинансирования реализации проектов, нехваткой инвестиционных ресурсов у теплоснабжающих организаций из-за ограничений тарифного регулирования и растущих объемов неплатежей.

Значительные финансовые средства из бюджетов регионов ЕСР направляются на поддержание нормального эксплуатационного процесса энергоснабжения в виде компенсации эксплуатационных затрат, невозмещаемых из тарифных источников, и в гораздо меньшем объеме инвестируются в технологическое обновление ЭИ. Тогда как проблема масштабного обновления ЭИ в современных условиях не может быть решена без государственных инвестиций. Институциональные условия не стимулируют

привлечение частных инвестиций: для их коммерческой эффективности тарифные источники недостаточны из-за вводимых ограничений роста тарифов и низкой платежеспособности большинства населения. Для коммунальной энергетики бюджетное финансирование проектов модернизации наиболее благоприятно с точки зрения роста тарифов в послеинвестиционный период [9]. Препятствует модернизации высокая стоимость привлеченного финансирования, необходимы компенсационные меры государственной поддержки в виде возмещения части затрат на уплату процентов по кредитам для проектов, включенным в региональные программы развития энергетики.

Для всех регионов первоочередной задачей региональной энергетической политики является создание условий финансового оздоровления теплоснабжающей деятельности путем: ужесточения платежной дисциплины, компетентного тарифного регулирования и контроля, исключения практики тарифных дисбалансов, осуществления госинвестиций в технологическую модернизацию; формирование эффективной системы управления с привлечением частного бизнеса.

Преобразования в организационно-экономическом механизме управления теплоснабжением региона могут осуществляться на основе различных моделей: госконтракты, аренда, концессия, акционирование, совместные предприятия, из которых наиболее перспективной формой государственно-частного партнерства в управлении муниципальным тепловым хозяйством является концессия [10]. «Концессионная модель интересна тем, что она объединяет операционную деятельность с инвестициями. Муниципалитет сохраняет право собственности на активы, но делегирует концессионеру право на обслуживание этих активов и на увеличение их стоимости. Концессионер берет на себя долгосрочное обязательство по модернизации инфраструктуры. Концессия также позволяет построить комплексную инвестиционную программу, которая не ограничивается нишами с высокой рентабельностью, а охватывает систематическое обновление всех активов» [11].

Необходимым условием повышения эффективности управления теплоэнергетическим ком-

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

плексом муниципальных образований становится объединение объектов теплоснабжающей инфраструктуры, находящихся в эксплуатации у множества мелких организаций под ведением крупных компаний-операторов [10]. Этот процесс проходит во всех регионах ЕСР, особенно в отношении муниципального теплового хозяйства в сельских районах – создаются организационные структуры регионального или межмуниципального уровня для согласованного управления деятельностью разрозненных теплоснабжающих предприятий, консолидация активов позволяет поддерживать малорентабельное производство, обеспечивает финансовую стабилизацию и концентрацию ресурсов для необходимой реновации.

Наряду с этими общими тенденциями технологического развития ЭИ в регионах ЕСР прослеживается усиление региональной специализации во внедрении энергетических инноваций: Мурманская обл. – возобновляемые энергоресурсы и арктические энергокомплексы; Карелия – малые ГЭС, торф; Архангельская обл. – биоэнергетика; НАО – арктические автономные энергокомплексы (теплофикационные дизельные, ветродизельные); Коми – угольные и газовые технологии распределенной генерации и когенерации. Внедрение новых технологий должно находить поддержку в региональных программах.

Выполненный анализ показал, что в энергоснабжении рассматриваемых регионов ЕСР имеется значительное количество общих проблем развития и задач управления, для решения которых, несомненно, полезным будет межрегиональное взаимодействие и обмен опытом. Основными направлениями сотрудничества являются:

1) усиление межсистемных электроэнергетических связей, строительство новых системных электростанций, повышение эффективности электроэнергетики регионов и недопущение высоких межрегиональных различий в ценах электроснабжения;

2) планирование комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципальных образований;

3) выбор эффективных технологий и усиление государственной поддержки развития систем энергоснабжения сельских населенных пунктов;

4) обмен региональным опытом решения проблем теплоснабжения – приоритетные технологии, лучшие проекты, оптимальные схемы финансирования модернизации теплоснабжения;

5) формирование общей информационной базы по результатам реализации инвестиционных проектов в коммунальной энергетике и энергосбережении (для поиска успешной практики, исключения повторения неудачных проектов);

6) опыт реализации и сбалансированные меры поддержки биоэнергетики;

7) развитие государственно-частного партнерства в муниципальной энергетике;

8) решение проблем тарифных дисбалансов и их бюджетного субсидирования;

9) оптимизация бюджетной нагрузки в распределении средств на субсидии и инвестиции в энергетическую инфраструктуру;

10) проекты энергосбережения – источники финансирования;

11) опыт строительства и эксплуатации энергоустановок, использующих возобновляемые энергоресурсы.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Фундаментальные проблемы пространственного развития Российской Федерации: междисциплинарный синтез.* – М.: Медиа-Пресс, 2013. – 664 с.

2. *Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» / КонсультантПлюс.*

3. *Распоряжение Правительства РФ от 18.11.2011 № 2074-р «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Северо-Западного федерального округа на период до 2020 года».*

4. *Чайка Л.В. Финансовое состояние регионального энергоснабжения // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз, 2016. – № 3(45). – С. 98-107.*

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

5. Смирнов А.В. Котлоагрегаты малой мощности с топками высокотемпературного кипящего слоя в коммунальной энергетике // *Новости теплоснабжения*, 2009. – № 3 (103). – URL: <http://www.nts.ru>.

6. Коммунальная сфера Республики Коми. Статистический бюллетень / Комистат, 2015. – С. 32.

7. Муңц Ю.Г. Концептуальная модель реформирования системы теплоснабжения региона // *Вестник УрФУ, серия экономика и управления*, 2011. – № 5. – С. 44-55.

8. Комплексное развитие энергоснабжения регионов / А.М. Карасевич, Е.В. Сеннова, А.В. Федяев, Б.Н. Громов, Г.Г. Лачков, В.Э. Замер-

град // *Энергетическая политика*, 2011. – № 4. – С. 22-29.

9. Антонов Н.В., Татевосова Л.И. Тариф развития и инвестирование теплоснабжения муниципальных образований // *Проблемы прогнозирования*, 2006. – № 4. – С. 98-111.

10. Малышев Е.А., Знаменская И.Р. Формирование эффективной модели управления теплоснабжающим комплексом региона // *Экономика региона*, 2014. – № 3. – С. 166-174.

11. Гравеллье Ж. Значение концессионной модели для обновления городских систем теплоснабжения в России // *Новости теплоснабжения*, 2011. – № 4. – С. 17-22.

Поступила в редакцию
06.10.2015 г.

L.V. Chaika²

REGIONAL DEVELOPMENT MANAGEMENT OF ENERGY SUPPLY SYSTEMS IN RUSSIA'S EUROPEAN NORTH

The article presents the problems of energy infrastructure development in the regions of Russia's European North (REN). The common and distinctive features of regional energy supply systems are defined. The spatial development disparities of the energy infrastructure were identified. The most important directions of energy systems modernization in the northern territories are highlighted and the effective management basis for their development were selected. Priorities for interregional cooperation at the development of REN energy supply systems were determined.

Key words: regions of Russia's European North, regional management, modernization, energy infrastructure, energy supply systems.

² Larisa V. Chaika – senior researcher, Institute of Socio-Economic and Energy Problems of the North of Komi Science Centre, Ural Branch of RAS, PhD in Economics, docent, e-mail: chayka@energy.komisc.ru

УДК 620.9 (985)

М.О. Моргунова, Д.А. Соловьев¹

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ: УГЛЕВОДОРОДЫ ИЛИ ВИЭ?²

В последние десятилетия интерес к освоению Арктики связан с ресурсным богатством региона, в особенности нефтегазовым, новыми транспортными путями, такими как Северный морской путь (СМП), и изменением климата. Освоение Арктической зоны Российской Федерации (АЗРФ) является одним из стратегических направлений развития экономики России. Это комплексная задача, требующая сложных технических и индивидуальных подходов, поскольку АЗРФ крайне неоднородна по степени инфраструктурного и промышленного освоения. При этом рост экономической, транспортной и социальной активности в Арктике влечет за собой рост потребления энергии. Таким образом, развитие транспортной и энергетической инфраструктуры в Арктике играет важную роль в комплексном освоении региона. Планирование эффективного энергоснабжения в Арктике является актуальной задачей как социально-экономического, так и ресурсного освоения региона. Эффективное и экологическое решение данной задачи лежит в комплексном использовании энергетических ресурсов Арктики.

Ключевые слова: Арктика, развитие энергетической инфраструктуры, нефть, природный газ, возобновляемые источники энергии, комплексный подход.

Оценка удаленных энергопотребителей в АЗРФ

АЗРФ составляет более 4300 тыс. км², то есть около 25% от площади Российской Федерации. При этом численность населения составляет менее 2% от общего населения страны [6]. Таким образом, регион характеризуется крайне низкой плотностью населения. Помимо этого, варьируется и интенсивность промышленной активности, а также степень инфраструктурного освоения. Более 80% населения проживает в крупных городах и поселках, и в промышленных центрах, таких как Архангельск, Мурманск, Воркута, Норильск [7]. Развитие энергетической инфраструктуры АЗРФ требует определения инфраструктурных точек роста (развития) арктической зоны.

В АЗРФ развивается добыча руд, горно-обогатительные производства, лесная и рыбная промышленность и т.д. Однако в настоящее время развитие АЗРФ связано с возможностью добычи нефти и природного газа как в прибрежной зоне, так и на арктическом шельфе. Так, приоритетными энергопотребителями явля-

ются инфраструктурные объекты, связанные с разведкой, освоением нефтегазовых, в том числе морских, месторождений. Это буровые установки, насосы, вахтовые поселки и пр. В табл. 1 приведены потенциальные потребители АЗРФ и экспертная оценка их потребления.

Помимо добычных нефтегазовых объектов существенным потенциалом энергопотребления обладают инфраструктурные объекты СМП, такие как портовые терминалы, арктическая авиация, навигационное и гидрографическое обеспечение, метеослужбы, система слежения за судоходством (системы управления движением судов), а также судостроительные и судоремонтные заводы. Помимо этого, значимыми энергопотребителями являются объекты военного назначения, такие как наблюдательные базы Северного флота, пограничные заставы и военные базы. Частичный перечень объектов представлен в табл. 2.

Объекты, приведенные в табл. 1 и 2, представляют собой как достаточно крупных, так и локальных энергопотребителей. Наглядным примером малых удаленных объектов являются метеостанции СМП по побережью морей Се-

¹ Мария Олеговна Моргунова – аспирант РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, факультет Международного энергетического бизнеса, e-mail: maumorgunova@mail.ru;

Дмитрий Александрович Соловьев – старший научный сотрудник Объединенного института высоких температур (ОИВТ) РАН, к.ф.-м.н., e-mail: solovjev@guies.ru.

² Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-38-00640.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Таблица 1

Потенциальные энергопотребители АЗРФ, нефтегазодобыча и переработка³

Вид объекта	Средняя расчетная нагрузка, МВт	Пример
Сухопутный нефтегазовый промысел с подводным заканчиваем (подводный добычный комплекс)	1-1,5 МВт на 1 млн т у.т. добычи (зависит от удаленности объекта разработки от берега)	Промысел с добычей 10 млн т у.т. – 10-15 МВт
Сухопутный нефтегазовый промысел с наземным заканчиваем скважин (в т.ч. морских)	1-1,7 МВт на 1 млн т у.т. добычи	Промысел с добычей 10 млн т у.т. – 10-17 МВт
Завод СПГ (включая портовую инфраструктуру терминала отгрузки СПГ)	10 МВт на удельную производительность 1 млн т в год СПГ	Завод СПГ 10 млн т – 100 МВт
Компрессорная станция магистрального газопровода	2 (газотурбинный привод) 6-7 (электрический привод турбин)	–

Таблица 2

Прочие потенциальные энергопотребители АЗРФ⁴

Вид энергопотребителей	Инфраструктурные объекты
Портовые терминалы	1. Порт Архангельск
	2. Погрузочно-разгрузочный терминал «Экономия» (Архангельская область)
	3. с. Амбарчик (Якутия)
	4. п. Черский (Якутия) порт «Зеленый мыс»
Навигационное, гидрографическое обеспечение	1. Радиостанция «Диксон»
	2. Радиостанция «Певек»
	3. Радиостанция «Амдерма»
	4. Радиостанция «Челюскин»
Метеослужбы – сбор гидрометеорологической информации (около 100 точек измерения в секторах Северного ледовитого океана)	1. Метеорологическая станция Росгидромета «Полярка» в Тикси
	2. Гидрофизическая обсерватория в Тикси
	3. Северное управление гидрометеослужбы (Архангельск) – западный сектор Арктики
	4. Чукотское управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды
Арктическая авиация (аэродромы, аэропорты)	1. Архангельск (базовый аэропорт арктической авиации)
	2. с. Амбарчик (ВПП для вертолетов и транспортных самолетов, Якутия) – на СМП
	3. с. Уэлен (Чукотка) – ВПП
Пограничные заставы, военные базы	1. Бригада ПВО (Диксон), до 1990 г.
	2. Военная часть о. Котельный

верного ледовитого океана (Карское море, море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря), общее количество которых достигает 45-ти. Рекомендуемое количество персонала на та-

ких станциях составляет 2-4 человека. Энергоснабжение подобных малых удаленных объектов затруднено экономически и логистически.

³ Экспертная оценка авторов.

⁴ Составлено авторами.

Нерешенные проблемы энергоэффективности

Развитие АЗРФ во многом сдерживается сложностью энергоснабжения изолированных потребителей Арктики. Одной из причин этого являются чрезмерно большие затраты на северный завоз топлива. В суровых климатических условиях требуется значительное количество топлива для поддержания работы удаленных исследовательских станций и лагерей, и тем более – поселков. Закупка, доставка и хранение топлива составляет значительную часть экономических затрат на содержание подобных поселений. В структуре стоимости топлива доля транспортной составляющей может достигать 70%. При этом из государственного бюджета выделяются значительные средства на его субсидирование. Стоимость котельно-печного топлива для удаленных энергопотребителей может составлять 5-8 тыс. руб. за тонну условного топлива, а дизельного – 30-35 тыс. руб./т [2, 4].

Диспропорция в энергопотреблении в АЗРФ видна из следующих данных: доля населения АЗРФ составляет 2% от общероссийского, тогда как доля суммарного электропотребления – 3,6%; энергоемкость ВВП АЗРФ (потребленная электроэнергия к объему валового реального продукта) составляет 0,028 против 0,032 кВтч/руб. от общестранового показателя [10].

Вышеприведенные данные показывают, что в структуре энергопотребления АЗРФ с учетом особенностей региона и характера потребителей имеются существенные сдвиги, которые в свою очередь препятствуют развитию региона в целом. Это значит, что ранее функционировавшие принципы энергоснабжения удаленных северных потребителей неэффективны и теряют свою актуальность в современных экономических, социальных, экологических и технологических условиях. Перспективным направлением решения данной проблемы является использование возобновляемых источников энергии (в первую очередь ветровой и солнечной).

Эффективное и экологически безопасное децентрализованное энергоснабжение в АЗРФ может осуществляться частично с использованием местных, в том числе возобновляемых энергоисточников. Однако вопросы востребованности,

доступности и эффективности ВИЭ в арктическом регионе России остаются нерешенными. Анализ энергетического спроса арктического региона с точки зрения масштабов, характеристик и особенностей потребления носит принципиальный характер для понимания потенциала развития ВИЭ.

Потенциал ВИЭ в Арктике

АЗРФ обладает не только углеводородным потенциалом, но и широким спектром ВИЭ. Основными возобновляемыми энергоресурсами являются ветровая и солнечная энергия. Так, в прибрежных северных районах российской Арктики средняя скорость ветра достигает 6-7 м/с, что крайне привлекательно для ветроэнергетических установок [8, 16]. Помимо этого, в отдельных регионах имеется возможность использовать биомассу, энергию морских волн и приливов, геотермальное тепло.

Успешным примером использования ВИЭ в арктической зоне является ветроэлектростанция в Чукотском автономном округе на мысе Обсервации мощностью 2,5 МВт, работающая с 2003 года. Подобные технологические решения способны существенно сократить завоз дизельного топлива, уменьшить себестоимость производимой электроэнергии и существенно ускорить развитие арктической инфраструктуры.

Необходимо отметить, что потенциал освоения ВИЭ заложен и в программах освоения АЗРФ. Так, «Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года» предусматривает оптимизацию северного завоза за счет использования возобновляемых и альтернативных, в том числе местных, источников энергии и в целом расширение использования ВИЭ в АЗРФ, что включает в себя развитие соответствующей энергетической инфраструктуры. Доля ВИЭ в энергобалансе АЗРФ является характеристикой социально-экономического развития и обеспечения национальной безопасности [11].

В настоящее время в АЗРФ имеются по большей части пилотные проекты по использованию ВИЭ, в основном на базе комбинированных энергоустановок. В национальном парке

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Таблица 3

Потенциалы использования солнечной и ветровой энергии в АЗРФ [1, 5]

Регион РФ	Валовый / Технический / Экономический потенциал (производство электроэнергии)				Прогноз производства электроэнергии ВИЭ, млн кВт·ч, 2020 / 2030 гг.
	Солнце, млрд т у.т.	Солнце, млрд кВт·ч	Ветер, млрд т у.т.	Ветер, млрд кВт·ч	
Всего по АЗРФ, в том числе:	762 / 322 / 18	6200 / 2621 / 149	370 / 926 / 4617	3012 / 7539 / 37585	163 / 257
Республика Коми	45 / 25 / 1	369 / 202 / 11	9 / 23 / 117	76 / 187 / 950	5 / 8
Республика Саха (Якутия). Север	391 / 162 / 1	3183 / 1319 / 9	95 / 237 / 1190	773 / 1929 / 9688	30 / 24
Красноярский край (Север)	89 / 37 / 8	728 / 303 / 67	22 / 54 / 270	177 / 440 / 2198	17 / 43
Архангельская область	42 / 17 / 1	341 / 141 / 10	9 / 23 / 115	75 / 187 / 938	21 / 15
Мурманская область	14 / 6 / 2	116 / 49 / 17	15 / 38 / 191	124 / 309 / 1554	10 / 32
Ненецкий АО	18 / 7 / 0	143 / 59 / 1	15 / 36 / 184	120 / 293 / 1498	24 / 41
Чукотский АО	80 / 33 / 0	655 / 272 / 1	36 / 95 / 450	296 / 773 / 3664	20 / 32
Ямало-Ненецкий АО	82 / 34 / 4	666 / 277 / 33	168 / 420 / 2100	1371 / 3419 / 17096	20 / 21

«Русская Арктика» предлагают использовать сжиженный газ, тогда как альтернативные источники топлива (ветрогенератор и система солнечных батарей) уже используются на мысе Желания острова Северный Новой Земли. ВИЭ используются для обеспечения телефонной и спутниковой связи, системы удаленного фотонаблюдения, освещения и работы оборудования. Учет малых энергетических установок, использующих ВИЭ, в Карелии и на Кольском полуострове проведен в 2014-2015 гг. организацией Беллона [14], где представлен перечень энергетических установок различной мощности, в том числе и комбинированных, которые обеспечивают малых и средних энергопотребителей. Однако имеется также существенный пробел в анализе работы подобных проектов. Это не позволяет прогнозировать развитие подобной арктической энергетической инфраструктуры, ввиду отсутствия широкодоступных данных о технической и экономической оценке подобных проектов.

Для проведения количественной оценки возобновляемых энергетических ресурсов принято рассчитывать последовательно три потенциала: валовый (теоретический), технический, как часть валового, и экономический, как часть технического потенциала, который принимается в

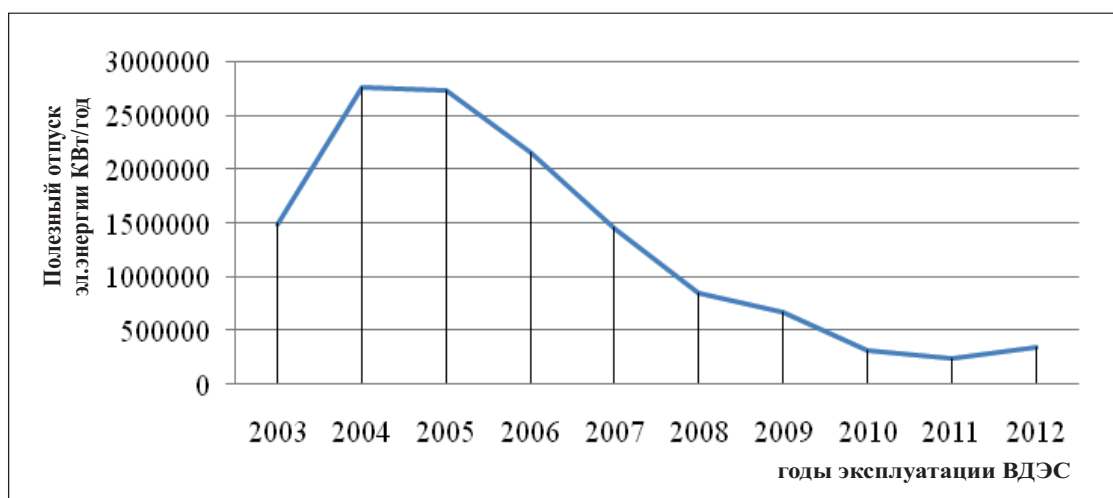
качестве реально реализуемого [1]. Оценочные данные указанных потенциалов с разбивкой по регионам России, входящим в АЗРФ, приведены в табл. 3.

Исходя из полученных результатов, основанных на доступности ВИЭ в АЗРФ и будущей потребности арктических энергопотребителей, можно сделать вывод о перспективности использования возобновляемых ресурсов. При этом темп роста электрогенерации на основе ВИЭ в нормальном сценарии (без каких-либо существенных качественных или количественных изменений) в целом будет достаточно низким и не сможет внести значительного вклада в общий энергетический баланс АЗРФ. Несмотря на это, при должном применении технологий и создании дополнительных стимулов по имплементации технологий электрогенерации на базе ВИЭ, перспективность возобновляемых ресурсов в Арктике может существенно возрасти.

Арктический опыт и перспективы ВИЭ

Рассмотрим возможность организации энергоснабжения изолированных потребителей с использованием ветроэнергетических ресурсов на примере экспериментальной Чукотской ВДЭС (ЧВДЭС) [12], которая успешно работает в суро-

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ



Полезный отпуск электроэнергии Чукотской ВДЭС (2003-2012 гг.)

вых климатических условиях арктической зоны с 2003 года. Станция расположена на мысе Обсервации, где генпланом предусматривалось строительство: 10-ти ветроагрегатов типа АВЭ-250СМ, площадки, дороги, кабельного хозяйства 6 кВ, КРУ-6 кВ, воздушной ЛЭП – 6 кВ длиной 8 км от ВЭС до ДЭС «Угольные копи», здания пункта управления и метеомачты высотой 30 м с 2-мя ярусами метеоприборов. Природно-климатические условия района размещения станции (тундра, вечная мерзлота, климат субарктический морской) характеризуются среднегодовыми температурами $-6,9^{\circ}\text{C}$, среднегодовая скорость ветра на высоте флюгера метеостанции (10 м) – 6,7 м/с. Среднемесячная выработка ЧВДЭС составляет порядка 465 тыс. кВт·ч (при отсутствии ограничений выработки мощности со стороны принимающей сети ее потенциал роста мог бы возрасти до 1,0-1,2 млн кВт·ч). Полезный отпуск электроэнергии Чукотской ВЭС за 2003-2012 гг. показан на рисунке.

Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) за период эксплуатации по договору составил 14,5%, что являлось одним из лучших показателей на действующих в стране ВЭС, включая Калининградскую ВЭС, оснащенную датскими ВЭУ. При отсутствии потерь выработки по независящим от ЧВДЭС причинам и автоматическом режиме работы ВЭУ КИУМ мог бы достичь 19-22%, что уже

близко к средним мировым показателям – 25-30%. Ключевой показатель экономической эффективности строительства – стоимость 1 кВт установленной мощности на ЧВДЭС, составил 1400 долл., что для Крайнего Севера считается достаточно хорошим значением. Положительный опыт эксплуатации ЧВДЭС позволяет сделать вывод, что в условиях сурового климата Чукотки ее ветроагрегаты могут достаточно эффективно работать при различных режимах выдачи мощности и скорости ветра.

Сейчас общая мощность ветроустановок (ВДЭС и ВЭС) в прибрежных районах Арктики составляет около 100-110 МВт, что позволяет сократить завоз дизельного топлива на 130 тыс. т в год [3, 13]. Это дало возможность существенно снизить себестоимость вырабатываемой электроэнергии на сооружаемых ВДЭС по сравнению с существующими дизельными электростанциями.

Важно отметить, что энергоснабжение с использованием энергии ветра и других ВИЭ также весьма целесообразно использовать при строительстве различных объектов для нужд арктической ресурсодобывающей инфраструктуры и транспортно-логистических узлов СМП. Надежное и качественное электроснабжение является ключевым условием безаварийной эксплуатации СМП, месторождений природных ресурсов и безопасного выполнения работ в Арктике. Обеспечение строительных работ в условиях

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Крайнего Севера, как правило, требует наличия потребителей с небольшими энергетическими нагрузками (до 20-25 МВт), изолированных от энергосистем, что обусловлено использованием у них в качестве энергоисточников автономных электростанций (ДЭС) и малых котельных, работающих на привозном топливе.

Комплекс таких локальных источников электроэнергии может обеспечивать работу создаваемых морских и береговых систем навигационного обслуживания, ледового и навигационного сопровождения, обеспечения безопасности и спасания и пр., а также выполнять функции временного энергообеспечения на начальных этапах строительства объектов береговой и морской инфраструктуры. После создания системы стационарного берегового электроснабжения энергетические блоки могут быть переведены в другой район на другой объект.

Эффективность автономной арктической энергетики: комбинация углеводородов и ВИЭ

Останавливаясь на малых удаленных энергопотребителях, а значит малых энергоустановках, рассмотрим их основные сильные и слабые стороны в зависимости от типа энергоресурса.

Малые станции на углеводородном топливе являются традиционным и самым распространенным принципом решения вопросов энергообеспечения. Они характеризуются достаточно низким уровнем начальных затрат – примерно 60-90 тыс. руб./кВт [10]. Однако существенным недостатком является зависимость от северного завоза топлива, а значит – высоким уровнем эксплуатационных затрат.

Помимо снижения экологической нагрузки на хрупкую экосистему, энергоустановки, работающие на ВИЭ, несут в себе ряд других положительных факторов, влияющих на развитие арктического региона. Энергетические установки на базе ВИЭ при современном уровне развития технологий имеют более низкий уровень начальных капиталовложений – около 40-60 тыс. руб./кВт [10], а также не имеют топливной составляющей. В то же время высокий уровень эксплуатационных затрат связан с обслуживанием подобных установок. Помимо этого, эффективность работы данных устано-

вок (характеризуется коэффициентом использования установленной мощности – КИУМ) существенно зависит от климатических условий региона [9]. Модульность, транспортабельность, относительно низкая себестоимость (при условии дальнейшего совершенствования технологий) использования ВИЭ в АЗРФ лимитируется сезонностью их использования.

Таким образом, каждая система в отдельности характеризуется невысоким, но достаточно критическим уровнем капиталовложений для каждого из отдельных удаленных малых энергопотребителей в АЗРФ. Для практического применения в настоящее время возможно использование комбинированных систем энергоснабжения, таких как, например, ветродизельные энергоустановки [15]. Постепенная адаптация энергосистемы Арктики на основе современных технологий способна увеличить экономическую привлекательность освоения российской Арктики, а значит, и ускорить освоение региона в целом.

Вследствие этого внедрение новых технологий в малой энергетике, направленных на повышение эффективности работы оборудования, экономию топлива, обеспечение надежности и качества электроснабжения является важной и актуальной задачей [17].

На основе выполненного в настоящей работе анализа основных проблем, стоящих перед малой и нетрадиционной энергетикой Арктической зоны России, можно сформулировать базовые требования к автономным системам энергоснабжения на местных топливных ресурсах и ВИЭ:

- многофункциональность, использование гибридных энергоустановок и электростанций (ДЭС и ВИЭ);
- модульная компоновка на основе типизации и конструктивной унификации;
- автономная работа энергетических модулей;
- обеспечение высокого качества электрической и тепловой энергии независимо от колебаний нагрузки и потенциала возобновляемых видов энергии;
- надежность и эффективность функционирования, ремонтпригодность, транспортабельность, высокий уровень автоматизации.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

зации и диспетчеризации;

- экономия топлива;
- приспособленность к климатическим (зональным) условиям;
- минимизация воздействия на окружающую среду при использовании энергетического оборудования.

Благодаря наличию углеводородных и возобновляемых энергоресурсов, а также технологических возможностей их использования, существует вариантность развития энергетической инфраструктуры российской Арктики. Не

претендуя на полное решение энергетических проблем АЗРФ, ВИЭ могут быть использованы для решения некоторых локальных энергетических задач, в том числе и для нефтегазового освоения региона, и формирования системы региональной малой энергетики. При этом для качественного и комплексного развития российской Арктики необходим конкретный учет этих ресурсов, проведение технико-экономического анализа и обоснованный выбор оптимальных технологических решений, с учетом ее суровых климатических условий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Безруких П.П. Справочник ресурсов возобновляемых источников энергии России. 2013.
2. Воропай Н.И., Марченко О.В., Стенников В.А. Проблемы энергоснабжения регионов в энергетической стратегии России до 2030 г. и перспективы развития АЭС малой мощности / Атомная энергия, 2011, т. 111, вып. 5, С. 262-268.
3. Геоинформационная система ВИЭ МГУ им. М.В. Ломоносова. URL: <http://gis-vie.ru>.
4. Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Халгаева Н.А. Развитие систем энергоснабжения изолированных и труднодоступных потребителей. В кн.: Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее / под ред. Н.И. Воропая, Б.Г. Санеева. Новосибирск: Гео, 2011, С. 207-235.; Из: Смоленцев Д.О., 2012. Развитие энергетики Арктики: проблемы и возможности малой генерации // Арктика: экология и экономика, № 3 (7). С. 22-29.
5. Институт энергетических исследований РАН. Баланс электроэнергии по регионам РФ для целевого сценария, 2015. URL: <http://www.eriras.ru/data/34/rus>.
6. Отчет о НИР по теме «Разработка подпрограммы государственной программы Российской Федерации «Экономическое и социальное развитие Арктической зоны Российской Федерации на 2011-2020 годы» в Республике Саха (Якутия)». URL: <http://www.sakha.gov.ru/en/node/65700>.
7. Пилясов А.Н. Контуры стратегии развития Арктической зоны России // Арктика: экология и экономика. 2011. № 1. С. 38-47.
8. Попель О.С., Киселева С.В., Моргунова М.О., Габдрахманова Т.С., Тарасенко А.Б. Использование возобновляемых источников энергии для энергоснабжения потребителей в Арктической зоне РФ // Арктика: экология и экономика, 2015, № 1 (17). С. 64-69.
9. Попель О.С., Фрид С.Е., Коломиец Ю.Г., Тарасенко А.Б. Климатические аспекты создания фотоэлектрических светосигнальных устройств на возобновляемых источниках энергии // Альтернативная энергетика и экология, 2015. № 10(174). С. 98-106.
10. Смоленцев Д.О. Развитие энергетики Арктики: проблемы и возможности малой генерации // Арктика: экология и экономика, 2012. № 3(7). С. 22-29.
11. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года. Утв. Президентом РФ 20.02.2013. URL: <http://www.consultant.ru/law/review/1729879.html>
12. Шеин В.Я. Опыт строительства и эксплуатации российских ветроэнергетических станций в районах Крайнего Севера: Воркутинская и Чукотская ВЭС // Доклад на 1-й национальной конференции Российской Ассоциации ветроиндустрии. Москва, 13 ноября 2009 г.
13. Шилкина О.А., Ефишов С.А., Васильев В.А., Пономарева Г.В., Сапаров М.И., Тарнижевский Б.В. Использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в арктических районах России // Энергия России, 16.11.04.

14. Беллона посчитала установки ВИЭ в Карелии, 30/01-2015. URL: http://bellona.ru/articles_ru/articles_2015/1422628038.05; Малая возобновляемая энергетика Карелии (реестр малых установок в Республике Карелия, работающих на возобновляемых источниках энергии), Мурманск, 2015; Возобновляемая энергетика на Кольском полуострове (реестр установок в Мурманской области, работающих на возобновляемых источниках энергии), Мурманск, 2014.

15. Chade D., Miklis T., Dvorak D. Feasibility study of wind-to-hydrogen system for Arctic remote locations – Grimsey island case study, *Renewable Energy* 76 (2015), p. 204-211.

16. Nasa, *Visible Earth*, 2016. URL: <http://visibleearth.nasa.gov/view.php?id 56893>.

17. Shilova L.A., Pustovgar A.P., Adamtsevich A.O., Solovyev D.A. The use of renewable energy sources for the introduction of construction projects in the Arctic regions // *International Journal of Applied Engineering Research (IJAER)*. Volume 10, Number 20 (2015), pp. 40788-40790.

Поступила в редакцию
25.03.2016 г.

M.O. Morgunova, D.A. Solovjov⁵

ENERGY SUPPLY IN RUSSIAN ARCTIC: HYDROCARBONS OR RENEWABLES?

In the last decades the interest toward Arctic exploration is connected with new economic and resource development opportunities, especially oil and natural gas resources, new transport routes (e.g. Northern Sea Route), and climate change. It is one of strategic priorities for Russia to develop its Arctic territories, and a technologically demanding and complex issue, since Russian Arctic infrastructure and industries are very heterogeneous. At the same time growing economic, transport and social activity entails energy consumption. Thus, transport and energy infrastructure are important prerequisites for Arctic complex exploration. Sustainable energy supply in the Arctic is a topical issue for both socio-economical and resource development. Ecological and efficient solution of this issue lies within the integrated use of the Arctic energy resources.

Key words: Arctic, energy infrastructure development, oil, natural gas, renewable energy sources, integrated approach

⁵ Maria O. Morgunova – PhD student, Gubkin Russian State University of oil and gas, e-mail: maymorgunova@mail.ru;
Dmitry A. Solovjov – Senior researcher, Joint Institute for High Temperatures (JIHT), Russian Academy of Sciences (RAS), PhD, e-mail: solovev@guies.ru

УДК 621.311 (571)

В.Р. Киушкина¹

СПЕЦИФИКА АНАЛИЗА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕВЕРА РОССИИ

В данной работе решается задача определения особенностей различных объектов энергоснабжения северных территорий, достигающаяся соответствующим набором индикаторов. Предлагаемые индикаторы оценки энергетической безопасности автономных систем электроснабжения Севера обладают универсальностью и могут использоваться для энергетических комплексов с любыми генерирующими энергоустановками, в том числе на базе возобновляемых источников энергии.

Ключевые слова: децентрализованные энергозоны, автономные системы электроснабжения, индикаторы, энергетическая безопасность.

Введение и постановка задачи

Степень большого различия северных и энергоизолированных регионов имеет место в формировании глубины анализа энергетической безопасности (ЭнБ). Это позволяет выделить приоритетные направления оценки, и в соответствии с этим сузить и уточнить перечень индикаторов. В результате выполнения данных аналитических исследований производится качественная оценка уровня состояния ЭнБ поэтапно. Анализ значений индикаторов позволяет группировать области, районы регионов и сами регионы по уровням ситуаций. Поставлена задача выявления специфики децентрализованных энергозон с точки зрения оценки их энергетической безопасности и обозначения перечня индикаторов, комплексно характеризующих ее для изолированной автономной системы электроснабжения (АСЭС) в суровых условиях Севера.

Основная часть – обсуждение проблемы

В анализе энергетической безопасности существующих исследований сформирован достаточно характерный перечень угроз для энергетики и энергетических хозяйств. Их рассмотрение в оценке северных децентрализованных территорий требует некоторого анализа и выявления значительно проявляющихся негативных и потенциально опасных явлений среди угроз

максимально присущих с определяющей специфичностью исследуемых территорий.

В данном аспекте среди природных угроз [1, с. 72-76] для северных регионов остро проявляется характерная угроза – суровые холодные продолжительные зимы – наложение которой на проявляющиеся факторы и условия приводит к серьезным последствиям для ЭнБ. Здесь же повышается необходимость выработки не только значительного, возрастающего в разы, количества электрической, но также и тепловой энергии в холодный период года (в отдельных северных регионах к отопительному сезону относятся месяцы с сентября по июнь, в отдельных – круглый год). Это приводит к увеличению расхода топлива – потребность в дополнительном топливе при наступлении холодной зимы может составить до 35-40%. Из-за перегрузок выходит из строя энергетическое оборудование. Как следствие – можно отметить [1, с. 76]: дефицит энергии и топлива, неприемлемое снижение температур в помещениях разного рода, температур воды в системах горячего водоснабжения, нерасчетное дополнительное потребление электроэнергии, в том числе для отопления, ускоренное сокращение запасов топлива и т.д. В группе природных угроз в децентрализованных зонах проявляются стихийные бедствия (наводнения, гололедные явления и т.д.), которые приводят к выходу из строя или снижению производительности (пропускной способности) энергетических установок, объекта, системы вследствие

¹ Виолетта Рафиковна Киушкина – заведующая кафедрой электропривода и автоматизации производственных процессов, Технический институт (филиал) Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова, к.т.н., e-mail: viola75@mail.ru

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

их повреждения; отключению и ограничению потребителей; напряженности энергобаланса, дефициту ТЭР.

Для изолированных систем электроснабжения присущ факт низкой или отсутствующей квалификации производственного персонала и руководящих кадров энергетических комплексов. Нарушение трудовой дисциплины низкоквалифицированным персоналом приводит к регулярным сбоям работы АСЭС, которые зачастую обходятся сложным и дорогим ремонтом оборудования. Как следствие – наблюдается усиление нарушений стабильной эксплуатации объектов энергетики, неэффективное использование ТЭР, снижение производительности локального энергетического объекта. И впоследствии – несвоевременное или неполное принятие мер по обеспечению ЭНБ, их неоптимальность и некачественная реализация.

В децентрализованных районах северных регионов вследствие низкой надежности производственных систем и оборудования остро проявляются техногенные угрозы.

Как экономическая угроза, сильное проявление в таких регионах имеет слабость энерго-транспортных (межрайонных) связей при значительной несбалансированности региона по отдельным энергоносителям. Это объясняет районные дефициты ТЭР при наличии излишков в других районах территориальных образований, обоснованное их разбросанностью и значительной удаленностью друг от друга, слабостью хозяйственных связей, недопоставкой ресурсов, либо нарушением сроков поставки в большей части вследствие влияющих факторов суровых климатических условий. Слабость механизмов реализации энергосберегающей политики в энергоизолированных районах усиливает неэффективность использования ТЭР и невовлеченность местных энергоресурсов, напряженность и дефицитность энергобалансов, невозможность поддержания достаточных запасов топлива.

Проявление политических и экономических угроз в децентрализованных зонах сопровождается критической зависимостью ТЭР от условий их транспортировки, возможности ограничений, неприемлемых тарифов. И как следствие – нарушение нормальной работы энергетиче-

ских установок, опасность возникновения продолжительных простоев. Растяннутость (либо отсутствие) межрегиональных коммуникаций, значительная удаленность от более населенных и развитых территорий в данной ситуации усиливает угрозу в обеспечении ЭНБ. На преобладающей части децентрализованной территории северных регионов имеет место очаговое размещение производственных сил со значительными расстояниями относительно друг друга.

К примеру, север Дальнего Востока заселяют народы, занимающиеся рыбоводством, коневодством и оленеводством. В сельских поселениях других регионов также преобладает коренное население, ведущее промысловую и сельскохозяйственную деятельность. Большая часть сельских поселений северных районов (рис. 1) относится к территориям децентрализованного электроснабжения [2, с. 20]. Преобладание рас-средоточенных и своеобразных по требованиям к энергоснабжению потребителей (горнодобывающих, обогатительных, лесозаготовительных и рыбообрабатывающих предприятий, сельскохозяйственных поселений и промысловых сосредоточений, небольших населенных пунктов) требует особого подхода на региональном уровне к обеспечению ЭНБ изолированных территорий и уточнения ее индикативных показателей для применения в оценке децентрализованных территорий.

Если ЭНБ рассматривать исключительно на территории Крайнего Севера, то многие существующие научные исследования и публикации представляют данное определение как состояние обеспеченности населения и экономики северного региона энергоресурсами, необходимыми для жизнедеятельности людей и непрерывной работы предприятий и организаций. Под *устойчивым развитием децентрализованных зон северных регионов* можно понимать стабильное развитие малых изолированных поселений, обеспечивающее выполнение ими народнохозяйственных функций: производства сельскохозяйственного сырья и услуг, общественных благ; сохранение сельского и промыслового образа жизни, самобытной культуры; сохранение исторически освоенных ландшафтов; рост уровня и улучшение качества жизни населения, поддержание экологи-

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

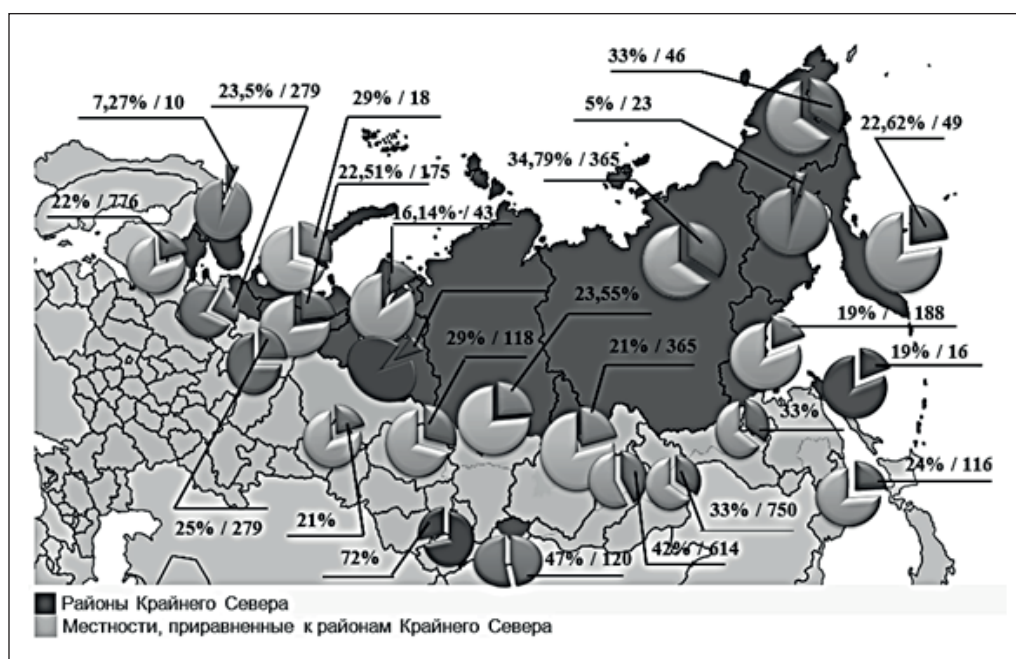
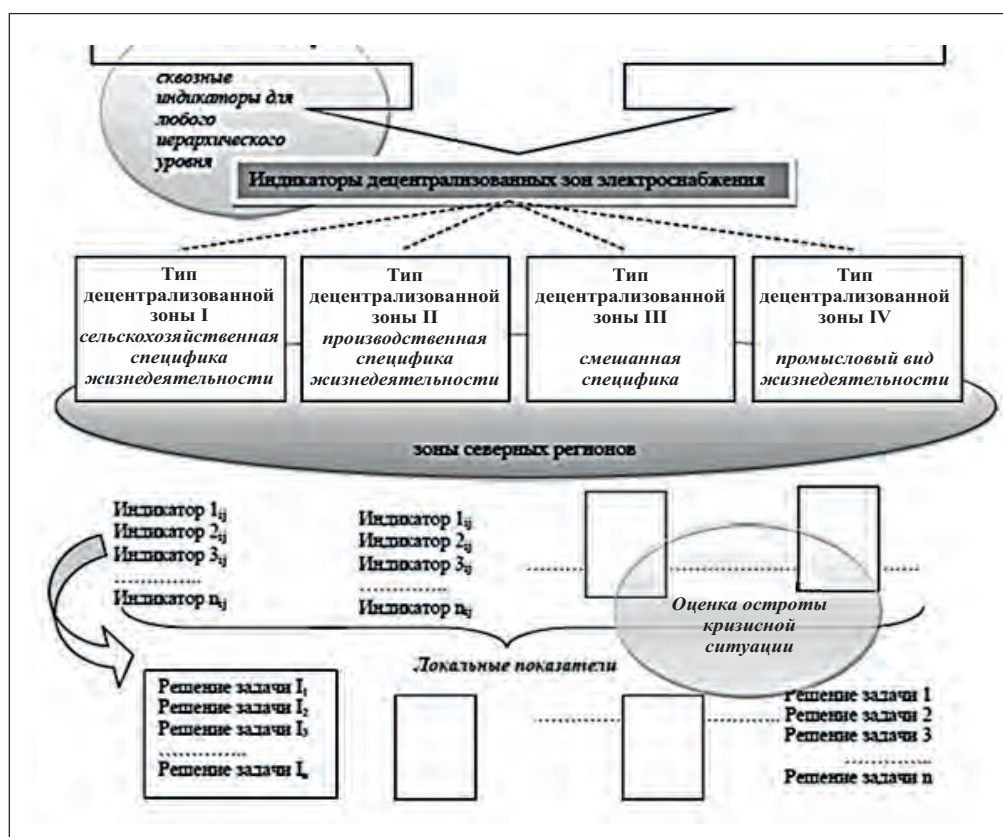


Рис. 1. Доля сельского населения (%) / количество сельских поселений территорий Крайнего Севера и приравненных к ним



В индикаторе n_{ij} $i = 1, 4$ (k) – соответствие оценке определенного типа децентрализованной зоны (преобладающего производства); $j = 1, n$ – соответствие поставленной территориальной задаче I_n

Рис. 2. Фрагмент системы индикативных показателей в оценке региональной ЭБ типовых групп

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

ческой безопасности [3, с. 117-120]. Трактовка энергетической безопасности децентрализованных районов обобщенно в разных исследованиях звучит как модель энергообеспечения, предполагающая долгосрочную перспективу подачи электроэнергии, топлива и необходимых ресурсов для функционирования автономных систем электроснабжения.

Индикативная оценка ЭНБ выделяется в нескольких типовых блоках, индикаторы которых имеют различную иерархическую структуру. Рассмотрение индикаторов оценки ЭНБ на региональном уровне в разрезе децентрализованных территорий должно конкретизироваться на местном уровне с обозначением локальных индикаторов со специфичностью для каждого региона (его территориальных кластеров) (рис. 2). Исследование таких объектов целесообразно внутри каждого дифференцированного распределения территорий децентрализованных зон Севера.

Индикаторы децентрализованных зон электроснабжения характеризуют развитие типовых зон северных территорий. С точки зрения ЭНБ северных регионов влияющими факторами могут быть наличие или отсутствие месторождений топливно-энергетических ресурсов, степень освоенности этих месторождений, надежность поставок топливно-энергетических ресурсов на ДЭС и котельные, развитие в регионе возобновляемой энергетики, потребности в энергоресурсах потребителей региона и др. Обобщенный фактор обеспечения ЭНБ подразумевает как диверсификацию путей поставок в регион топливно-энергетических ресурсов, так и поиск возможной диверсификации собственными источниками энергии (например, альтернативными энергоресурсами). Таким образом, эффективность и надежность энергообеспечения в энергетической политике северных регионов диагностируются индикаторами из перечня показателей регионального или локального уровня.

Анализ методик оценки и множественных исследований научной литературы по ЭНБ и различных условий функционирования и развития энергетических хозяйств регионов подтвердил необходимость в отличных методических подходах диагностирования ЭНБ территориальных образований в целом и по внутренним составляющим даже на одном уровне (регионы, муниципальное образование). Это позволило

определить круг приоритетных направлений и индикаторов для исследований децентрализованных территорий северных регионов: сужение перечня существующих индикаторов и введение дополнительных. Совокупность сформированных систем представляет модель детализации локальных индикативных показателей для типовых зон децентрализованного электроснабжения Северных регионов.

Блок надежности топливо- и электроснабжения в оценке ЭНБ децентрализованных территорий в соответствии с ситуативными факторами автономной энергетики в своей основе должен отражать аспекты состояния дизельной генерации, как единственного источника энергии для изолированных потребителей, в ряде случаев присутствуют и другие источники (котельные, миниТЭЦ, газогенераторные установки). Дополнительное введение индикаторов объясняется и тем, что в большинстве исследуемых объектов электроснабжения ДЭС состоят из генерирующих установок от одной до двух-трех. В данном случае предположительно присутствие факта выбора количества и номинальных мощностей ДГУ без тщательного технико-экономического обоснования. Поэтому нет гарантии, что структура и состав генерирующих мощностей соответствует параметрам потребителя и оптимально согласуется с графиками электрических нагрузок энергоизолированных потребителей. Зачастую, чтобы обеспечить пиковую мощность нагрузки, единичная мощность силовых агрегатов преднамеренно завышается, что влечет за собой ухудшение ряда показателей, среди которых наиболее важными можно выделить удельный расход топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии. Вследствие недостаточной загрузки ДГУ в некоторых режимах увеличивается длительность режимов холостого хода или близких к нему режимов, характеризующихся непропорционально высоким расходом топлива к выработке электроэнергии (перерасход топлива до 20-30%), повышенным износом цилиндро-поршневой группы, закоксовкой цилиндров и т.п. [4].

Наличие одной ДГУ в составе ДЭС обуславливает риск отсутствия генерирующих мощностей при аварийном выходе из строя или ремонте существующего энергоисточника

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

и профилактике генерирующего оборудования. Учитывая суровые климатические условия северных территорий, данные прецеденты вызывают угрозу жизни и здоровью населения в энергоснабжаемых населенных пунктах. Система электроснабжения децентрализованных потребителей должна предполагать резерв, хотя бы для обеспечения собственных и хозяйственных нужд ДЭС. Данный фактор чрезвычайно важен в условиях децентрализованного электроснабжения и должен быть учтен в индикативной оценке возможно через показатель коэффициента производственной обеспеченности АСЭС.

Еще одним важным проявлением исследуемых территорий является значительный перекоп в сторону топливной составляющей в себестоимости производства энергии и некая сложность ее исходного обеспечения. В соответствии с этим можно включить соответствующий показатель логистики поставки топлива. Энергетическая безопасность децентрализованных зон северных территорий напрямую зависит от поставок энергоносителей из других регионов.

Большая территориальная удаленность муниципальных образований и поселков децентрализованной зоны, малая плотность населения, небольшие объемы электрических нагрузок, вечная мерзлота не дают возможности обеспечить эффективную интеграционную связь.

В силу автономности систем электроснабжения децентрализованных зон северных регионов, изолированных от централизованных систем, показатель доли собственных источников в балансе электроэнергии, характеризующий силу электрической связи между отдельными территориями, не рассчитывается и должен иметь 100-процентную величину.

Приведенный в исследовании [5, с. 108-109] индикатор, характеризующий расширение возможностей перетоков электроэнергии из региона и в него в случае возникновения такой необходимости, к критерию оценки децентрализованных северных территорий неприменим в силу специфики функционирования анклавных автономных систем электроснабжения, построенных на дизель-генераторах и не имеющих связи не только с энергетической системой, но и станциями самого района.

В блоке воспроизводства основных производственных фондов (ОПФ) целесообразен учет

показателей по степени износа энергетического хозяйства АСЭС на основе дизельной генерации и оценка состава энергосилового оборудования по уровню унификации. Различный состав энергосилового оборудования даже в структуре одной энергообслуживающей организации приводит к ряду проблем, связанных с эксплуатацией и ремонтом (наличие квалифицированных кадров, наличие и качество запасных частей).

Индикаторы рассмотренных блоков позволяют определить степень риска потери электроснабжения в результате аварии на дизельных электростанциях или линий электропередач, обеспечивающих электроэнергией территории изолированных зон в суровых климатических условиях. Индикаторы блока воспроизводства ОПФ оценивают уровень риска при повышенных значениях процента износа оборудования ДЭС и недостатке инвестирования, приводящих к снижению надежности электроснабжения потребителей.

Оценка *уточняющего уровня самообеспеченности* энергоресурсами территорий децентрализованных районов с учетом местных ресурсов через характеристические коэффициенты в блоке обеспеченности топливом позволит выявить территории с возможной их диверсификацией местными традиционными и возобновляемыми ресурсами. Здесь возможно включение характеристического коэффициента привлекательности таких ресурсов для предварительного рассмотрения их стратегической востребованности при повышении показателей ЭнБ. Коэффициент привлекательности территории для вовлечения ВИЭ в изолированные системы электроснабжения предварительно может быть рассмотрен в виде зависимостей от таких показателей, как потенциал ВИЭ, степень децентрализации и возможность подключения к централизованному электроснабжению, стоимость производимой электроэнергии.

Рассмотрение индикаторов энергетической безопасности северных регионов должно включать в себя показатели по возобновляемым энергоресурсам с их анализом, коэффициентами обеспеченности, потенциальным возможностям в развитии и функционировании автономных энергетических комплексов локальной энергетики, ее объектов, а также изолированных потребителей (сельских, разведочных и

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

малых промышленных). Данное направление потребует микроклиматического наблюдения, исследований, регистрации и анализа возобновляемых ресурсов, обработки их данных с целью выявления их уровня и оценки целесообразного участия (типовые структуры комбинированных систем, виды генерации и т.д.) в повышении и обеспечении требуемого уровня индикаторов ЭНБ децентрализованных районов исследуемых регионов.

Энергетика Севера представляет собой сложный комплекс, включающий в себя большое многообразие различных энергетических хозяйств с широким диапазоном специфических потребителей. В децентрализованной зоне региона не функционируют крупные производственные мощности, в связи с этим энергообеспечение носит в основном социальный характер. Поэтому учет индикативных показателей потребления энергии рассредоточенными малыми населенными пунктами (IV типовая группа, рис. 2) самобытной и промысловой жизнедеятельности на фоне гипертрофированного внимания к проблемам централизованного электроснабжения внесет в мониторинг уровня ЭНБ все сектора потребителей децентрализованных территорий северных регионов.

Влияние дизельных электростанций *на окружающую среду* и жизнедеятельность населения во множестве технических и научных работ оценивается как «промежуточное» между минимальным влиянием газовых электростанций и максимальным – бензиновых электростанций. Но вместе с тем высокая экологическая уязвимость и слабая восстанавливаемость природы северных территорий обосновывает повышение требований к экологической обстановке в пунктах размещения АСЭС, в частности на базе ДЭС и определяет значительность затрат на природоохранные мероприятия. В случае проявления технологических, производственных и социальных угроз, повышенного морального износа ДГУ, применения некачественного топлива и моторного масла или несвоевременного обслуживания и некачественной эксплуатации (например, отсутствие правильной организации выхлопного тракта, нерегулярная замена фильтров, неграмотно организованная система вентиляции и т.д.) ситуация может при-

вести к значительному загрязнению атмосферы от отработанного топлива. Необходимо отметить, что в блоке экологической составляющей ЭНБ рассмотрению подлежат также гибридные или автономные установки, использующие возобновляемые источники. Такие установки имеют принципиально отличительный аспект влияния на окружающую среду. Как показывают существующие исследования [6-7] во множествах работ, объекты большой мощности существенно влияют на окружающую среду. Установки малой и средней мощности оказывают низкий экологический ущерб, практически безвредны по отношению к экосистемам.

Блок финансово-экономической оценки в анализе децентрализованных территорий на основе расчета индикативных показателей требует уточнения в разрезе локальных типовых зон. Преобладание в этих зонах потребителей с промысловой направленностью и граничной с нулем платежеспособностью формирует напряженное финансовое состояние АСЭС. Население, как правило, неспособно оплачивать полную стоимость электроэнергии, и участвует в данном процессе только частично по минимальному принципу, большая же часть оплачивается из бюджета территориального образования. Здесь выявляется существенная особенность энергообеспечения всех автономных СЭС, которая затрагивает вопрос формирования дотаций на оплату потребленной населением электрической энергии.

Размер капиталовложений в энергетические установки и их структура зависят от многих факторов (тип оборудования, число агрегатов и т.д.). Также влияющими факторами являются местные условия: климат, степень освоенности территории, развитие транспорта и т.д. Совокупность таких факторов может быть задана функциональной зависимостью – территориальным коэффициентом. Чем выше характеризующий территориальный коэффициент, тем выше степень экономической оправданности комплексного развития локального кластера для повышения надежности и укрепления энергетической безопасности децентрализованной зоны.

Оценка эффективности функционирования ТЭК исследуемых территорий в блоке энергос-

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

бережения и энергоэффективности потребует детализации в связи с отсутствием или низкой развитостью энергоемких отраслей промышленности на изолированных территориях. Показатели удельного расхода топлива в динамике на производство энергии в каждом отдельном случае для АСЭС на базе ДЭС может показать картину соотношения статистических данных технической реальности.

Все приведенные доводы подтверждают то, что целый ряд индикаторов, определенных существующими методиками, не может характеризовать состояние децентрализованных зон электроснабжения. И в принципе не все пока-

затели могут являться индикаторами, применимыми для районирования децентрализованных территорий. Этому факту необходимо уделить отдельное внимание в определении перечня оцениваемых показателей исследуемых территорий. Таким образом, система индикаторов, обозначенных во множестве существующих исследований оценки уровня ЭНБ, с учетом изменений (без показателей неприемлемых для сектора децентрализованного электроснабжения), может считаться сквозной для исследования децентрализованных территорий северных регионов с учетом присущих им особенностей и специфики.

Наложение условий децентрализации и территориальной расположенности на определение перечня индикаторов оценки ЭНБ децентрализованных зон северных регионов

Наименование индикативных блоков и группы индикаторов	Значительность показателя для территории децентрализованной зоны	Существенность показателя для территорий северного региона
Б1. Блок обеспеченности электрической энергией потребителей децентрализованной зоны		
1.1. Душевое потребление электроэнергии в коммунально-бытовом хозяйстве децентрализованной зоны [5, 8]	Отдаленность потребителей от централизованных систем электроснабжения на локальном уровне	Обеспечение условий нормальной жизнедеятельности в экстремальных природно-климатических условиях
1.2. Коэффициент обеспеченности электрической энергией		
1.3. Типовые показатели индивидуального потребления электроэнергии по IV типу децентрализованной зоны	Изолированность и очаговое размещение потребителей с хозяйственно-самобытным образом жизни народов Севера	Сохранение самобытной культуры Севера
Б2. Блок ресурсной (топливно-энергетической) обеспеченности системы энергоснабжения децентрализованной зоны		
Доля собственных источников в балансе КПП, моторного и дизельного топлива, газа в децентрализованной зоне [1, 5, 8] Коэффициент обеспеченности углем, газом, дизельным топливом и т.д.	Степень самообеспеченности территории топливными ресурсами	Обеспечение надежных условий по своевременной доставке привозного топлива
Возможность обеспечения запасами нефти, угля, газа через разведку месторождений децентрализованной зоны [1, 5, 9]	Риск снижения самообеспеченности территории собственными топливными ресурсами	Повышение топливной составляющей в себестоимости электроэнергии при переходе к импортируемому энергоресурсу в условиях ценообразования энергетики Севера
Доля доминирующего ресурса в общем потреблении топлива в децентрализованной зоне [1, 5, 9]	Степень перспективной самообеспеченности территории и восстановления топливными ресурсами Выявление альтернативных видов топливных ресурсов для функционирования АСЭС	
Доля собственных источников в балансе КПП, моторного топлива, газа в децентрализованной зоне [1, 5, 9] Коэффициент обеспеченности углем, газом, дизельным топливом и т.д.	Риск нарушения электроснабжения потребителей удаленных от централизованных систем	Риск нарушения условий нормальной жизнедеятельности в экстремальных природно-климатических условиях

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Продолжение табл.

Наименование индикативных блоков и группы индикаторов	Значительность показателя для территории децентрализованной зоны	Существенность показателя для территорий северного региона
Коэффициент обеспеченности возобновляемыми ресурсами децентрализованной зоны	Выявление альтернативных видов энергоресурсов для вовлечения в энергобаланс территории	Сохранение ресурсной базы для АСЭС за счет использования ВИЭ
Коэффициент привлекательности ВИЭ для децентрализованной зоны	Выявление приоритетных ВИЭ для вовлечения в энергобаланс территории	Повышение надежности электроснабжения потребителей в условиях Севера и изолированности
Показатель истощения собственной топливной базы	Риск снижения самообеспеченности территории собственными топливными ресурсами	Повышение топливной составляющей в себестоимости электроэнергии при переходе к импортируемому энергоресурсу в условиях ценообразования энергетики Севера
Оценка текущих разведанных извлекаемых запасов топлива по отношению к его годовой добыче, оценка объемов бурения и финансирования геологоразведочных работ на топливо по отношению к уровню инвестирования топливной промышленности [5]	Данный показатель определяется в случае присутствия существенных объемов местных топливных ресурсов на территории децентрализованной энергозоны	
Б3. Блок надежности топливо- и электроснабжения децентрализованной зоны		
Коэффициент производственной обеспеченности АСЭС децентрализованной зоны	Необходимость резерва генерации	Выполнение повышенных требований к надежности электроснабжения потребителей в условиях Севера и изолированности
Доля установленной мощности наиболее крупного агрегата ДЭС	Риск потери электроснабжения изолированных потребителей	Риск нарушения условий жизнедеятельности в экстремальных природно-климатических условиях
Степень автоматизации и ДУ ДЭС децентрализованной зоны	Недостаточный уровень квалификации обслуживающего персонала	Обеспечение условий нормальной эксплуатации АСЭС
Характеристический показатель логистики поставок топлива в децентрализованную зону	Риск недопоставок топлива, формирование высокой стоимости топлива	Риск нарушения условий нормальной жизнедеятельности в экстремальных природно-климатических условиях
Синтетический индикативный показатель обеспеченности потребителей запасами КПТ, моторного и дизельного топлива в децентрализованной зоне [1, 5, 8]	Удаленность АСЭС от пунктов накопления топлива	Обеспеченность топливом на максимально продолжительный период
Уровень потенциальной обеспеченности спроса на топливо в условиях резкого похолодания на территории децентрализованной зоны [9]		Обеспеченность дополнительным объемом топлива при достаточно продолжительной пиковой нагрузке потребителя
Б4. Блок состояния ОПФ АСЭС децентрализованной зоны		
Уровень унификации ДГУ на территории децентрализованной зоны	Повышение эксплуатационных показателей надежности АСЭС изолированных потребителей	Повышение надежности электроснабжения потребителей в условиях Севера и изолированности

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Продолжение табл.

Наименование индикативных блоков и группы индикаторов	Значительность показателя для территории децентрализованной зоны	Существенность показателя для территорий северного региона
<i>Синтетический индикативный показатель степени износа ОПФ по АСЭС децентрализованной зоны.</i> <i>Индикативный показатель степени износа ОПФ ДЭС децентрализованной зоны:</i> - степень износа сетевого оборудования; - степень износа распределительного оборудования и подстанций; - степень износа зданий ДЭС; - техническое состояние емкостей резервного парка для ДЭС. <i>Индикативный показатель степени износа и повреждений установок на базе ВИЭ децентрализованной зоны</i>	Надежность работы энергетического оборудования в условиях территориальной изолированности	Риск нарушения условий жизнедеятельности в экстремальных природно-климатических условиях
Уровень инвестирования энергохозяйств децентрализованной зоны [1, 5] Объем ввода и реконструкции ОПФ энергохозяйств децентрализованной зоны по отношению к их первоначальной (восстановительной) стоимости [1, 5] Отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции АСЭС децентрализованной зоны к установленной мощности АСЭС децентрализованной зоны [9]	Удаленность от централизованных систем электроснабжения на локальном уровне	Риск нарушения уровня работоспособного состояния ОПФ по АСЭС
Б5. Экологический блок		
<i>Степень экологической уязвимости территорий Севера (принадлежность децентрализованной зоны к наиболее уязвимым природным территориям – промысловые зоны растениеводства и оленеводства близ природоохранных и заповедных зон, эко наследие Севера и т.д.)</i>	Ограниченность рекреационных возможностей северных территорий	
Удельные выбросы вредных (токсичных) веществ в атмосферу от ДЭС децентрализованных зон на единицу площади территории [5]	Предельно малая плотность населения, повышенный удельный расход топлива	Экологическая уязвимость северных территорий
Экологическое воздействие энергоустановок на ВИЭ, окружающую среду	Снижение комфортных условий проживания	

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Окончание табл.

Наименование индикативных блоков и группы индикаторов	Значительность показателя для территории децентрализованной зоны	Существенность показателя для территорий северного региона
Б6. Финансово-экономический блок		
<i>Доля топливной составляющей в себестоимости производства электроэнергии, производимой АСЭС на территории децентрализованной зоны</i>	Неплатежеспособность энергоизолированных малых потребителей при чрезмерно высоких тарифах на электроэнергию	Наложение высокой топливной составляющей на относительно повышенный расход топлива
<i>Присутствие дотационного принципа финансирования оплаты электроэнергии</i>		Поиск решений по сокращению бюджетных дотаций и направления их на остро востребованные затраты территорий
<i>Территориальный коэффициент</i>	Автономность систем электроснабжения изолированных потребителей при напряженном финансовом состоянии энергетических хозяйств	Повышение надежности инвестиций и улучшение ЭНБ территории
Б7. Блок энергосбережения и энергоэффективности		
Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии АСЭС децентрализованной зоны [1, 5]	Малонаселенные территории – суровость климатических условий – рассредоточенные электростанции малой мощности	
Относительные потери электроэнергии в электрических сетях децентрализованной зоны [5]	Относительно протяженные линии электропередачи при сравнительно малой нагрузке	Надежность работы энергетического оборудования в условиях территориальной изолированности

Заключение

Представленный анализ оценки ЭНБ локальных энергозон северных территорий показывает их характерные признаки (критерии). Сформированное сочетание индикаторов позволит выявить безопасное, депрессивное и чрезвычай-

ное состояние таких зон и потребует дополнительных подходов и экспертной оценки к определению пороговых значений. Выход за пределы пороговых уровней вызовет угрозу жизнеобеспечению населения и функционированию автономных систем электроснабжения в условиях изолированности и суровых климатических условий, продолжительных по длительности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бушуев В.В., Воронай Н.И., Мاستепанов А.М., Шафраник Ю.К. и др. Энергетическая безопасность России. Новосибирск: Наука. Сибир. издат. фирма РАН, 1998. 302 с.

2. Старостина Л.В., Киушкина В.Р., Шарипова А.Р. Кластеризация промышленных районов Якутии по индикаторам энергетической безопасности // Промышленная энергетика. 2016. № 2. С. 19-23.

3. О концепции устойчивого развития сельских территорий Российской Федерации на пе-

риод до 2020 года: Сборник парламентских слушаний. 23 апреля 2009 год. URL: <http://council.gov.ru/failes/journalsf/number/20100218143733.pdf>.

4. Отчет о НИР в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии». НИТПУ, ТИ(ф) СВФУ, 2013.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

5. *Отраслевые и региональные проблемы формирования энергетической безопасности / под ред. А.А. Куклина, А.Л. Мызина. Екатеринбург: Институт экономики УрО РАН, 2008. 384 с.*

6. Безруких П.П., Церерин Ю.А. *Нетрадиционная энергетика. Приложение к науч.-тех. журналу «Экономика топливно-энергетического комплекса России».* М.: ВНИИОЭНГ. 1993. 64 с.

7. Виссарионов В.И., Золотов Л.И. *Экологические аспекты возобновляемых источников энергии.* М.: Изд-во МЭИ, 1996. 155 с.

8. Глущенко Т.И. *Структура и состав показателей индикативного анализа энергетической безопасности // Вестник КГУ. 2011. № 4(86). С. 176-181.*

9. Сендеров С.М., Смирнова Е.М. *Состояние энергетической безопасности в восточных регионах России. ИСЭМ СО РАН, Иркутск. URL: <http://sei.irk.ru/symp2010/papers/RUS/S6-05r.pdf>.*

Поступила в редакцию
11.04.2016 г.

V.R. Kiushkina²

SPECIFICS OF ENERGY SECURITY ANALYSIS OF SELF-SUFFICIENT POWER SUPPLY SYSTEMS IN THE RUSSIAN NORTH

This paper solves the problem of determining specific aspects of various energy supply facilities in the northern territories, which is achieved with a corresponding set of indicators. The proposed indicators for energy security assessment of self-sufficient power supply systems in the Russian North are versatile and can be used for energy complexes with any type of power generation plants, including those based on renewable energy sources.

Key words: decentralized energy zones, self-sufficient power supply systems, indicators, energy security.

² Violetta R. Kiushkina – Head of the Electric Actuation and Process Automation Department, Technical Institute (branch) of the North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov, PhD in Engineering, e-mail: viola75@mail.ru

УДК 621.548 (470.45)

В.В. Дудников¹

ОЦЕНКА ПРИРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА ВОЛГОГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ В ТЭК ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Рассмотрена существующая ситуация влияния топливно-энергетического комплекса на экологию региона. Произведена оценка природного потенциала области для использования комбинированных солнечно-ветровых энергетических установок.

Ключевые слова: экология, возобновляемые источники энергии, солнечная энергия, ветровая энергия, ТЭК.

Существующая ситуация в топливно-энергетическом секторе Волгоградской области

Энергетический потенциал Волгоградской обл. представлен действующей гидроэлектростанцией с установленной мощностью 2,59 ГВт и тепловыми электростанциями общей мощностью более 3 ГВт. Тепловые электростанции Волгоградской обл. работают в основном на газе (97-98%) и мазуте (2-3%), ориентированы в первую очередь на ближайшего потребителя и расположены с различной концентрацией в крупных населенных пунктах области – Волгограде, Волжском, Михайловке, Камышине. При этом доля электроэнергии, произведенной гидроэлектростанцией, в общей выработке составляет 67,9%, тепловыми электростанциями – 32,1%. В 2010 г. Волгоградская обл. являлась энергодефицитным регионом, собственная электроэнергетика обеспечивала 83% потребляемой регионом электроэнергии, в то время как в 2005 г. ее доля составляла 101% [1].

Высокая зависимость энергетического комплекса Волгоградской обл. от традиционных энергетических факторов с точки зрения энергетической безопасности не позволяет считать сложившуюся структуру энергообеспечения стабильной. При этом увеличивается экологические последствия негативного влияния производства тепловой и электрической энергии.

Крупнейший производитель электроэнергии в регионе – Волжская ГЭС, серьезно нарушил целостность биоструктуры региона, произошло

затопление земель, перекрытие путей миграции рыб, переселение населения из зоны затопления, снизилась урожайность почв.

Тепловые электростанции в результате производства тепловой и электрической энергии являются основным источником загрязнения воздушного и водного бассейна в регионе:

- производят выбросы вредных веществ (оксидов азота, двуокиси серы, твердых частиц, а также выбросы CO₂) и мелких частиц золы в воздушный бассейн;
- производят сбросы загрязняющих веществ в водоемы, уровень которых превышает ассимилирующую способность водных объектов;
- увеличивают площади золошлаковых отходов;
- способствуют увеличению числа кислотных дождей.

Кроме того, существующие ТЭС подлежат полной или частичной реконструкции, срок службы их превышен или подходит к концу, что влечет за собой увеличение возможной экологической опасности в ходе их дальнейшей эксплуатации [2].

Решение проблемы обеспечения тепловой и электрической энергией региона путем ввода новых ТЭС, АЭС или иных видов традиционной электроэнергии неприемлемо не только с экологической точки зрения, но и с точки зрения экономических затрат, сопоставимых с перенаправлением этих средств на развитие альтернативной энергетики в регионе. Определенные успехи в этом направлении существуют,

¹ Владимир Вячеславович Дудников – аспирант кафедры экологическое строительство и городское хозяйство Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета, инженер-специалист, e-mail: dudnikovrabota@mail.ru

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

они показывают необходимость более детальной оценки потенциала Волгоградской обл. для развития «чистой» энергии в регионе [3].

По предварительным оценкам, Волгоградская обл. по степени обеспечения гелиоресурсами (величина среднемесячных значений суточных показателей солнечной радиации в летний период) относится к I зоне, и приближается к показателям пустынных районов.

По ветровым ресурсам регион занимает второе место в Российской Федерации (средняя скорость 5,5-6,5 м/сек) после районов Крайнего Севера, Камчатки и Сахалина. Согласно данным атласа ветров России среднегодовая скорость ветра на высоте 50 м для территории Волгограда составляет – 5-6 м/с [4].

Аналогичные данные можно наблюдать проанализировав данные NASA полученные в рамках проекта «Всемирное прогнозирование энергетических ресурсов» (POWER). Так для территории Волгограда среднегодовое значения скорости ветра на высоте 10 м равняется 4,7 м/с, а ежедневное среднесуточное значение солнечной радиации равняется 3,5 кВт/м². Этот показатель колеблется около 0,96 кВт/м² в декабре, достигая максимального среднемесячного значения – 5,86 кВт/м² в июле.

Исследования и международный практический опыт показывают, что даже в районах с низкими среднегодовыми скоростями ветра может быть целесообразным производство электроэнергии с помощью ветра. В качестве минимального предела следует рассматривать среднюю скорость ветра 3 м/с [5]. Для дальнейшего развития ВИЭ была предложена оценка природного потенциала Волгоградской области.

Оценка потенциала использования комбинированных солнечно-ветровых энергоустановок в ТЭК Волгоградской области

Определение оптимальных территорий обосновывается комплексом различных факторов, влияющих на принятие решения о размещении комбинированных солнечно-ветровых энергетических установок (далее КСВЭУ).

Для оценки потенциала необходимо провести анализ территории по следующим группам факторов:

- *природные* (рельеф, гидрология, геологические процессы);
- *экологические*;
- *технические* (существующая сеть, стоимость электроэнергии);
- *экономические*;
- *социальные*;
- *энергетическая безопасность* – нестабильность возобновляемых энергоресурсов.

Так же при оценке потенциала использования территории для развития КСВЭУ можно разделить факторы на следующие группы:

1) *ограничивающие* – препятствующие развитию объектов ВИЭ;

2) *способствующие* – включают оценку природного, технического, экономического, энергетического и экономического потенциала использования ВИЭ.

Ограничивающие факторы для развития объектов энергетики можно разделить на две группы:

1) *сооружение объектов не приемлемо и запрещено:*

- районы с неблагоприятными инженерно-геологическими условиями;
- особо охраняемые территории (памятники архитектуры, природы);
- территории, не предназначенные для развития объектов энергетики (леса, болота);
- ключевые орнитологические районы (для развития ветряной энергетики);

2) *возможно комбинированное использование территорий при определенных условиях:*

- лечебно-оздоровительные местности и курорты;
- гидрологические объекты (речная сеть, каналы, озера, болота, водохранилища), водоохранные зоны;
- территории объектов Министерства обороны;
- территории сельскохозяйственных земель;
- территории населенных пунктов;
- линии автодорог, железных дорог.

Для территории Волгоградской обл. представлена карта территориального ограничения на развитие объектов энергетики:

- запрещено строительство объектов (особо охраняемые территории, территории

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

заповедников, государственных заказников и природных парков);

- допустимо – возможно использование территорий в случае изменения их функционального назначения (государственные земли, полигоны, целинные территории);
- разрешено – развитие ВИЭ без изменения функционального статуса территорий (с/х земли);
- специальные территории: допустимо развитие ВИЭ при определенных условиях (водные объекты).

Для оценки природных ресурсов ветровой и солнечной энергии исследуемой территории необходимо исследовать потенциал каждого вида энергии, используя портал ГИС «Возобновляемые источники энергии» [6]. Для солнечной энергии представлены дневные суммы суммарной солнечной радиации, приходящей на горизонтальную поверхность ($\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$), отражающие валовой потенциал использования территории независимо от погодных условий.

Солнечные ресурсы, поступающие на земную поверхность, существенно изменяются по временам года. Можно выделить три периода:

- летний (июнь, июль, август);
- межсезонный (март, апрель, май, сентябрь, октябрь, ноябрь);
- зимний (декабрь, январь, февраль).

В летний период вся территория Волгоградской обл. обладает значительными ресурсами солнечной энергетики. В межсезонный период юго-восточная часть продолжает получать достаточное количество солнечной радиации. И только в зимний период наблюдается нехватка солнечной энергии.

Для оценки ветряного потенциала используются средние скорости ветра по данным наземных наблюдений на метеостанциях и данным NASA SSE на высоте 10 и 50 м ($\text{м}/\text{с}$), а также данные о повторяемости скорости ветра на высоте 50 м, которые позволяют сформировать структуру преобладающих ветров и их распределение на территории Волгоградской области.

Для оценки валового потенциала Волгоградской обл. можно использовать данные годового удельного валового потенциала энергии ветра, проанализировав которые можно подготовить данные для выбора ветровых установок (ВУ).

Использование данных наземных метеорологических станций для уточнения солнечно-ветряных ресурсов на примере г. Волгограда

Для получения более подробных данных потенциала территории для возможности использования КСВЭУ были использованы архивные данные о погоде, зафиксированные на метеорологической станции Гумрак г. Волгограда (широта: $48^{\circ}47'$, долгота: $44^{\circ}21'$, высота над уровнем моря: 147 м). Измерения на станции проводились ежедневно каждые три часа (в 00:00, 03:00, 06:00, 09:00, 12:00, 15:00, 18:00, 21:00) [7].

Для анализа был выбран десятилетний период наблюдений с апреля 2006 по апрель 2016 года. Всего за этот период станцией было произведено 30013 измерений, включающих более 10-ти показателей о состоянии погоды в определенный момент времени.

Для получения более актуальных сведений для прогнозирования возможности использования территории в целях развития ВИЭ в разные времена года данные были разделены для анализа на периоды:

- летний (июнь, июль, август);
- межсезонный (март, апрель, май, сентябрь, октябрь, ноябрь);
- зимний (декабрь, январь, февраль).

Так же для возможности определения взаимного комбинированного использования солнечно-ветровых установок данные были разделены на две временные группы:

- дневное время: 09:00, 12:00, 15:00, 18:00 часов;
- ночное время: 21:00, 00:00, 03:00, 06:00 часов.

Основные показатели для анализа включали:

1) временные показатели – год, месяц, день, время.

2) скорость ветра ($\text{м}/\text{с}$) – для определения ветрового потенциала территории.

3) направление ветра – для ориентации ВУ.

4) данные об облачности – для определения затененности неба:

- 0% – облаков нет;
- 0-50% – переменная облачность;
- 60-90% – сильная облачность;
- 100% полное затенение;

Результаты анализа метеорологических данных можно разделить на две группы:

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

1) определение ветрового режима территории для использования ВУ;

2) определение потенциала территории для комбинированного использования солнечно-ветровых установок.

Определение ветрового режима территории позволяет определить потенциал для выработки энергии. Значения скоростей ветра с точки зрения возможности выработки электроэнергии можно распределить на диапазоны:

- нерабочий – 0-2 м/с (штиль, слабый ветер);
- минимальный рабочий – 3-4 м/с;
- оптимальный рабочий – от 5 м/с;
- критический – более 25 м/с.

Структура анализа скорости ветра по метеорологическим данным включает:

- повторяемость в расчетный период;
- данные в летний период (дневное, ночное время);
- данные в межсезонный период (дневное, ночное время);
- данные в зимний период (дневное, ночное время).

Повторяемость скорости ветра представлена на графике (рис. 1), на котором отражено процентное соотношение скоростей ветра в период измерений, и позволяет оценить потенциал ветряной энергии:

- нерабочий ветряной диапазон на протяжении всего периода составляет 15%;
- минимальный ветряной потенциал – 33%;
- оптимальный диапазон – 52%, при этом наиболее благоприятные скорости ветра для выработки электроэнергии от 5-10 м/с составляют 47%.
- критические скорости ветра, нарушающие работу ВУ более 25 м/с – встречаются менее 0,1%.

Можно сделать вывод, что общий ветряной потенциал территории достаточно высокий, стабильный и благоприятный для развития ВУ в целях выработки электроэнергии.

Для возможного комбинированного использования солнечно-ветряной энергии анализ данных распределен по группам: на периоды (летний, межсезонный, зимний) и время суток: дневное и ночное. Данные позволяют увидеть

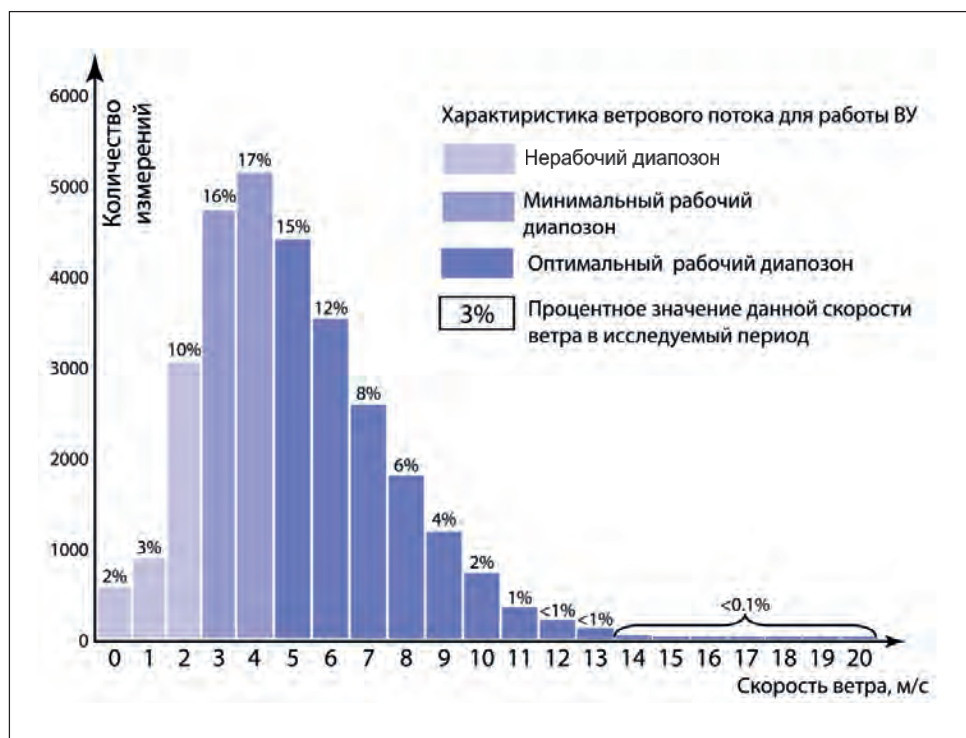
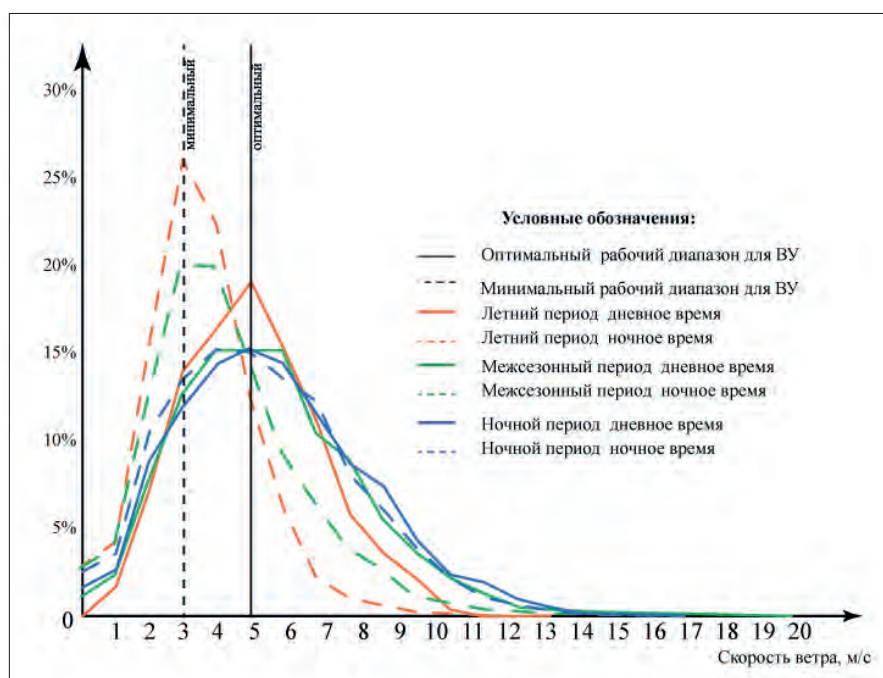


Рис. 1. Процентное соотношение скоростей ветра



Источник: по данным метеостанции аэропорта г. Волгограда.

Рис. 2. Процентное соотношение скоростей ветра на высоте 10 м в различные времена года (2006-2016 гг.)

изменение соотношения скоростей ветра при различных временах года и суток:

для летнего периода с июня по август:

- нерабочий ветряной диапазон менее 10% (дневное время) и 23% (ночное время);
- минимальный ветряной потенциал – 29% (дневное время) и 49% (ночное время);
- оптимальный диапазон – 61% (дневное время) и 28% (ночное время);

в межсезонный период:

- нерабочий ветряной диапазон менее 11% (дневное время) и 17% (ночное время);
- минимальный ветряной потенциал – 27% (дневное время) и 40% (ночное время);
- оптимальный диапазон – 62% (дневное время) и 43% (ночное время);

в зимний период:

- нерабочий ветряной диапазон менее 14% (дневное время) и 15% (ночное время);
- минимальный ветряной потенциал – 26% (дневное время) и 28% (ночное время);
- оптимальный диапазон – 60% (дневное время) и 57% (ночное время).

Так же можно увидеть тенденцию увеличения доли минимальных скоростей в 3-4 м/с в ночное время – это означает, что наряду с выработкой

энергии ВУ снижается уровень шума в ночное время, что особенно актуально при размещении ВУ вблизи жилой застройки, особенно в летний период (рис. 2).

Определение затененности территории позволяет выявить потенциал для выработки солнечной энергии. Количество солнечной энергии, поступающей на земную поверхность, в значительной степени зависит от затененности территории облаками. Уровень облачности влияет на производительность солнечных установок (СУ) следующим образом:

- облачность 0% (облаков нет) – 100% выработка энергии;
- переменная облачность (10-50%) – 50-80% от возможной выработки энергии;
- сильная облачность (60-90%) – 20-30% от возможной выработки энергии;
- полное затенение (100%) – 0% выработанной энергии.

Анализ данных об облачности необходим для определения потенциала выработки энергии СУ. В связи с этим использовались дневные показатели (с 09:00 до 18:00) в 2006-2016 гг., по данным метеостанции аэропорта г. Волгограда.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

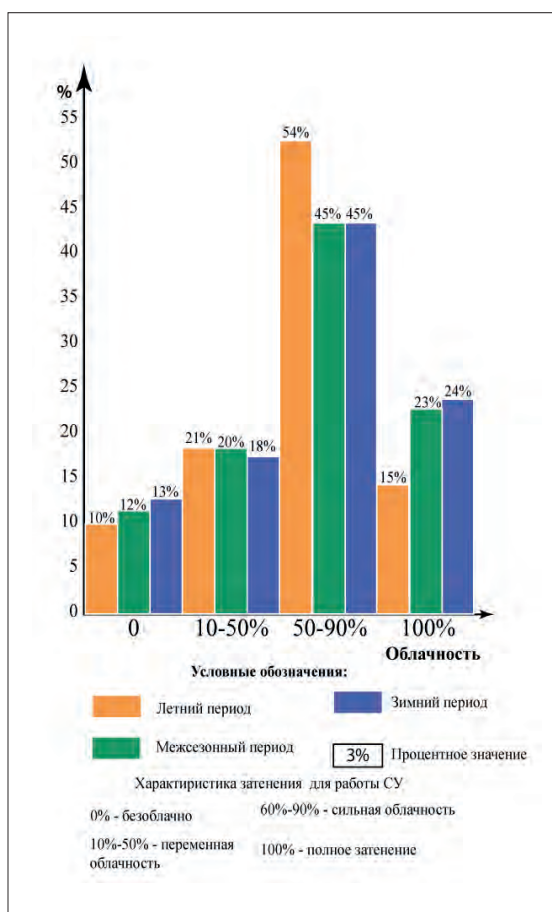


Рис. 3. Процентное соотношение затененности в дневное время

Определение процентного соотношения затененности включает три временных периода: летний, межсезонный, зимний (рис. 3).

Можно определить средние показатели затенения:

- безоблачность составляет около 12%;
- переменная облачность около 20%;
- сильная облачность около 50%;
- полное затенение около 18%.

Это значительно снижает валовой потенциал территории для возможности выработки энергии СУ.

Для оценки изменений можно выделить характерные преобладающие скорости ветра: 3 м/с (минимальный рабочий диапазон для ВУ) и 5 м/с (оптимальный рабочий диапазон для ВУ).

В приведенной таблице можно наблюдать, как изменяется процентное соотношение скоростей ветра 3 и 5 м/с при изменении уровня облачности:

- повторяемость скорости ветра 3 м/с снижается с увеличением облачности;
- при безоблачной погоде наблюдается преобладание повторяемости скорости ветра 3 м/с, с появлением же облаков наблюдается увеличение повторяемости скорости ветра 5 м/с.

Проанализировав ситуацию, можно выявить предпосылки к развитию возобновляемых источников энергии в регионе.

1. Благоприятные природно-климатические условия для развития ВИЭ.

2. Наличие положительного зарубежного опыта работы и связей с зарубежными партнерами в

Изменение повторяемости скорости ветра при различном уровне облачности

Скорость ветра в различные времена года	Уровень облачности			
	Безоблачно (0%)	Переменная облачность (10-50%)	Сильная облачность (10-50%)	Полное затенение (100%)
Летний период:				
3м/с	18%	14%	10%	14%
5м/с	17%	17%	14%	17%
Межсезон. период:				
3м/с	15%	14%	12%	10%
5м/с	15%	17%	15%	15%
Зимний период:				
3м/с	16%	13%	10%	9%
5м/с	13%	19%	16%	14%

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

лице передовых мировых производителей оборудования и технологий «чистой» энергии.

3. С начала 1980-х годов в Волгоградской обл. были проведены исследования демонстрирующие эффективность и приемлемость развития в регионе ВИЭ.

4. Нестабильные мировые цены на энергоносители негативно влияют на экономику нашей страны. Вместе с тем широкое применение технологий ВИЭ в странах Европы, делает эти страны более независимыми от импорта российских энергоресурсов.

5. В экологии региона есть ряд проблем, решение которых возможно с развитием ВИЭ в топливно-энергетическом комплексе.

Для эффективной организации использования ВИЭ в ТЭК необходимо решить ряд вопросов:

- оценить потенциал возобновляемых энергоресурсов в зоне размещения объектов электрификации и выделить приоритетных видов природной энергии;
- провести уточнение солнечно-ветровых показателей, проанализировав данные наземных метеорологических станций.

Комплексное планомерное решение этих вопросов позволит увеличить темпы развития региональной энергетики на основе ВИЭ, достигнуть значений превосходящих возрастающие потребности в электро- и тепловой энергии.

Предложения по использованию ВИЭ в регионе связаны с реализацией потенциала ветровой и солнечной энергии Волгоградской обл. путем создания комбинированных солнечно-ветровых энергетических установок с подключением в общую сеть для обеспечения теплом, горячим водоснабжением и электроэнергией жилого сектора области.

ЛИТЕРАТУРА

1. Регионы России. Социально-экономические показатели – 2010: Стат. сб. М.: Росстат, 2010. 996 с.

2. Схема и программа развития электроэнергетики Волгоградской области на период 2013-2017 гг. Волгоград, 2013.

3. Волгоградская область – 2010: Стат. ежегодник. Волгоград: Волгоградстат, 2011. 816 с.

4. Атлас ветрового и солнечного климатов России. СПб: Изд-во им. А.И. Воейкова, 1997. 173 с.

5. И.П. Расторгуев, А.Н. Неижмак. Методика оценки климатического потенциала солнечной и ветровой энергии // Гелиогеофизические исследования. № 9. 2014. С. 150 -160.

6. Портал ГИС «Возобновляемые источники энергии». URL: <http://gisre.ru/>.

7. Архив погоды станции № 34560 (Гумрак, г. Волгоград), 2006-2016.

Поступила в редакцию
16.04.2016 г.

V.V. Dudnikov²

ASSESSMENT OF NATURAL FUEL AND ENERGY COMPLEX POTENTIAL OF THE VOLGOGRAD REGION FOR BETTER ENVIRONMENTAL SAFETY

The article considers the current fuel and energy complex impact on the region ecology. The natural potential of the region is evaluated for combined solar-wind power plant application.

Key words: ecology, renewable energy sources, solar energy, wind energy, fuel and energy complex.

² Vladimir V. Dudnikov – post-graduate student of the Green Building and Urban Economy Department of the Volgograd State University of Architecture and Civil Engineering, qualified engineer, e-mail: dudnikovrabota@mail.ru

УДК 621.311 (470+571)

И.А. Соловьева, А.П. Дзюба¹

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ НА РЕГИОНАЛЬНОМ УРОВНЕ ПО ПОКАЗАТЕЛЯМ ВОЛАТИЛЬНОСТИ СПРОСА

Статья посвящена исследованию характеристик спроса на электропотребление на региональном уровне в рамках ЕЭС России. Проведен анализ различных временных периодов изменения спроса на электропотребление. С помощью предложенных показателей анализа спроса на электропотребление представлены результаты исследования характеристик спроса на уровне регионов России. Описаны выявленные особенности изменения характеристик спроса на электропотребление на региональном уровне. Результатом исследования является группировка регионов по уровню волатильности спроса, позволяющая разрабатывать решения в сфере управления спросом на электропотребление.

Ключевые слова: электропотребление, управление спросом, энергоэффективность, энергозатраты, энергосистема, регионы, мезоуровень.

Одним из ключевых элементов стратегического развития большинства развитых и развивающихся стран мира является энергосбережение и повышение энергетической эффективности. За последнее десятилетие выполнено достаточно много исследований посвященных вопросу снижения затрат на потребление энергетических ресурсов. Однако, по нашему мнению, достаточно мало внимания уделяется проблеме сокращения спроса на электропотребление, эффект от которого может быть сопоставим по величине с результатами реализации широкомасштабных программ энергосбережения.

Особенностью процессов электроэнергетического производства является необходимость обеспечения мгновенного баланса между параметрами спроса и предложения (производства электроэнергии). В случае рассогласования параметров мгновенного баланса между спросом и производством ухудшаются показатели качества электроэнергии, что приводит к авариям в электроэнергетической системе и некачественной работе электроустановок потребителей. Учитывая, что в электроэнергетической системе отсутствует возможность контроля и ограничения спроса на электропотребление каждого потребителя, количество которых может достигать нескольких сотен тысяч, спрос на электропотребление ничем не ограничивается. В связи

с этим для обеспечения мгновенного баланса объемы выработки электроэнергии вынужденно подстраиваются под параметры спроса всех потребителей энергосистемы.

Для всех типов потребителей электрической энергии графики спроса на электропотребление характеризуются волатильностью, которая связана со сменой продолжительности светового дня, изменением температуры воздуха, производственной программой промышленных предприятий, социально-экономическими циклами домашних хозяйств. Как следствие – графики загрузки генерирующих объектов, обеспечивающих производство электроэнергии для нужд покрытия спроса, также являются изменчивыми.

Неравномерный характер спроса на электропотребление приводит к возникновению в энергетической системе ряда существенных проблем. Если часть электростанций производит работу в круглосуточном режиме, покрывая постоянную часть спроса энергосистемы, то загрузка других осуществляется только в зимние периоды либо производят выработку электроэнергии, покрывая только периоды суточных максимумов или замещают выработку электроэнергии генерирующих объектов, находящихся в ремонте. Также, учитывая постоянную неопределенность изменения графиков спроса на

¹ Ирина Александровна Соловьева – доцент кафедры финансы, денежное обращение и кредит, Институт «Высшая школа экономики и управления» Южно-Уральского государственного университета, к.э.н., e-mail: dubskih@mail.ru
Анатолий Петрович Дзюба – кафедра финансы, денежное обращение и кредит, Институт «Высшая школа экономики и управления» Южно-Уральского государственного университета, к.э.н., e-mail: dzyuba-a@yandex.ru

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

электропотребление, часть генерирующих мощностей электроэнергетической системы должна постоянно находиться в горячем резерве, и в случае возможных изменений параметров спроса оперативно включиться в работу. Величина постоянного горячего резерва в ЕЭС России составляет 15% от планируемого спроса [1]. В периоды спада спроса вынужденный избыток генерирующих мощностей должен поддерживаться в работоспособном состоянии; на объектах, находящихся в резерве, выполняются текущие и капитальные ремонты, поддерживаются запасы топлива, круглогодично сохраняется штатная численность персонала.

Наряду с генерирующим комплексом электросетевая инфраструктура также вынуждена оплачивать изменчивость спроса на электропотребление. Электросетевой комплекс ЕЭС, в который входят линии электропередач, трансформаторы и коммутационная аппаратура, имеет расчетный запас, учитывающий возможную неравномерность спроса. Вынужденный запас прочности оборудования обуславливает повышение как инвестиционных затрат на его закупку и монтаж, так и затрат на обслуживание и ремонт на протяжении всего жизненного цикла эксплуатации оборудования. Кроме того, неравномерность спроса на электропотребление повышает вероятность аварий на электросетевых объектах, а также сокращает срок эксплуатации электросетевого оборудования.

Все эти затраты энергетического комплекса на содержание генерирующих и электросетевых мощностей, обеспечивающих работу в условиях неравномерности спроса, являются значительными как в натуральном, так и в стоимостном выражении и оплачиваются всеми потребителями электроэнергетической системы. Поверхностные расчеты показывают, что снижение спроса на электропотребление на 1% может сэкономить для потребителей ЕЭС России сумму, порядка нескольких миллиардов рублей в год, что может ощутимо сократить стоимость каждого киловатт-часа электроэнергии.

Таким образом, с нашей точки зрения, в современных экономических условиях высокую актуальность имеет проблема снижения волатильности спроса как в рамках отдельного предприятия, так и в масштабах всей страны.

Для решения проблемы высокой волатильности спроса на электропотребление в масштабах ЕЭС России необходимо решить ряд следующих задач.

1. Оценить степень волатильности спроса на электропотребление в рамках различных периодов. Выявить особенности и тенденции изменения спроса в рамках различных периодов. Определить наиболее значимые временные периоды для устранения неравномерности спроса на электропотребление на уровне ЕЭС.

2. Проанализировать степень изменения спроса на различных уровнях электропотребления – ЕЭС, ОЭС, РЭС, отдельные потребители электроэнергии. Определить уровни электропотребления, вносящие наиболее существенный вклад в изменение спроса на электропотребление.

3. Провести группировку потребителей электроэнергии. Выявить группы потребителей, в наибольшей степени влияющих на изменение спроса на электропотребление как в рамках временных диапазонов, так и на различных уровнях энергетической системы, что позволит обозначить значимые группы потребителей для целей управления спросом.

4. Выполнить территориальную классификацию России по характеристикам изменения спроса на электропотребление. Выявить территории для первоочередного управления спросом с целью получения наиболее значительного эффекта на уровне ЕЭС России.

5. Разработать программы управления спросом на электропотребление с учетом выявленных наиболее значимых временных интервалов изменения спроса, уровней электропотребления, специфики групп потребителей электроэнергии, а также наиболее значимых территорий для управления спросом на электропотребление.

В соответствии с поставленными задачами нами проведено исследование показателей волатильности спроса на электропотребление на различных уровнях ЕЭС России. Информационной базой исследования стали данные о фактических почасовых годовых графиках электропотребления на уровне ЕЭС России, а также на мезоуровне за 2014 год. Исследование показателей волатильности спроса на уровне регионов позволит выявить региональные особенности спроса, причины волатильности, разрабо-

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

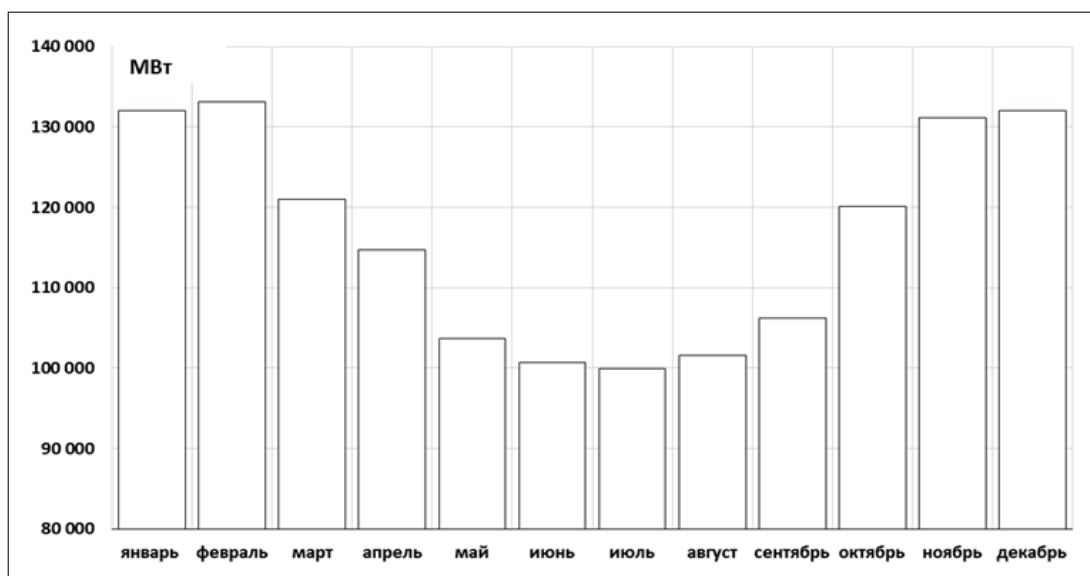


Рис. 1. Годовой график среднечасовых значений спроса на электропотребление ЕЭС России за 2015 год по месяцам

тать управленческие решения, позволяющие сократить существующий объем спроса как на мезоуровне (регионов), так и страны в целом. В анализе использовались данные почасового электропотребления только тех 65-ти субъектов федерации, которые входят в состав ценовых зон оптового рынка электроэнергии России [2].

Спрос на электропотребление делится на три основных периода: годовой, недельный и суточный. Целесообразно проанализировать волатильность спроса в рамках каждого временного периода. На рис. 1 представлена динамика годового спроса на электропотребление ЕЭС России в месячной разбивке [3].

Как видно, спрос на электропотребление характеризуется выраженной сезонностью, что в наибольшей степени вызвано изменением температуры воздуха и продолжительности светового дня. Для обеспечения зимнего спроса на электропотребление по сравнению с летним периодом ЕЭС России необходимо содержать в резерве порядка 34 ГВт генерирующих мощностей, или 33% от летней нагрузки электропотребления страны. Учитывая объем электропотребления России, являющийся третьим в рейтинге стран мира по этому показателю [4], величина резервов сезонного спроса является просто огромной и по возможности необходимо сокра-

щать разрыв между требуемыми мощностями в зимнее и летнее время.

Недельный спрос на электропотребление в ЕЭС России также имеет высоко волатильный характер (рис. 2). Величина спроса на электропотребление в выходные дни значительно ниже, чем в будни. Различие спроса между рабочими и выходными днями связано с графиками работы промышленных предприятий и изменением социально-экономических циклов домашних хозяйств. Величина среднесуточного электропотребления в выходные дни снижается по сравнению с рабочими примерно на 5%, что в разрезе ЕЭС России составляет порядка 7 ГВт потребляемой мощности.

Суточный почасовой спрос на электропотребление ЕЭС России представлен на рис. 3. Несмотря на расположение территории страны в 11-ти часовых зонах, позволяющих выполнять переток электрических мощностей из зон с минимальной фазой суточного графика в зоны с максимальными нагрузками, почасовой суточный график электропотребления ЕЭС России остается высоковолатильным и в суточном разрезе. Почасовая суточная динамика спроса характеризуется ночным минимумом, утренним полупиком, утренним и вечерним максимумами [5]. Величина размаха вариации между суточным максимумом P_{max} и суточным миниму-

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

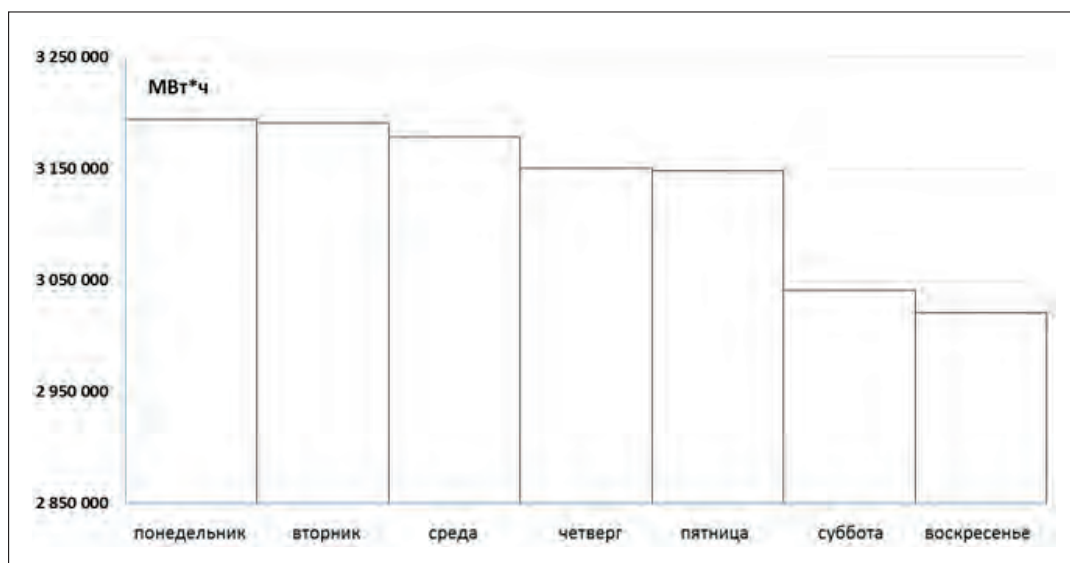


Рис. 2. Недельный график среднечасовых значений спроса на электропотребление ЕЭС России, 9-15 февраля 2015 года

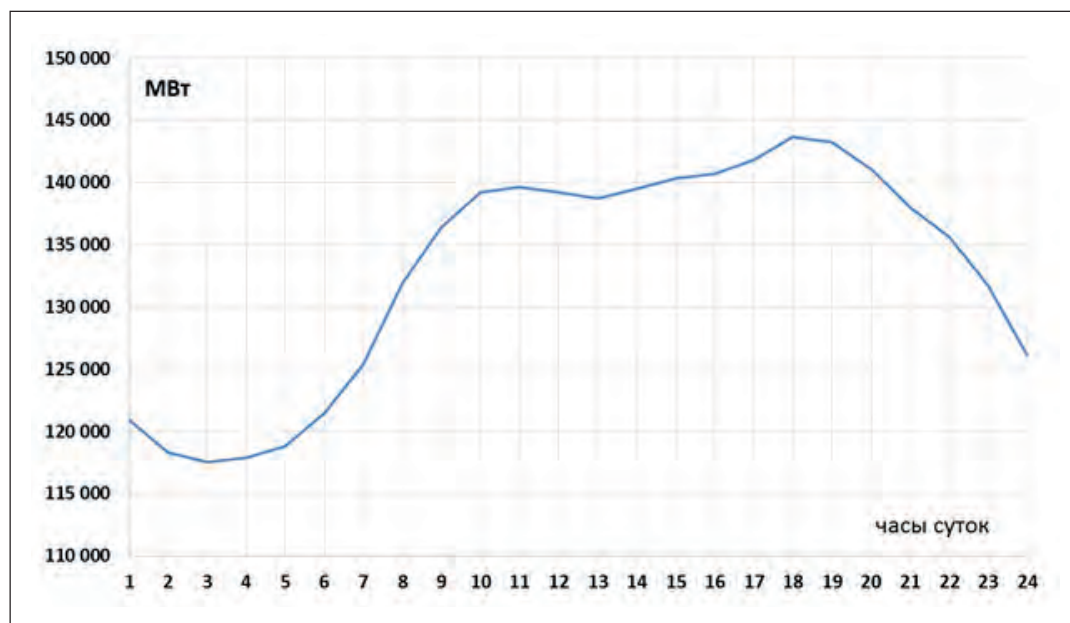


Рис. 3. Суточный график почасового спроса на электропотребление ЕЭС России за 17 декабря 2015 года

мом P_{min} составляет 26 ГВт, или по сравнению с суточным минимумом – 22%.

Таким образом, исследование показало, что наиболее значительная волатильность спроса в ЕЭС России наблюдается на годовом и суточном временных интервалах. В связи с этим дальнейшие исследования волатильности спроса на

электропотребление на уровне регионов проводились на основе двух временных периодов – годового и суточного.

Спрос на электропотребление на уровне региона представляет собой суммарное электропотребление всеми потребителями, расположенными на его территории. Характеристики

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

электропотребления регионов России имеют существенные отличия между собой. Это выражается как в различии суммарных объемов потребления электроэнергии (величина различия по объему электропотребления для некоторых регионов различается более чем в 100 раз), так и в разной структуре электропотребления между группами потребителей (промышленность, сельское хозяйство, строительство, услуги, население и пр.).

На рис. 4 на примере графиков продолжительности электрических нагрузок представлены изменения годового спроса на электропотребление в различных регионах России. Данные регионы наиболее наглядно отражают различия характеристик индивидуальных региональных графиков. Как видно, годовой спрос на электропотребление регионов отличается не только по величине нагрузок, но и по индивидуальной форме графиков, то есть распределению времени работы под различными нагрузками.

Характеристики суточного спроса на электропотребление для различных регионов Рос-

сии также имеют существенные отличия. На рис. 5 представлены графики почасовых величин спроса на электропотребление для нескольких регионов России. Суточный спрос на электропотребление в регионах, также как и годовой, отличается не только объемами, но и характеристиками внутрисуточной структуры.

Для исследования характеристик волатильности спроса в рамках годового временного периода нами предложен показатель – коэффициент волатильности годовых нагрузок, который рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{Вол}} = \bar{P}_{\min 10\%} / \bar{P}_{\max 10\%} \quad (1)$$

где: $K_{\text{вол}}$ – коэффициент волатильности годовой нагрузки;

$\bar{P}_{\min 10\%}$ – средняя мощность в интервале 10% часов минимальной годовой нагрузки;

$\bar{P}_{\max 10\%}$ – средняя мощность в интервале 10% часов максимальной годовой нагрузки.

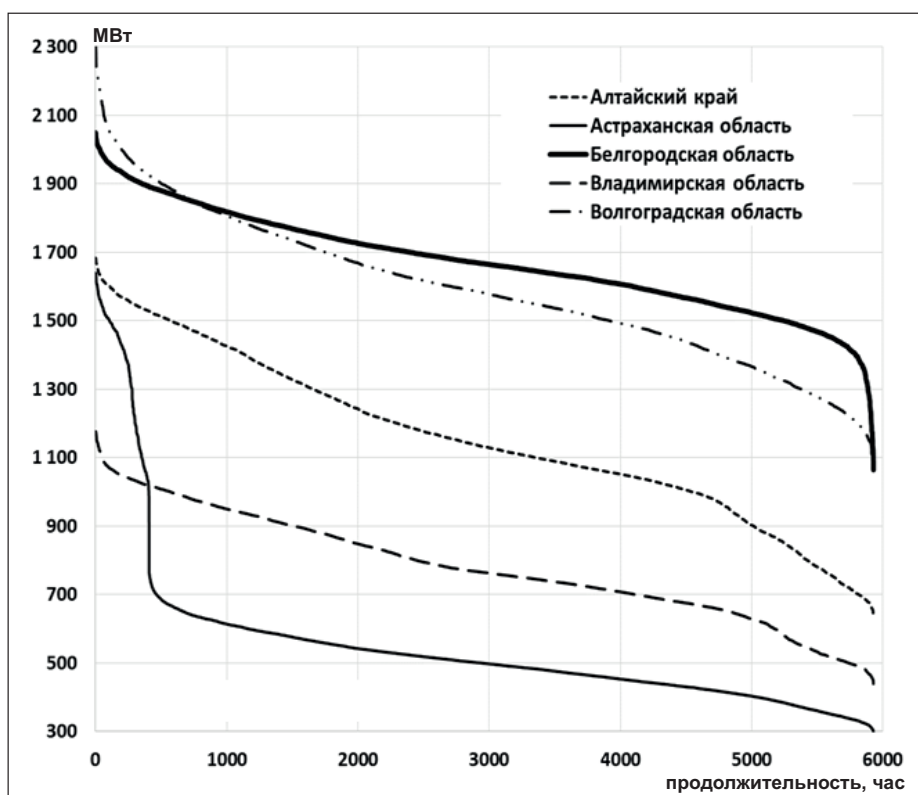


Рис. 4. Примеры годовых графиков продолжительности электрических нагрузок некоторых регионов России в рабочие дни 2015 года

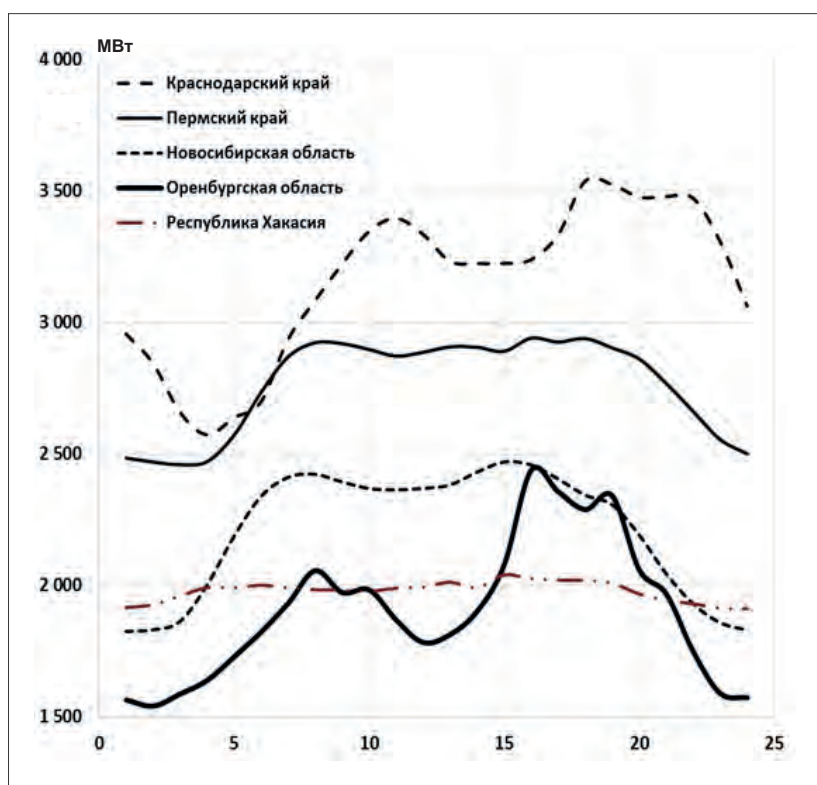


Рис. 5. Почасовая величина графиков спроса на электропотребление некоторых регионов России за 17 декабря 2015 года

Значение коэффициента волатильности годовых нагрузок измеряется в диапазоне от 0 до 1. Приближение значения показателя к 0 свидетельствует о высокой волатильности графиков годового спроса на электропотребление, и наоборот – чем ближе показатель к 1, тем волатильность годового спроса на электропотребление ниже.

Результаты расчетов и анализа коэффициентов волатильности годовых нагрузок для регионов РФ позволили сделать ряд значимых выводов. Величина коэффициента волатильности годовой нагрузки изменяется от 0,27 (Республика Тыва) до 0,84 (Республика Хакасия). Средняя величина коэффициента волатильности годовой нагрузки для исследованных регионов составила 0,55. Такие показатели наблюдаются, например, у Иркутской, Нижегородской и Саратовской областей (рис. 6).

Для выявления особенностей волатильности и структуры регионального суточного спроса на электропотребление необходимо исследовать волатильность суточного спроса в разрезе разных времен года.

Неравномерность почасового суточного спроса на электропотребление можно описать и проанализировать при помощи такого показателя, как *коэффициент заполнения графика нагрузок* (в некоторых источниках коэффициент нагрузки) [6].

$$K_{\text{Заполнения}} = \frac{\bar{P}_{\text{сутки}}}{P_{\text{max}_{\text{сутки}}}} \quad (2)$$

где: $K_{\text{заполнения}}$ – коэффициент заполнения суточного графика нагрузки;

$\bar{P}_{\text{сутки}}$ – среднечасовая мощность за исследуемые сутки;

$P_{\text{max}_{\text{сутки}}}$ – максимальная часовая мощность за исследуемые сутки.

Данный коэффициент измеряется от 0 до 1. Чем выше показатель приближен к значению 1, тем меньше характеристика волатильности суточного спроса на электропотребление, и, наоборот – при приближении показателя коэффициента заполнения суточного графика нагрузки к 0 характер волатильности суточного графика выше.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

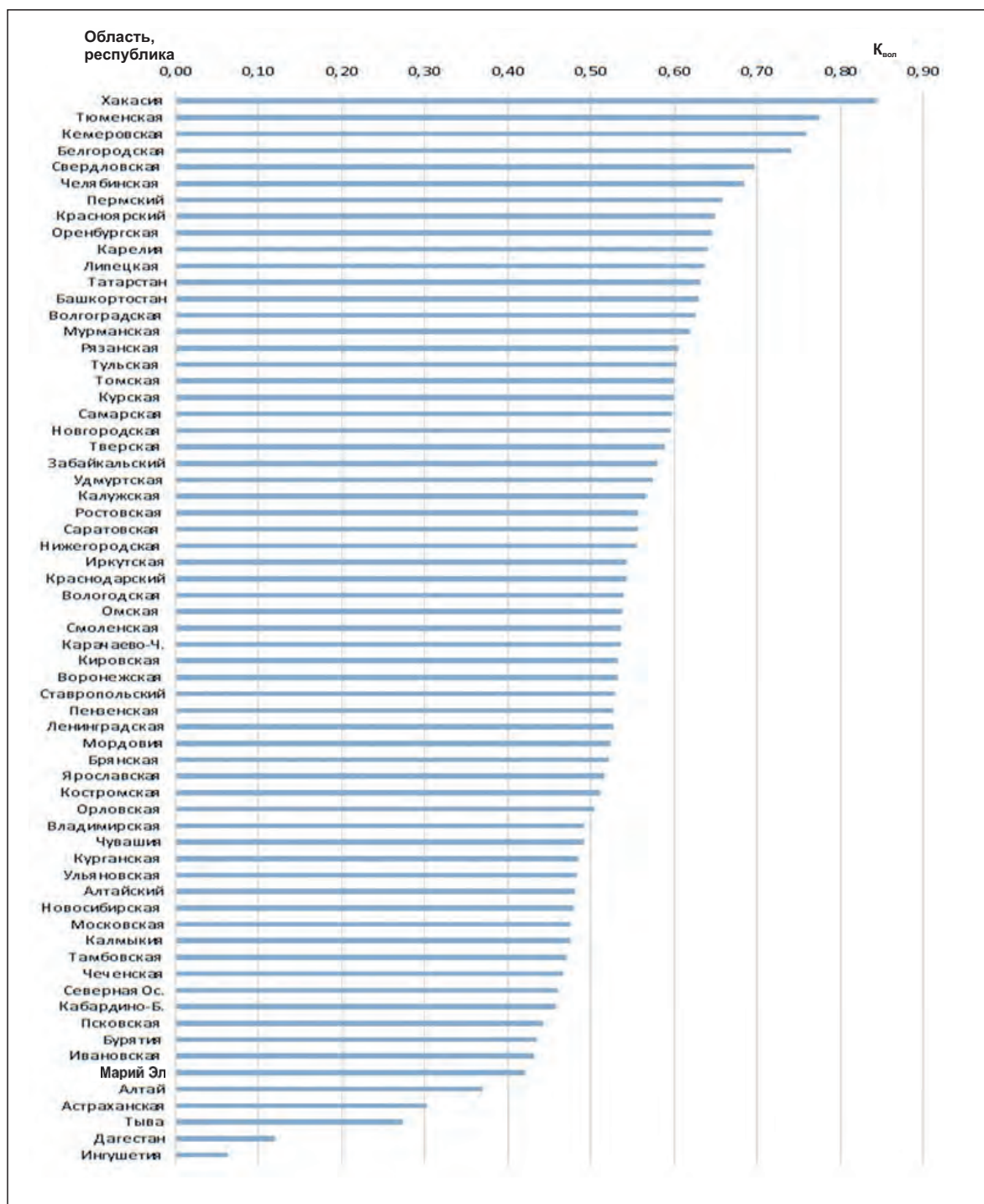


Рис. 6. Диаграмма коэффициентов волатильности годовых нагрузок регионов
России в рабочие дни 2014 года

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

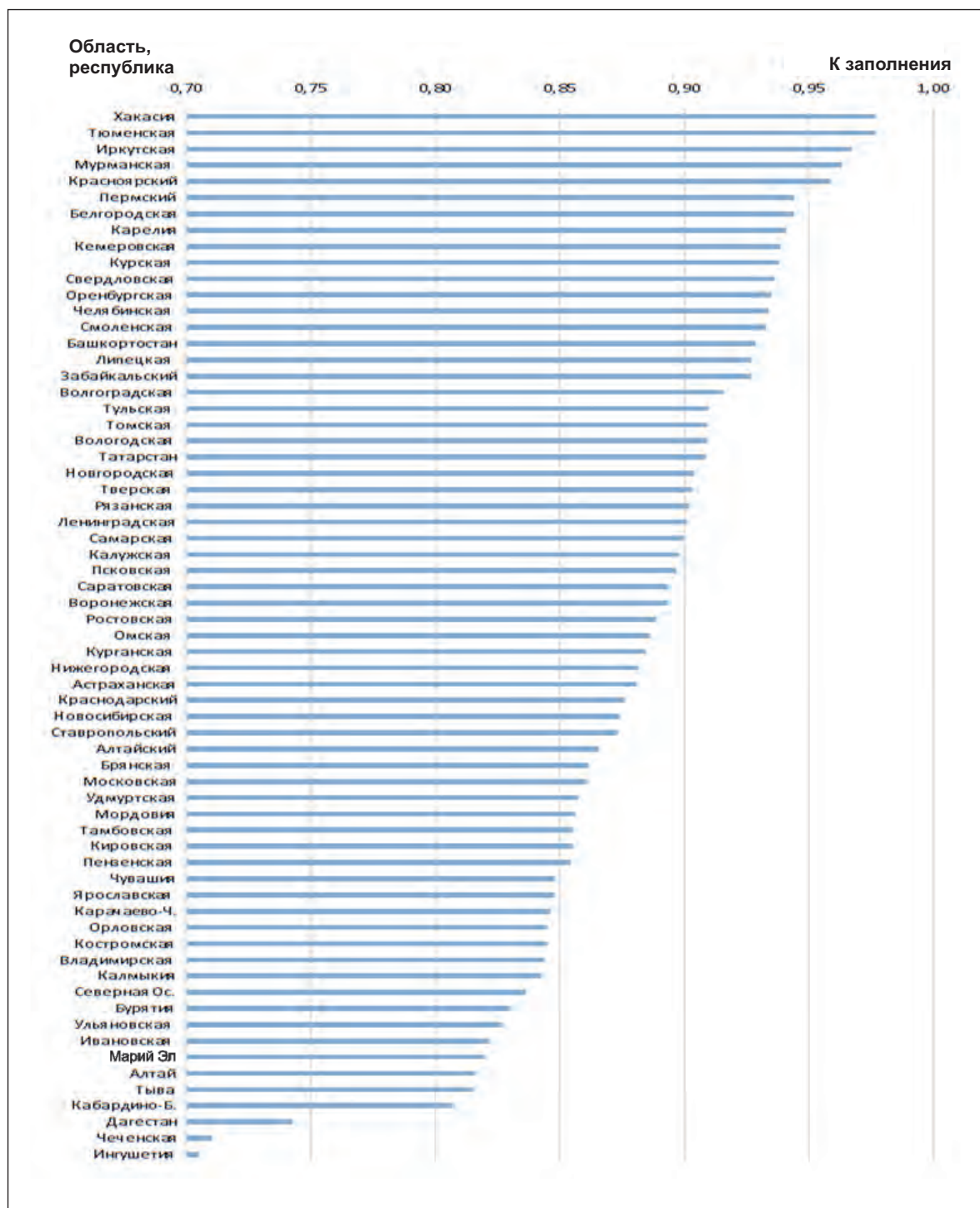


Рис. 6. Диаграмма коэффициентов заполнения суточных графиков нагрузок регионов России в рабочий день 18 июня 2014 года

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Исследование характеристик суточного спроса на электропотребление регионов производилось на основе типовых дней 18 июня 2014 г. и 17 декабря 2014 года. Анализ показал, что в рамках летнего периода самая высокая волатильность суточного почасового спроса на электропотребление наблюдалась у Республик Ингушетия, Дагестан, Кабардино-Балкария, Тыва, коэффициенты заполнения которых составляют от 0,7 до 0,8. Наиболее стабильные графики суточного спроса наблюдаются у Иркутской, Тюменской, Мурманской областей и Республики Хакасия, значения коэффициентов заполнения которых составляют 0,96-0,97. Среднее значение показателя коэффициента заполнения среди регионов России составляет 0,88 (рис. 7).

Изменения коэффициента заполнения суточного графика нагрузки в периоды зима-лето для рассматриваемых регионов представлены на рис. 8. Как видно из диаграммы, в некоторых регионах, например – Оренбургской и Курганской областях, в зимний период наблюдается существенное увеличение волатильности суточного спроса. В иных же регионах, например – в Республике Ингушетия, Чеченской Республике, Дагестане, Ярославской области, наоборот, в зимний период волатильность суточного графика существенно снижается. Проведенный анализ позволяет констатировать, что для различных регионов коэффициент заполнения суточного графика нагрузки в зависимости от времени года изменяется по-разному, как по величине изменения, так и по направлению.

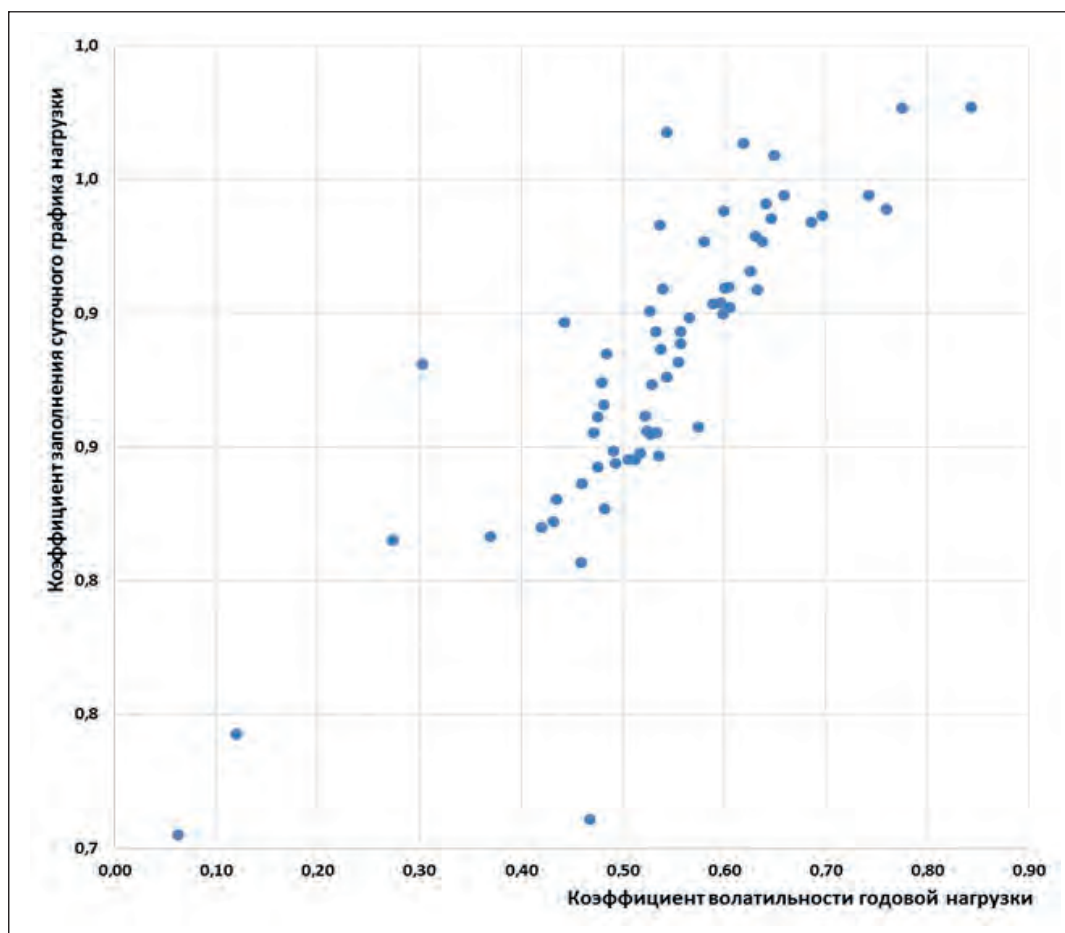


Рис. 7. Диаграмма корреляционной связи между коэффициентами волатильности годовой нагрузки и заполнения суточного графика нагрузки

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

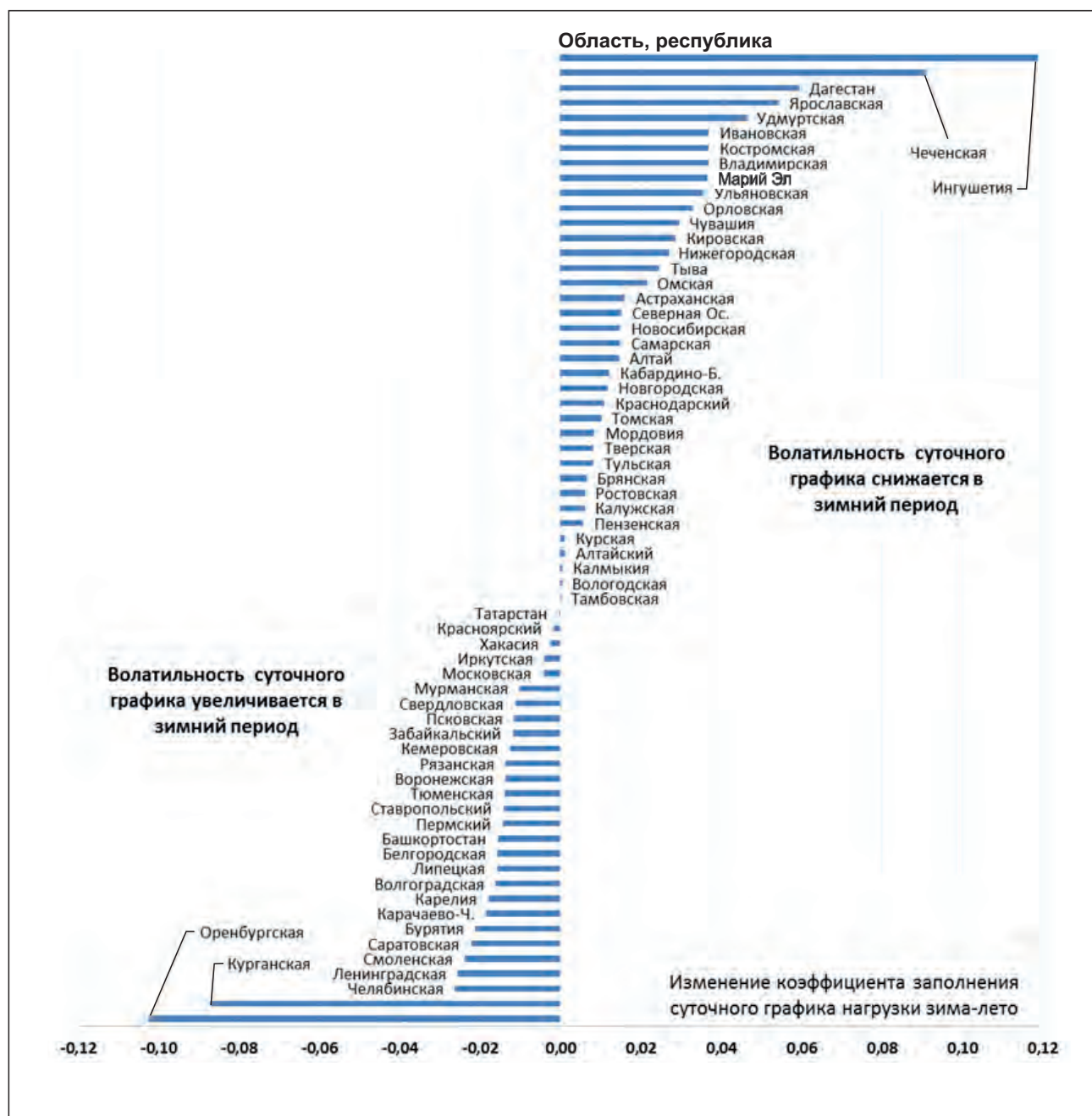


Рис. 8. Диаграмма изменения коэффициента заполнения суточного графика нагрузки в период зима-лето

На основании выявленных параметров волатильности спроса на электропотребление регионов для целей разработки индивидуальных региональных программ сокращения спроса на электропотребление была выполнена их группировка по исследованным признакам (см. табл.).

Как видно из результатов таблицы, основная масса регионов РФ сконцентрирована в группах

2 и 3. Для данных групп характерны стабильные значения показателей коэффициентов волатильности годовых графиков нагрузки, значения которых находятся в диапазоне от 0,43 до 0,64. Распределение регионов между 2 и 3 группой обусловлено значением отклонения коэффициента волатильности от средней величины показателя.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Сводные показатели выделенных групп регионов

Группы	Регионы	Коэффициент волатильности годовой нагрузки	Коэффициент заполнения суточного графика нагрузки	Изменения коэффициента заполнения суточного графика нагрузки в период зима/лето
1	Белгородская область, Кемеровская область, Красноярский край, Оренбургская область, Пермский край, Республика Хакасия, Свердловская область, Тюменская область, Челябинская область	0,64-0,84	0,93-0,98	-0,1-0
2	Волгоградская область, Забайкальский край, Иркутская область, Карачаево-Черкесская Республика, Липецкая область, Мурманская область, Республика Башкортостан, Республика Карелия, Республика Татарстан, Рязанская область, Саратовская область, Смоленская область	0,53-0,64	0,85-0,97	-0,02-0
	Вологодская область, Калужская область, Кировская область, Краснодарский край, Курская область, Нижегородская область, Новгородская область, Омская область, Ростовская область, Самарская область, Тверская область, Томская область, Тульская область, Удмуртская Республика			0-0,046
3	Воронежская область, Курганская область, Ленинградская область, Московская область, Псковская область, Ставропольский край	0,43-0,53	0,71-0,9	-0,08-0
	Алтайский край, Брянская область, Владимирская область, Кабардино-Балкарская Республика, Костромская область, Новосибирская область, Орловская область, Пензенская область, Республика Калмыкия, Республика Мордовия, Республика Северная Осетия-Алания, Тамбовская область, Ульяновская область, Чеченская Республика, Чувашская Республика, Ярославская область			0-0,09
4	Республика Бурятия	0,06-0,43	0,7-0,88	-0,02
	Астраханская область, Ивановская область, Республика Алтай, Республика Дагестан, Республика Ингушетия, Республика Марий Эл, Республика Тыва			0,014-0,11

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Для группы 1 значения коэффициентов волатильности составляют от 0,64 до 0,84, что свидетельствует о низкой волатильности годового спроса на электропотребление. Сравнительный анализ показателей коэффициента заполнения суточного графика нагрузки для данной группы также подчеркивает низкие показатели волатильности суточного спроса. Кроме того, для всех регионов группы 1 характерно увеличение волатильности суточного графика нагрузки в летний период.

Для группы 4 значения коэффициентов волатильности являются сравнительно низкими, и составляют от 0,06 до 0,43, что свидетельствует о высокой волатильности годового спроса на электропотребление в данной группе. Значения коэффициента заполнения суточного графика нагрузки для данной группы также подчеркивает высокую волатильность суточного спроса. Для всех регионов группы характерно увеличение волатильности суточного графика в зимний период.

Таким образом, исследование динамики электропотребления по показателям волатильности спроса позволило сделать ряд выводов и выявить закономерности, существенные для разработки решений в сфере управления региональным спросом на электропотребление.

1. Спрос на электропотребление России характеризуется высокой волатильностью, что накладывает значительную дополнительную нагрузку на стоимость электроэнергии для всех групп потребителей вне зависимости от их отраслевой принадлежности, объемов и особенностей индивидуального графика электропотребления.

2. Периодами, в которых наблюдаются наиболее значительные изменения спроса на электропотребление, являются годовой и суточный. Недельный период изменения спроса на электропотребление не имеет существенного вклада в изменение спроса на электропотребление на уровне как регионов, так и ЕЭС в целом.

3. Показатели коэффициентов волатильности годовой нагрузки и заполнения суточного графика нагрузки позволяют анализировать и сравнивать характеристики годового и суточного спроса на электропотребление на уровне регионов.

4. Исследование показателей спроса на электропотребление в регионах выявило их существенную дифференциацию. При этом региональные показатели коэффициента волатильности годовой нагрузки и коэффициента заполнения суточного графика нагрузки демонстрируют прямую связь, свидетельствующую о том, что при высокой годовой волатильности спроса на электропотребление в регионе также наблюдается высокая суточная волатильность, и наоборот.

5. Региональные показатели коэффициента заполнения суточного графика нагрузки имеют тенденцию к изменению внутри года. При этом величины и направления изменений показателей различаются в региональном разрезе.

6. При разработке программ управления спросом на электропотребление на региональном уровне и страны в целом необходимо учитывать как выявленные особенности волатильности спроса для различных временных периодов, так и закономерности структурных сдвигов волатильности спроса, отражающие специфику отдельных регионов.

В качестве заключения можно констатировать, что выявленные закономерности и разработанная группировка регионов России по уровню спроса на электропотребление формирует платформу для дальнейших исследований проблематики неравномерности спроса на электропотребление, и является одной из отправных точек в исследованиях в области разработки новых решений в сфере управления спросом на электропотребление применительно к экономике России.

ЛИТЕРАТУРА

1. Постановление Правительства РФ № 854 от 27.12.2004 г. Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. URL: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102090365&rdk=&backlink=1>
2. Официальный интернет-сайт АО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии». URL: <http://www.atsenergo.ru/>
3. Официальный интернет-сайт Федеральной службы государственной статистики. URL: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/
4. International Energy Agency. Key word energy statistics. URL: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld_Statistics_2015.pdf
5. Иванов В.С., Соколов В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1987. 336 с.
6. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1984. 472 с.

Поступила в редакцию
21.07.2016 г.

I.A. Solovyova, A.P. Dzyuba²

**RESEARCH OF ELECTRICAL ENERGY CONSUMPTION DYNAMICS
AT THE REGIONAL LEVEL BY DEMAND VOLATILITY INDICATORS**

The article investigates characteristics of the demand for electrical energy consumption at the regional level within the United Energy System of Russia. Different periods of changes in demand for electrical energy consumption are reviewed. The proposed analysis indicators of demand for electrical energy consumption are used to present results of studying demand characteristics at the level of Russian regions. The article describes specific aspects of changes in demand characteristics for electrical energy consumption revealed at the regional level. As a result of research, the regions are grouped by the level of demand volatility to enable development of managerial decisions in the electrical energy consumption demand management.

Key words: electrical energy consumption, demand management, energy efficiency, energy consumption, energy system, regions, meso-level.

² Irina A. Solovyova – Associate Professor of the Finance, Monetary Circulation and Credit Department, «Higher School of Economics and Management» Institute of the South Ural State University, PhD in Economics, *e-mail:* dubskih@mail.ru
Anatoly P. Dzyuba – Finance, Monetary Circulation and Credit Department, «Higher School of Economics and Management» Institute of the South Ural State University, PhD in Economics, *e-mail:* dzyuba-a@yandex.ru

УДК 620.9:332

А.Е. Ерастов, О.В. Новикова¹

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ГЕОГРАФИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ РЕГИОНОВ НА УРОВЕНЬ РАСХОДОВАНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ НА ТРАНСПОРТНЫЕ НУЖДЫ КАК СОСТАВНОЙ ЧАСТИ ЭНЕРГОЕМКОСТИ ВРП

В статье рассматриваются аспекты влияния географических условий регионов на комплексный интегральный показатель энергетической эффективности региона – энергоемкость валового регионального продукта. Изложен инструментарий для оценки влияния географического фактора с использованием показателя, характеризующего географические особенности регионов, учитывающего влияние количества проживающего населения, а также миграционные процессы внутри региона.

Ключевые слова: валовой региональный продукт (ВРП), энергосбережение, программа энергосбережения, региональная политика энергосбережения.

В 2009 г. Президентом РФ была поставлена задача снизить энергоемкость валового внутреннего продукта (ВВП) Российской Федерации (РФ) к 2020 г. не менее чем на 40% к уровню 2007 г., в том числе за счет реализации существующего технологического потенциала энергосбережения, который консервативно оценивается в РФ в 350 млн т у.т. Успешное решение проблемы энергосбережения на уровне государства в целом и на региональном уровне, в частности, позволит высвободить огромные финансовые, трудовые и материальные ресурсы, отвлекаемые в топливно-энергетический комплекс, решить социально-экономические задачи надежного и качественного энергоснабжения экономики и населения [1].

Достижимость результата снижения энергоемкости ВВП в целом по стране невозможна без проведения соответствующих действий на региональном уровне, направленных на снижение валового регионального продукта, в том числе за счет реализации региональных программ энергосбережения. Данное направление получило свое развитие в Федеральном законе от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (ФЗ № 261) [1].

Так, в соответствии со ст. 7, 8 ФЗ № 261 «к полномочиям органов государственной власти субъектов РФ и органов местного самоуправления в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности относятся разработка и реализация региональных и муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, а также координация мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и контроль за их проведением бюджетными учреждениями, государственными унитарными предприятиями соответствующего субъекта РФ» и др. [1].

Показатель энергоемкости ВРП в соответствии с [2] является важным критерием для оценки уровня энергетической эффективности региона, в том числе показателем эффективности реализации региональной программы энергосбережения.

Для решения проблемы снижения уровня энергоемкости ВРП необходимо иметь представление о влиянии различных факторов на величину энергоемкости ВРП. Одними из важных факторов, на наш взгляд, являются географические особенности регионов, в частности площадь территории региона, расположение крупных городов и поселений внутри региона, а

¹ Александр Евгеньевич Ерастов – соискатель кафедры экономики и менеджмента в энергетике и природопользовании, Инженерно-экономический институт Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, e-mail: rastov@yandex.ru;
Ольга Валентиновна Новикова – доцент кафедры экономики и менеджмента в энергетике и природопользовании, Инженерно-экономический институт Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, к.э.н., e-mail: novikova-olga1970@yandex.ru.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

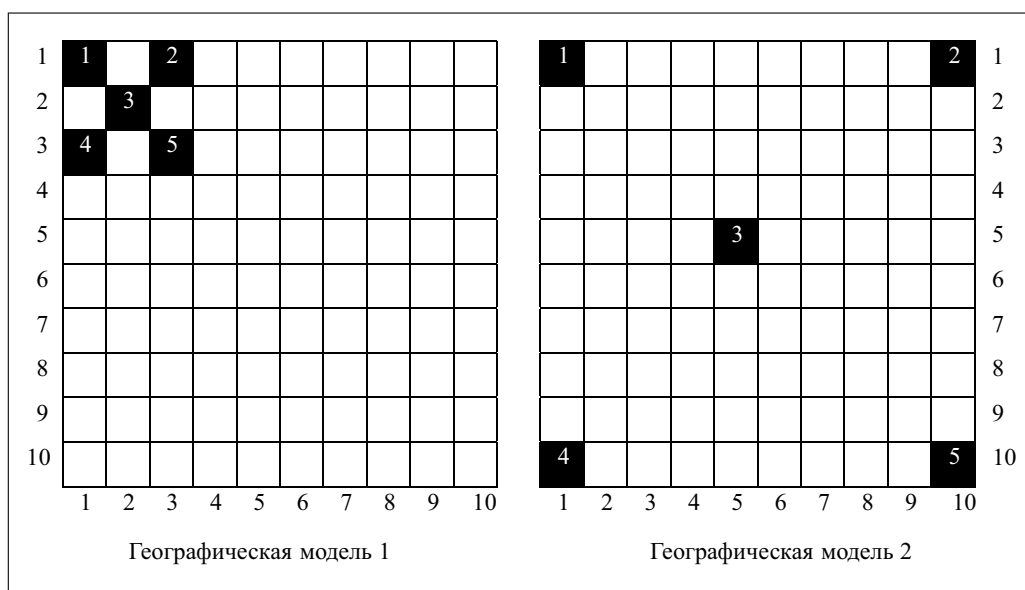


Рис. 1. Географические модели регионов

также плотность населения. Эти факторы будут оказывать влияние на транспортную составляющую расходов топлива-энергетических ресурсов (ТЭР) для осуществления перевозки грузов и населения по территории региона, следовательно, оказывать влияние на энергоёмкость ВРП.

Причем для оценки географического фактора, помимо площади территории региона, плотности населения, необходимо учитывать такой

показатель как расстояние между населенными пунктами внутри региона.

Для проверки этой гипотезы построим географическую модель двух регионов. Условную площадь этих регионов примем равной 100 квадратным единицам, условное количество населенных пунктов примем равное 5, также введем допущение, что количество населения в этих населенных пунктах и регионах одинаковое и равняется 5 условным единицам. Таким образом,

Таблица 1

Матрица расстояний региональных моделей 1 и 2

Модель 1					
№ нас. пункта	1	2	3	4	5
1	0	2	1,41	2,00	2,83
2	-	0	1,41	2,83	2,00
3	-	-	0,00	1,41	1,41
4	-	-	-	0,00	2,00
5	-	-	-	-	0
Модель 2					
№ нас. пункта	1	2	3	4	5
1	0,00	9,00	5,66	9,00	12,73
2	-	0,00	6,40	12,73	8,00
3	-	-	0,00	6,40	7,07
4	-	-	-	0,00	9,00
5	-	-	-	-	0,00

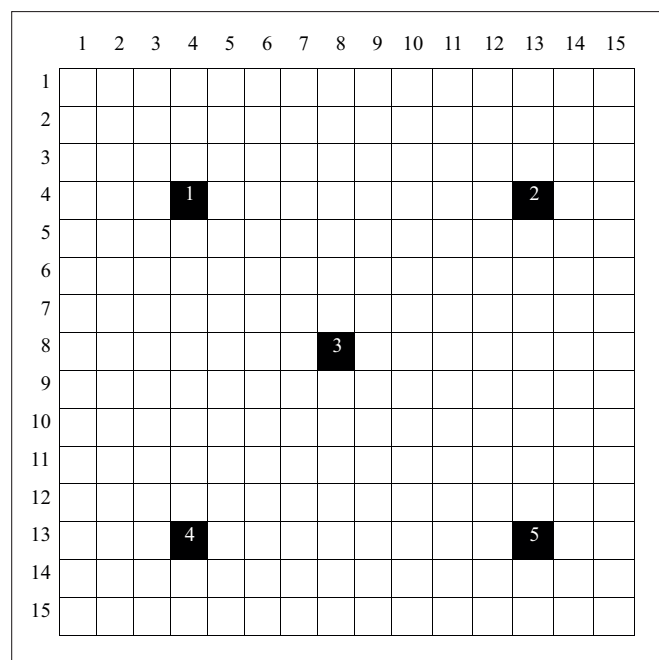


Рис. 2. Географическая модель 3

условная плотность населения в этих модельных регионах составит $1/20$. В модели 1 (рис. 1) населенные пункты сосредоточены в верхней левой части региона, а в модели 2 (рис. 1) населенные пункты равномерно разбросаны по территории региона. Матрицы расстояний для моделей 1 и 2 между условными населенными пунктами, показанными на рис. 1, представлены в табл. 1.

Рассмотрим следующую пару географических моделей двух регионов. Условную площадь первого региона, также как и в первом примере, примем равной 100 квадратным единицам, условное количество населенных пунктов примем равное 5, также введем допущение, что количество населения в этих населенных пунктах одинаковое и равняется 5 условным единицам. Условную площадь второго региона примем равной 225 квадратным единицам, условное количество населенных пунктов примем также равным 5, введем допущение, что количество жителей в этих населенных пунктах одинаковое и равняется 5 условным единицам. Таким образом, условная плотность населения в первом модельном регионе составит $1/20$, а во втором

$1/45$. В моделях 1, 2 (рис. 1) населенные пункты равномерно разбросаны на одинаковом расстоянии по территории региона. Матрица расстояний между условными населенными пунктами, представленными на рис. 2, будет такой же как и в табл. 1 для модели 2.

Как мы видим из анализа географических моделей регионов, несмотря на одинаковые значения их характеристик (численность населения, площадь, плотность населения), в первом примере суммарное расстояние между населенными пунктами этих моделей может значительно различаться в зависимости от их распределения по территории региона. И, наоборот, при разных значениях плотности населения может оказаться так, что суммарное расстояние между населенными пунктами этих моделей может быть одинаковым (см. табл. 2). Рассмотренные частные случаи географических моделей регионов доказывают необходимость применения комплексного показателя, учитывающего как плотность населения, так и расстояние между населенными пунктами региона при исследовании влияния географического фактора на уровень энергоёмкости ВРП.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Таблица 2

Сравнительная характеристика трех географических моделей регионов

Модели	Численность населения	Площадь	Плотность населения	Суммарное расстояние между населенными пунктами
1	5	100	1/20	19,31
2	5	100	1/20	85,99
3	5	225	1/45	85,99

Дальнейший анализ будет строиться на изложенной выше гипотезе. В настоящей работе для оценки географического фактора аналогично [4] было рассчитано расстояние между 10-ю крупнейшими населенными пунктами рассматриваемого региона и соотнесенное к населению этих городов. Расчеты были выполнены по следующей формуле:

$$L_{10} = \sum_{i=1}^{10} \left[R_{i,i+1} \times \frac{(N_i + N_{i+1})}{N_{reg}} \right] \quad (1)$$

где N_i – население i -го населенного пункта региона,

$R_{i,i+1}$ – расстояние между i и $i+1$ населенным пунктом региона,

N_{reg} – население рассматриваемого региона.

Соотнесение показателя при расчете к населению этих городов дает возможность учесть влияние количества проживающего там насе-

ления, а также миграционные процессы внутри региона.

При расчете коэффициента L_{10} не производилось двойное суммирование расстояний между населенными пунктами, то есть учитывалось только один раз расстояние между i и $i+1$ населенным пунктом региона. В расчетах были использованы данные Росстата по численности населения городов России по состоянию на 1 января 2005 г. (табл. 3) [7].

Рассмотрим более подробно расчет коэффициента L_{10} на примере Архангельской области. На первом этапе были отобраны 10 наиболее крупных городов по численности населения Архангельской обл. (табл. 3).

На следующем этапе были рассчитаны расстояния между выбранными городами (расстояние рассчитывалось по карте региона, протяженности дорог, соединяющих эти города). Как было сказано выше, при расчете коэффициента L_{10} не производилось двойное суммирование

Таблица 3

Численность населения городов Архангельской области

Архангельская область	
Города	Численность населения [7]
Архангельск	351 600
Северодвинск	197 400
Котлас	59 600
Новодвинск	42 900
Коряжма	42 800
Мирный	29 600
Вельск	26 300
Вычегодский	12 937
Няндом	22 400
Онега	22 900
Общее население региона	1 304 500

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Таблица 4

Матрица расстояний между десятью крупнейшими городами Архангельской области

	Архангельск	Северодвинск	Котлас	Новодвинск	Коряжма	Мирный	Вельск	Вычегодский	Няндама	Онега
Архангельск	-	44	600	26	633	313	506	614	559	206
Северодвинск	-	-	634	60	667	347	540	649	593	162
Котлас	-	-	-	580	33	546	412	14	612	789
Новодвинск	-	-	-	-	613	293	486	594	539	222
Коряжма	-	-	-	-	-	578	444	19	644	821
Мирный	-	-	-	-	-	-	341	560	225	256
Вельск	-	-	-	-	-	-	-	426	193	584
Вычегодский	-	-	-	-	-	-	-	-	626	803
Няндама	-	-	-	-	-	-	-	-	-	501
Онега	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

расстояний между населенными пунктами, то есть учитывалось только один раз расстояние между i и $i+1$ населенным пунктом региона. В результате произведенных расчетов была получена матрица расстояний между десятью крупнейшими городами Архангельской области (табл. 4).

На следующем этапе в соответствии с формулой (1) был рассчитан показатель L_{10} – соотне-

сенное к населению среднее расстояние между 10-ю крупнейшими городами для Архангельской области, равный 2308 км.

Аналогичным образом был рассчитан показатель L_{10} для некоторых регионов РФ из Северо-Западного, Уральского и Приволжского федеральных округов. Результаты расчетов, а также некоторые характеристики, используемые для анализа, представлены в табл. 5.

Таблица 5

Характеристики регионов и результаты расчета показателя L_{10} , 2005 г. [7, 8, 9, 10]

Регионы РФ	Показатель L_{10} , км	Население, чел.	Площадь, тыс. км ²	Плотность населения, человек на 1 км ²	Энергоемкость ВРП за 2005 г. (в ценах 2000 г.), т у.т./млн руб.	Расход ТЭР на транспорт в 2005 г., тыс. т у.т.
Архангельская область	2308	1304500	587,4	2,2	90,9	947,84
Вологодская область	1195	1 245 500	145,7	8,5	168,4	704,06
Калининградская область	431	945 000	15,1	62,6	86,2	616,34
Республика Карелия	1739	703 100	172,4	4,1	154,3	587,12
Курганская область	801	992 100	71	14	132,6	431,58
Республика Марий Эл	462	716 900	23,2	30,9	150,4	335,39
Республика Мордовия	486	866 600	26,2	33,1	102,1	284,58
Мурманская область	1126	872 800	144,9	6	126,9	810,10
Новгородская область	824	674100	55,3	12,2	181,1	361,98

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Окончание табл. 5

Регионы РФ	Показатель L_{10} , км	Население, чел.	Площадь, тыс. км ²	Плотность населения, человек на 1 км ²	Энергоемкость ВРП за 2005 г. (в ценах 2000 г.), т у.т./млн руб.	Расход ТЭР на транспорт в 2005 г., тыс. т у.т.
Оренбургская область	1353	2150400	124	17,3	170,9	1266,83
Пензенская область	532	1422700	43,2	32,9	145,1	643,00
Пермская область	1044	2769800	160,6	17,2	174,1	1406,71
Псковская область	840	736700	55,3	13,3	110,26	275,23
Свердловская область	1078	4428200	194,8	22,7	146,1	2224,43
Республика Татарстан	1156	3768500	68	55,4	78,6	2158,16
Удмуртская Республика	818	1552700	42,1	36,9	110,7	848,07
Челябинская область	1006	3 551 400	87,9	40,4	204,2	1762,88

Полученные данные представлены графически на рис. 3. Также на этом рисунке для сравнения приведены расчеты показателя L_{10} для США, Великобритании, Японии, Италии, Германии, Франции, Канады и России (по данным [4]).

Как мы видим из анализа полученных данных, показатель L_{10} имеет разброс среди выбран-

ных регионов от 462 до 2308 км. По результатам расчетов Вологодская область при близком значении плотности населения равном 8,5 чел./км² к плотности населения РФ (в 2005 г. – 8,4 чел./км²), имеет показатель $L_{10} = 1195$ км, что ниже среднего показателя по РФ (2500 км). Также Удмуртская Республика и Республика Мордовия при близком значении плотности населения (36,9 и

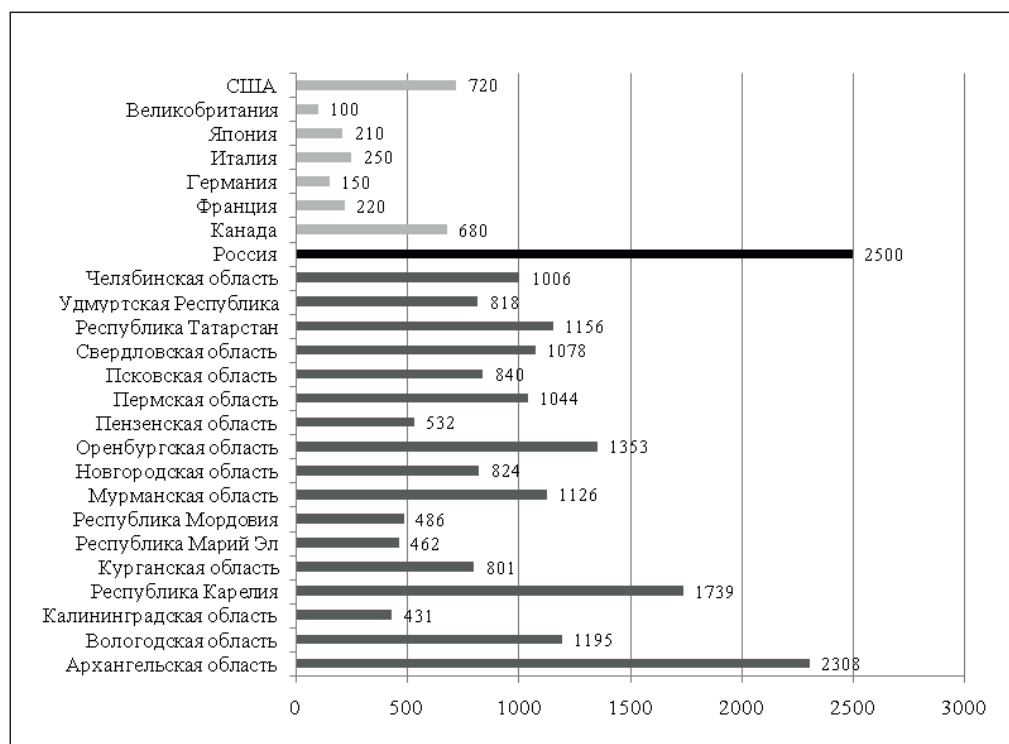


Рис. 3. Показатель L_{10} некоторых стран и регионов РФ

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

33,1 чел./км² соответственно) имеют показатель $L_{10} = 818$ км для Удмуртской Республики и 486 для Республика Мордовия. С другой стороны, Калининградская область имеет плотность населения вдвое больше плотности населения Республики Мордовия (62,6 и 33,1 чел./км² соответственно). Хотя по результатам расчетов показатель L_{10} для Калининградской области примерно равен аналогичному показателю Республики Мордовия (431 и 486 км соответственно).

Результаты расчетов подтверждают необходимость учета географических особенностей регионов, в частности – совокупность факторов, таких как площадь территории, расположение и удаленность крупных городов и поселений внутри региона при проведении сравнительного анализа регионов, в частности – сравнительного анализа энергоемкости ВРП. В качестве комплексного географического показателя, учитывающего совокупность перечисленных факторов, будем применять показатель L_{10} .

Энергоемкость ВВП – удельный показатель потребления энергоресурсов (электроэнергии) по отношению к ВВП, измеряется обычно в т у.т. (тонн условного топлива) на единицу стоимости ВВП в национальной или иностранной валюте [5]. В рамках методики расчета целевых показателей программ энергосбережения [2]:

$$\mathcal{E} = \frac{TЭР}{ВВП} = \frac{E_1 + E_2 + \dots + E_n}{ВВП} \quad (2)$$

где $\mathcal{E}$ – энергоемкость ВВП,
 $TЭР$ – потребление ТЭР в тыс. т у.т.,
 $ВВП$ – валовой внутренний продукт в млрд руб.,
 E_n – потребление ТЭР по различным направлениям, в том числе на транспортные нужды, в тыс. т у.т.

Соответственно при оценке показателя энергоемкости ВВП необходим расчет двух параметров:

- показателя потребления энергоресурсов;
- единицы стоимости ВВП в национальной или иностранной валюте.

Величина потребления энергоресурсов на региональном уровне определяется после формирования регионального топливно-энергетического баланса (ТЭБ). ТЭБ субъекта РФ (муниципаль-

ного образования) содержит взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок энергетических ресурсов на территорию данного субъекта (муниципального образования) и их потребления, устанавливает распределение энергетических ресурсов между системами теплоснабжения, потребителями, группами потребителей и определяет эффективность использования энергетических ресурсов [3].

В формировании ТЭБ наблюдается принцип декомпозиции, то есть сбор исходных данных согласно формам отчетности осуществляется с более мелкого уровня. Так, в соответствии со структурой баланса в разделе «Конечное потребление энергетических ресурсов» в строке «Транспорт и связь» указываются данные о потреблении энергетических ресурсов организациями транспорта и связи.

Таким образом, можно сделать вывод, что в структуре показателя энергоемкости ВРП в части потребления энергоресурсов присутствует, в том числе и доля затрат ТЭР на транспорт.

Для определения влияния географического фактора на уровень энергоемкости регионов проведем исследование зависимости величины потребления ТЭР на транспортные нужды рассмотренных регионов РФ от рассчитанного показателя L_{10} . Данные по потреблению ТЭР на транспортные нужды представлены в табл. 5.

Измерение силы связи между величиной расхода ТЭР на транспортные нужды регионов РФ от рассчитанного показателя L_{10} произведем с помощью рангового коэффициента корреляции Спирмена, который представляет собой непараметрический показатель связи между переменными, измеренными в ранговой шкале. Этот коэффициент позволяет определить степень взаимосвязи признаков порядкового характера, представляемых собой ранги сравниваемых величин при малом объеме выборочной совокупности, и к тому же он не связан ограничениями относительно характера распределения признаков.

Для расчета рангового коэффициента корреляции Спирмена воспользуемся формулой:

$$\rho = \frac{6 \sum_{i=1}^n (R_{1i} - R_{2i})^2}{n(n^2 - 1)} \quad (3)$$

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

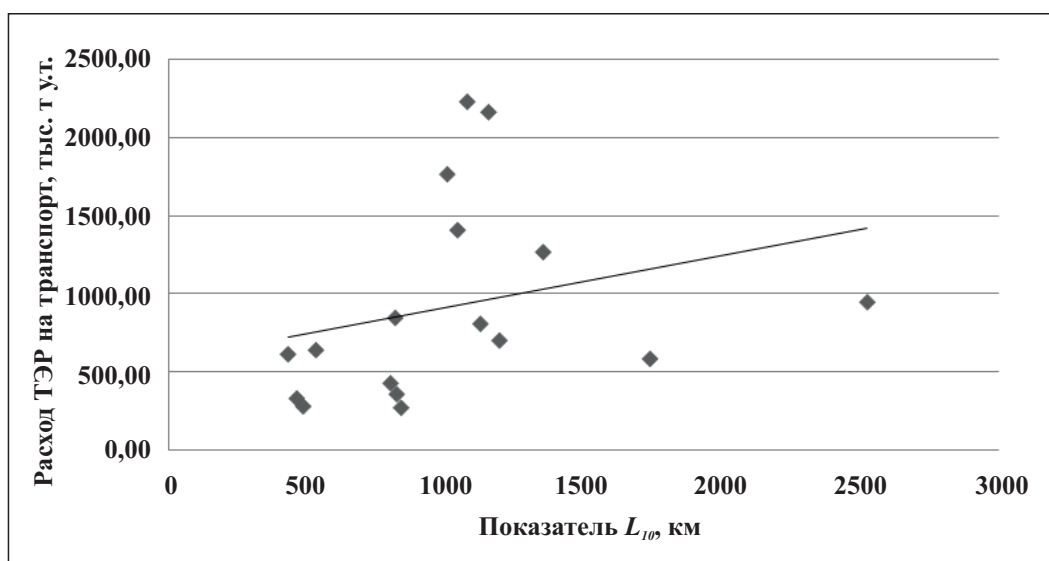


Рис. 4. Зависимость² величины расхода ТЭР на транспортные нужды регионов РФ от рассчитанного показателя L_{10}

где $R_{i1} - R_{i2}$ – разность рангов двух признаков на i -м шаге,

n – объем выборочных совокупностей.

Если связь между рассматриваемыми величинами будет отсутствовать, то r будет равен нулю; если будет наблюдаться прямая связь между рассматриваемыми величинами, то коэффициент r будет положительный в диапазоне от 0 до 1, при обратной связи – отрицательная величина в диапазоне от 0 до -1.

Определим коэффициент корреляции Спирмена по формуле (3). По результатам расчетов коэффициент корреляции Спирмена $r = 0,52$ (для выборки с числом элементов $M = 17$ и уровнем значимости $p = 0,05$ критическое значение коэффициента Спирмена $r_{крит} = 0,48$, так как абсолютное значение полученного нами коэффициента корреляции больше критического, мы отклоняем гипотезу H_0 об отсутствии корреляционной зависимости между выборками и принимаем альтернативную гипотезу о статистической значимости отличия коэффициента корреляции от нуля и наличии связи).

Таким образом, мы получили подтверждение наличия прямой связи между величиной расхода ТЭР на транспортные нужды регионов РФ от рассчитанного показателя L_{10} . Результаты определения зависимости величины расхода ТЭР на транспортные нужды регионов РФ от рассчитанного показателя L_{10} представлены на рис. 4.

Как следует из анализа полученных результатов, с увеличением рассчитанного показателя L_{10} величина расхода ТЭР на транспортные нужды увеличивается. Это служит подтверждением выдвинутой гипотезы, что географические особенности регионов (в частности количество проживающего населения, а также миграционные процессы внутри региона) влияют на потребление энергетических ресурсов на территории региона, в частности на расход ТЭР на транспортные нужды, что в свою очередь оказывает факторное влияние на уровень энергоемкости ВРП. Это говорит о необходимости учета таких особенностей регионов среди других при проведении сравнительного анализа по показателю энергоемкости. Однако показатель энергоемкости ВРП является комплексным, влияние на который оказывают множество факторов как экономического, так и другого характера (к числу которых, в частности, относятся структурные (отраслевые), экономические, технологические, социальные, жилищно-коммунальные и др. факторы), которые требуют детального изучения для формирования полного набора факторов, которые оказывают влияние на сопоставительный анализ энергоемкости валового регионального продукта регионов как комплексного интегрального показателя энергетической эффективности региональной экономики.

² Линия линейной регрессии показана для обозначения характера зависимости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
2. Об утверждении Методики расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях. Приказ Министерства регионального развития РФ от 7 июня 2010 г. № 273.
3. Об утверждении порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований. Приказ Министерства энергетики РФ от 14 декабря 2011 г. № 600.
4. Бедрицкий А.И., Блинов В.Г., Варгин П.Н., Метальников А.П. Влияние климатических и географических условий и структурных особенностей экономики России на антропогенную эмиссию парниковых газов. М.: Энергия, 2009.
5. Лопатников Л.И. Экономико-математический словарь: Словарь современной экономической науки. 5-е изд., перераб. и доп. М.: Дело, 2003. 520 с.
6. Ерастов А.Е. и др. Организационно-правовые и методологические аспекты деятельности по проведению энергетических обследований: учеб.-метод. пособ. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2012. 286 с.
7. Регионы России. Основные социально-экономические показатели городов. 2005: Стат. сб. / Росстат. М., 2006. 383 с.
8. ТЭК и экономика регионов России. Т.2. Северо-Западный федеральный округ / Ин-т энергетической стратегии. М.: Энергия, 2007. 316 с.
9. ТЭК и экономика регионов России. Т.4. Приволжский федеральный округ / Ин-т энергетической стратегии. М.: Энергия, 2007. 456 с.
10. ТЭК и экономика регионов России. Т.5. Уральский федеральный округ / Ин-т энергетической стратегии. М.: Энергия, 2007. 200 с.
11. Кузнецов Е.П. и др. Экономика и управление энергосбережением: учеб. пособ. для вузов по специальности «Экономика и управление на предприятии электроэнергетики». Санкт-Петербургский гос. политех. ун-т; Петербургский энергетич. ин-т повыш. квалиф. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. 590 с.

Поступила в редакцию
08.02.2016 г.

A.E. Erastov, O.V. Novikova³

**ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF GEOGRAPHICAL FEATURES
OF THE REGION FOR ENERGY LEVEL OF SPENDING ON THE
TRANSPORT NEEDS OF BOTH AN INTEGRAL PART OF THE ENERGY
INTENSITY OF THE GRP**

This article discusses aspects of the influence of geographical conditions of the regions in the complex integrated indicator of energy efficiency in the region – energy intensity of gross regional product. The paper presents the tools to assess the impact of geography with the use of indicators of geographical features of the region, taking into account the effect of the number of resident population, as well as migration within the region.

Key words: gross regional product, energy saving, energy efficiency program, regional energy conservation policy.

³ Alexander E. Erastov – post-graduated student of the Department Economics and Management in Energy, Engineering Economics Institute of Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, e-mail: rastov@yandex.ru;
Olga V. Novikova – Associate Professor of Economics and Management in Energy, Engineering-Economic Institute of Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, PhD, e-mail: novikova-olga1970@yandex.ru.

УДК 620.9:338

О.В. Мазурова¹

ОЦЕНКА РЫНОЧНОГО СПРОСА НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ РЕГИОНА В УСЛОВИЯХ РОСТА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ БУДУЩИХ УСЛОВИЙ

Статья посвящена прогнозным исследованиям зависимости спроса и цен на топлива для промышленных потребителей региона с учетом сравнительной эффективности использования топлив и возрастающей неопределенности исходных данных: динамики изменения цен на топливо, возможных ограничений на поставку топлива в регион, ожидаемых технологий, условий будущего развития региона и др. Приводятся результаты многофакторного исследования и полученные оценки ценовой эластичности спроса на топливо для цементной промышленности в отдельных макрорегионах России.

Ключевые слова: прогнозирование, неопределенность, энергоресурсы, цены, конкурентоспособность, региональные рынки, спрос.

Введение

Оценка будущей потребности в энергоресурсах необходима для решения многих задач, связанных с развитием энергетики страны и регионов и служит важным ориентиром для принятия инвестиционных решений. Спрос на топливо и энергию определяется под влиянием сложных и меняющихся во времени взаимосвязей между развитием экономики и отраслевыми системами ТЭК на уровне страны и регионов. В настоящее время сформировался ряд объективных факторов (развитие рыночных механизмов, усложнение внешних и внутренних связей отраслевых и территориальных систем в ТЭК, зависимость экономики от конъюнктуры мировых энергетических рынков и др.), увеличивающих неопределенность ценовых факторов и перспективного спроса на энергоресурсы, определяющих конъюнктуру на региональных энергетических рынках и условия энергоснабжения регионов.

При прогнозировании спроса на энергоресурсы возникают дополнительные трудности на этапах агрегирования и дезагрегирования прогнозов страны по регионам из-за неоднородности сложившейся отраслевой структуры экономики территорий и неравномерности их будущего развития. Отметим, что понятие «регион» довольно многозначное [1, 2]. Это может быть субъект федерации, федеральный округ или ма-

крорегион. Более того, регионы могут группироваться в зависимости от круга решаемых задач с последующим уточнением (детализацией, обобщением) решений по территориям.

Оценка спроса на энергоносители в регионах, особенно на долгосрочную перспективу, является сложным многофакторным итерационным процессом, требующим постоянного развития [3-5]. Все более актуальными становятся факторы, обусловленные рыночными механизмами формирования спроса на энергоносители, а также большой неопределенностью будущих условий развития и энергоснабжения страны и регионов, растущих с увеличением горизонта прогнозирования [6, 7].

Целью настоящей статьи является многофакторное исследование спроса на топливо в рыночных условиях для промышленных потребителей на уровне макрорегионов страны в зависимости от изменения ценовой политики, возможных ограничений на поставку топлива в регион, ожидаемых изменений в технологиях, конкуренции энергоносителей и др. Новизна данной работы заключается в исследовании величины и силы влияния неопределенности в ожидаемых условиях. Разработанный методический инструментарий и предварительные результаты исследований были опубликованы ранее в [8-10].

¹ Ольга Васильевна Мазурова – старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, к.т.н., e-mail: ol.mazurova@yandex.ru

Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проекты №№ 16-06-00230-а, 16-06-00091-а).

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Схема прогнозных исследований рыночного спроса на топливо для промышленных потребителей с учетом неопределенности

Подход основан на исследовании чувствительности вариантов энергоснабжения промышленных потребителей к разной комбинации возможных внешних условий, учитывающих характер неопределенности ожидаемых условий. В нашем случае, когда исходные данные задаются интервалами возможных значений, а о характере вероятности их распределения внутри этих интервалов есть разные гипотезы, предлагается применить метод оптимизации в сочетании с имитационным подходом, основанном на совмещении оценки ценовой эластичности спроса на энергоносители с оптимизацией энерго- и топливоснабжения региона. Схема имитационного исследования рыночного спроса на топливо и энергию для промышленных потребителей в регионе включает несколько основных этапов.

1. Формируются исходные показатели для каждой группы потребителей в регионе: динамика изменения цен на топливо, удельные капиталовложения, ограничения на поставки разных видов энергоресурсов, параметры изменения технологий, условия будущего развития региона и др. Определяются границы диапазонов их возможных значений. Экспертно оценивается и задается характер распределения вероятности внутри этого диапазона неопределенности. Интервальная неопределенность показателя определяется заданным интервалом его возможных значений – от минимума до максимума – без вероятностных характеристик их будущих значений, то есть предполагается любое равновероятное значение внутри этого интервала [11]. Заданная интервально потребность в промышленной продукции должна быть удовлетворена наиболее эффективным способом на основе конкуренции разных видов топлива и ожидаемых технологий производства.

2. Для учета неопределенности проводится серия из нескольких сотен модельных экспериментов с различной комбинацией исходных данных. Таких итераций может быть много из-за объективной неопределенности исходных данных, растущей с увеличением горизонта

прогнозирования. Из множества оптимальных решений выделяются наиболее устойчивые к изменению условий (цен, спроса, технологий и др.) и формируется основной вариант, обеспечивающий минимальную цену производимой потребителем топлива промышленной продукции в рассматриваемых условиях при заданном распределении вероятности значений исходных данных внутри интервала их неопределенности. Величина этого интервала и характер неопределенности зависят от рассматриваемой перспективы и могут отличаться по регионам.

3. Оценивается перспективный спрос на энергоносители в рыночных условиях в зависимости от динамики изменения цен на разные виды топлива, конкуренции энергоносителей, доли альтернативных топлив на региональном рынке и др. Очевидно, что с увеличением цены на тот или иной энергоноситель объем спроса на него будет снижаться и наоборот. Так, например, в производственных процессах при увеличении цены на природный газ возрастает возможность замены его другими видами топлива, в частности – углем или мазутом. Вместе с тем при изменении других параметров будет меняться и спрос. Сопоставление спроса на топливо при изменении его цены позволяет получить представление о ценовой эластичности спроса для промышленных потребителей, которая определяется с учетом потребительских свойств и конкурентоспособности энергоносителей (то есть с учетом технологических, экологических и других свойств, обеспечивающих дополнительные преимущества).

Для прогнозных исследований зависимости спроса и цен на топливо и энергию для крупных промышленных потребителей разработана модель МИСС-П³. Основными искомыми переменными в модели являются объемы производства промышленной продукции, вводы новых мощностей, спрос на топливо. Выбор топлива взаимосвязан с выбором технологий новых производственных мощностей. Оценка перспективного спроса на тот или иной вид топлива решается одновременно с оптимизацией используемого оборудования и прогнозом стоимости производимой продукции.

³ Имитационная стохастическая статическая модель – Промышленности (МИСС-П).

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Оценка сравнительной эффективности спроса на топливо в регионах в зависимости от региональных особенностей и фактора неопределенности проводилась на примере выбора технологий производства цемента для обеспечения заданного прироста потребности в продукции цементной отрасли.

Цементная промышленность – ключевая отрасль в комплексе конструкционных материалов – является достаточно энергоемкой. По расходу топлива в технологических процессах она уступает только металлургии. Доля энергоносителей в себестоимости цемента, производимого в стране, составляет не менее 30-40%. Почти 80% цемента в России производится мокрым способом, при котором затраты энергоресурсов превышают среднемировые значения в 1,7-1,8 раза (основным является сухой способ [12, 13]). В отличие от России, в передовых странах сухой способ применяется: в Японии – на 100% предприятий, в Южной Корее и Италии – на 93%, в США – на 65% и в Западной Европе – на 58% [14]. Актуальным для нашей страны является использование опыта США по переводу с мокрого на сухой способ производства (процесс перевода мощностей в США составил около 25 лет), позволяющего осуществить технологическую модернизацию в нашей стране течение 10-15 лет.

В структуре топливно-энергетических ресурсов, используемых при производстве цемента в России, в основном преобладает природный газ (в среднем более 90%). Такая ориентация отрасли на один ресурс делает ее довольно уязвимой к динамике цен на него, поскольку опережающий рост цен на энергоносители приводит к увеличению себестоимости продукции отрасли. Как показывает опыт зарубежных стран, одной из возможностей газозамещения является перевод заводов на угольное топливо с использованием новых технологий сжигания угля, которые не только более экологичны, но и более энергоэффективны. Для сравнения: доля угля в топливно-энергетическом балансе в странах Западной Европы составляет 45-55%, США – 54%.

Основной тенденцией в промышленно-развитых странах является использование в цементных печах в качестве альтернативного технологического топлива дешевых видов топлива из вторичных ресурсов, в основном топливосод-

ержащих отходов – твердых бытовых (измельченные автопокрышки, полимеры, бумага и др.), промышленных, отработанных масел и т.п., позволяющих экономить традиционные энергоресурсы [15-17]. Так, например, в странах Европейского союза замещение основного вида топлива вторичным составляет: во Франции – 28%, Швейцарии – 34%, Нидерландах – 72%. В России эта тенденция не получила широкого распространения из-за низких цен на природный газ и крайне низкого уровня сбора и поставок отходов, однако, по оценкам [18], в долгосрочной перспективе она станет более актуальной.

Как показывает мировая практика, в цементных печах достаточно часто используются одновременно несколько видов топлива, которые могут меняться в зависимости от изменения их цены.

Результаты экспериментальных расчетов

Оценивались и сравнивались два варианта ввода мощностей цементной промышленности и ее потребностей в топливе при низких и высоких ценах на природный газ при конкуренции его с углем и мазутом. Предполагалось, что прирост новых мощностей будет осуществляться на новых технологиях производства цемента сухим способом и комбинированным (полусухим). Рассматривались крупные макрорегионы страны – Урал, европейская часть и Дальний Восток. Ограничения на поставки топлива в эти регионы не накладывались. Принятые исходные данные базировались на прогнозных оценках ожидаемых условий развития и топливоснабжения рассматриваемых макрорегионов страны на перспективу 2020-2030 годов. Возможные диапазоны цен на конкурирующие виды топлива (табл. 1) и интервальные значения технико-экономических показателей принимались на основании имеющихся прогнозных оценок. Учитывался характер вероятностного распределения значений этих показателей внутри заданных диапазонов: интервальная или полная неопределенность (равновероятное распределение), нормальное распределение, детерминированное решение (однозначное). Ниже приводятся результаты экспериментальных расчетов.

Полученные прогнозные ценовые зависимости спроса на топливо для цементной отрасли

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

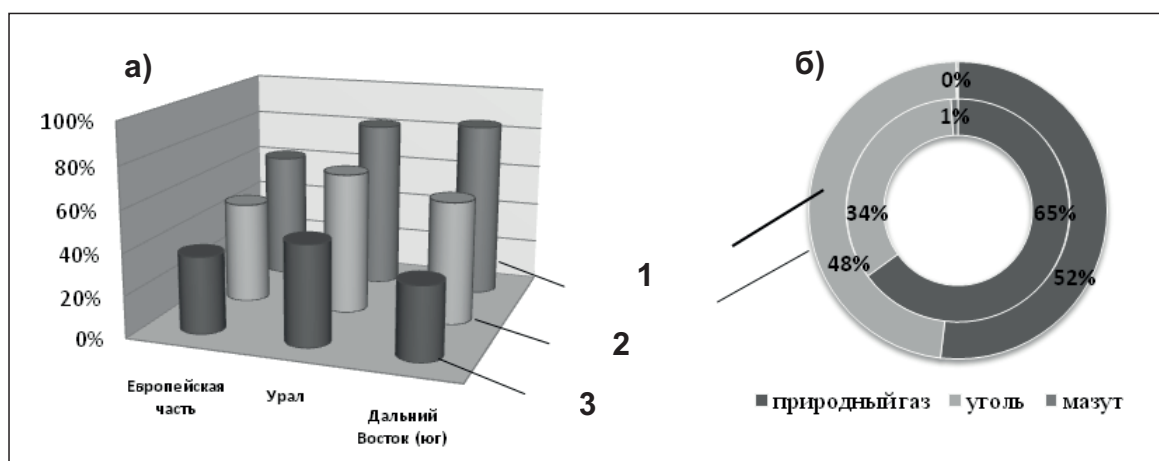
Таблица 1

Прогноз цен на топливо для промышленных потребителей, 2020-2030 гг.*

Показатели	Единица измерения	Европейская часть	Урал	Дальний Восток (юг)
Уголь				
2020 г.	долл./т у.т.	76-85	63-73	67-89
2030 г.	долл./т у.т.	82-94	71-83	72-97
Природный газ				
2020 г.	долл./тыс. м ³	130-155	120-150	135-200
2030 г.	долл./тыс. м ³	140-190	130-175	165-240
Мазут				
2020 г.	долл./т	340-380	305-340	365-410
2030 г.	долл./т	335-395	300-355	355-420

Примечание: в ценах 2013 года.

Источник: [7].



1 – равновероятное распределение (полная неопределенность), 2 – нормальное распределение, 3 – детерминированное (однозначное) решение.

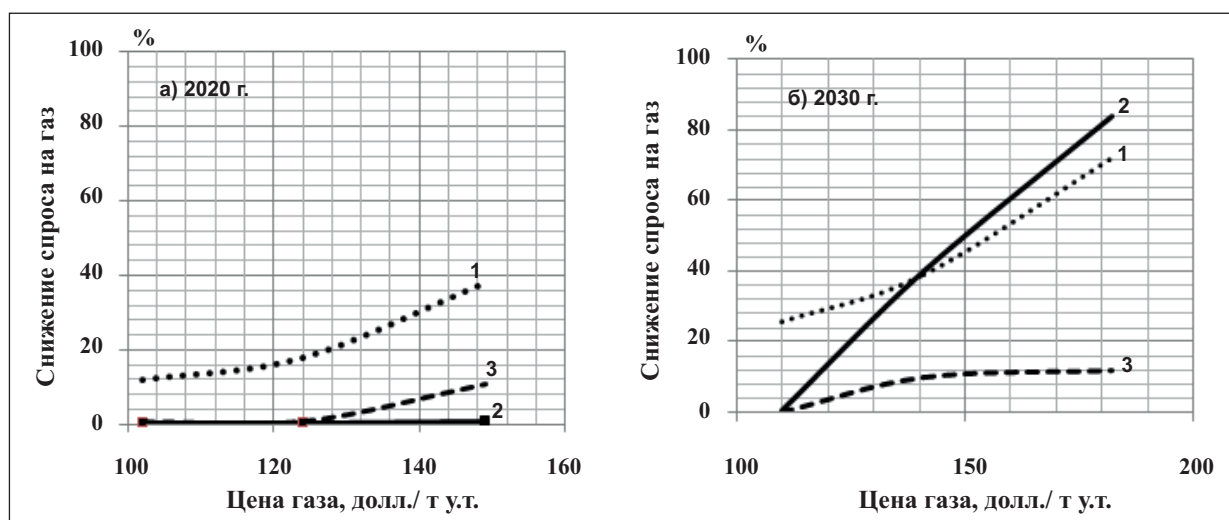
Рис. 1. Влияние характера неопределенности исходных данных внутри заданного интервала значений и цены топлива на изменение: а) эффективных объемов спроса на газ в рассматриваемых макрорегионах, б) структуры спроса на топливо в дальневосточном регионе страны в цементной промышленности для прогнозных условий 2030 года

показаны на рис. 1-4. Различия в ценах на топливо и другие региональные особенности, принятые для прогнозных условий 2020-2030 гг., обусловили их отличие и в изменении эффективных объемов потребления топлива по территориям. Показано, что реакция изменения спроса на топливо при изменении его цены различается по территориям и зависит от качества исходной информации. В рассматриваемой перспективе спрос на газ на Урале и Дальнем Востоке будет зависеть от цены в большей степени, чем в европейской части страны (рис. 1а). Это в значительной степени объясняется изменени-

ями в отраслевой структуре развития экономики регионов и разными условиями конкуренции энергоносителей на региональных рынках в ожидаемых условиях. Возможное снижение спроса на газ в южной части дальневосточного региона свидетельствует об изменении структуры топливоснабжения цементной отрасли в сторону увеличения эффективности использования угля для удовлетворения заданной потребности в цементе (рис. 1б).

Изменение спроса на топливо в регионе, при изменении его цены, зависит от особенностей потребителей и рассматриваемой перспективы.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ



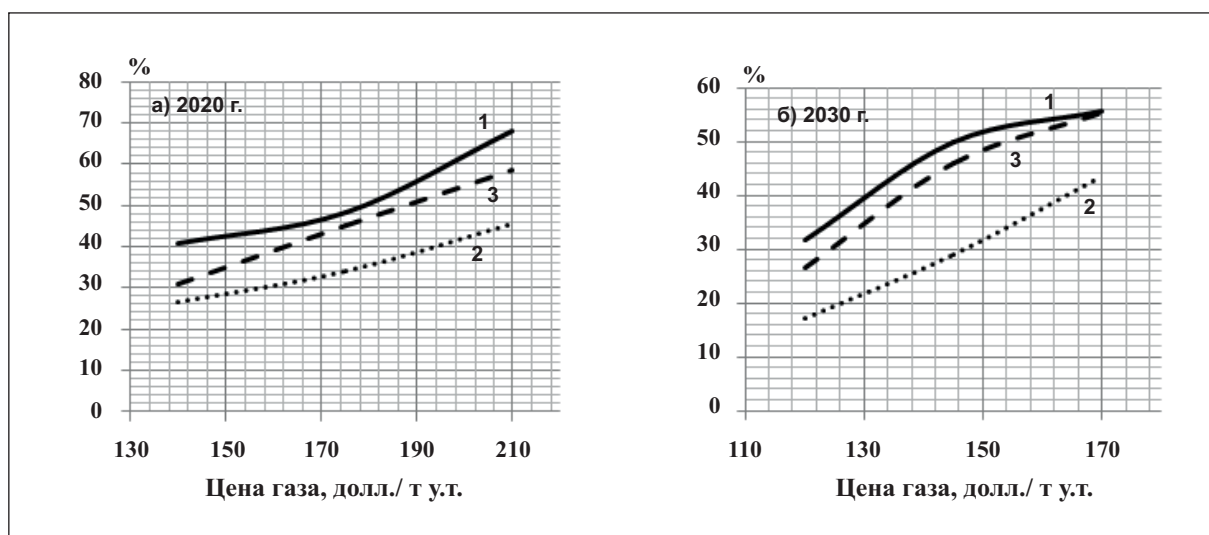
1 – цементная отрасль, 2 – новые электростанции, 3 – котельные

Источник: [19] и расчеты автора.

Рис. 2. Возможное снижение спроса на газ некоторыми промышленными потребителями при его удорожании в ожидаемых условиях для европейской части страны

Показано, в частности, что в европейской части страны цементная отрасль в сравнении с другими производственными потребителями сильнее реагирует на повышение цены газа в краткосрочной перспективе (рис. 2а), однако с увеличением горизонта прогнозирования ситуация меняется в пользу других потребителей топлива (рис. 2б).

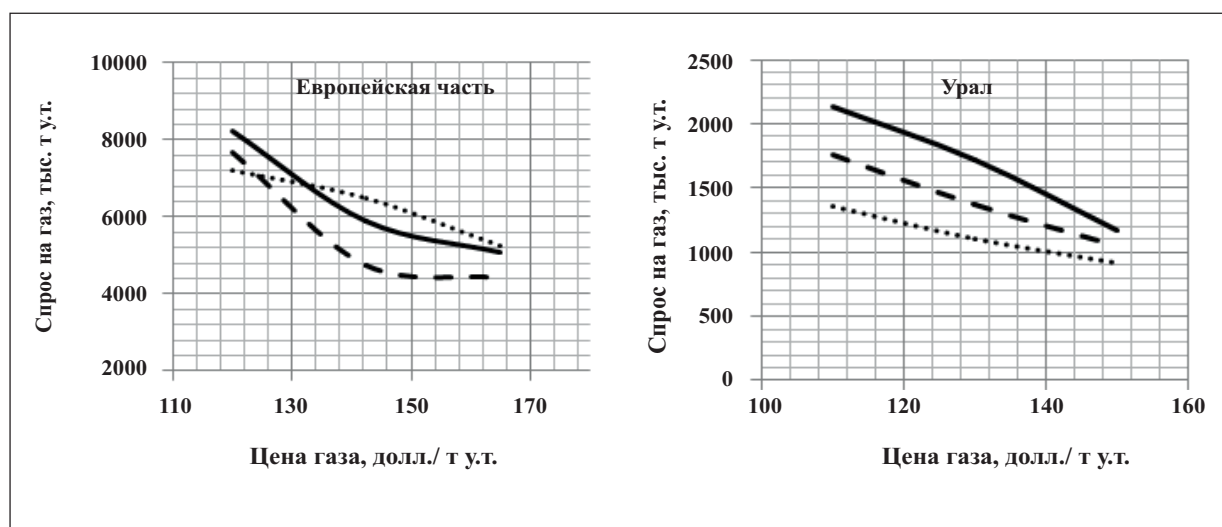
Неопределенность в объемах и видах используемого топлива обуславливает возможный диапазон изменения стоимости производства продукции, которая может существенно отличаться при разном распределении вероятности исходных данных и зависеть от рассматриваемого периода. Об этом, в частности, свидетельствуют результаты экспериментальных расчетов, полу-



1 – низкие цены, интервальная неопределенность, 2 – высокие цены, интервальная неопределенность, 3 – нормальное распределение вероятности

Рис. 3. Возможное повышение средней стоимости производства цемента в зависимости от изменения цены газа и характера неопределенности исходных данных для ожидаемых условий развития Дальнего Востока

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ



1 – низкие цены, интервальная неопределенность, 2 – высокие цены, интервальная неопределенность, 3 – нормальное распределение вероятности

Рис. 4. Зависимость спроса на газ в цементной промышленности от изменения цены газа и характера неопределенности исходных данных для ожидаемых условий 2030 года

ченные для ожидаемых условий топливоснабжения Дальнего Востока. Стоимость производства цемента в этом макрорегионе при разном распределении вероятности исходных данных может различаться приблизительно на 10-20% (рис. 3).

Интервальная неопределенность возможных значений, отражающая характер неопределенности будущих условий, оказывает заметное влияние на величину ожидаемых объемов спроса на разные виды топлива в цементной отрасли на рассматриваемых территориях. Так, например, при интервальной неопределенности на каждый процент повышения стоимости газа спрос на него может уменьшиться на Дальнем Востоке на 0,39-0,92%, Урале – 0,89-1,24%, в европейской части страны – на 0,5-1,52% (рис. 4).

Заключение

Результаты экспериментальных расчетов показали нелинейную зависимость спроса на топливо от роста цен, региональных особенностей, горизонта прогнозирования и характера неопределенности будущих условий. Полученные количественные оценки, несмотря на определенную условность, способствуют более глубокому пониманию взаимосвязи спроса и цен в неоднозначных условиях развития и топливоснабжения разных регионов. Они дают основу для дальнейшего развития методического подхода к прогнозированию конъюнктуры региональных энергетических рынков и соответствующего ему инструментария и способствуют повышению качества долгосрочных прогнозов развития топливно-энергетического комплекса страны и регионов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Протасов А.С. Соотношение понятия «регион» и региональная экономика с позиций системного подхода // Вестник Челябинского университета. 2009. № 1 (139). Экономика. Вып. 17 С. 53-56.
2. Севек В.К., Чульдун А.Э. Понятие «регион» и «региональная социально-экономическая система» // Региональная экономика: теория и практика. 2012. № 26. С. 10-14.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

3. Малахов В.А. Подходы к прогнозированию спроса на электроэнергию в России // *Проблемы прогнозирования*. 2009. № 2. С. 57-62.
4. Филиппов С.П. Прогнозирование энергопотребления с использованием комплекса адаптивных имитационных моделей // *Известия РАН, Энергетика*. 2010. № 4. С. 42-54.
5. Методы и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики / Ю.Д. Кононов, Е.В. Гальперова, Д.Ю. Кононов и др. Новосибирск: Наука, 2009. 178 с.
6. Кононов Ю.Д. Метод прогнозирования конъюнктуры региональных энергетических рынков и результаты первого этапа прогноза цен на топливо. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2011. 33 с.
7. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование / Н.И. Воронай, С.В. Подковальников и др.; отв. ред. Н.И. Воронай. Новосибирск: Наука, 2015. 448 с.
8. Гальперова Е.Г., Кононов Д.Ю., Мазурова О.В. Оценка конкурентоспособности вариантов энергоснабжения крупных потребителей в условиях неопределенности // *Энергетическая политика*. 2015. № 2. С. 37-45.
9. Мазурова О.В. Оценка ценовой эластичности спроса на моторное топливо в транспортном комплексе // *Пространственная экономика*. 2015. № 1. С. 109-122.
10. Гальперова Е.В. Методический подход к оценке энергопотребления в условиях неопределенности // *Регион: экономика и социология*. 2013. № 3. С. 212-218.
11. Локтионов В.И. Оценка эффективности инвестиционных проектов в энергетике с учетом предельных цен на энергоносители // *Экономический анализ: теория и практика*. 2012. № 33 (384). С. 17-22.
12. Российская система учета повышения энергоэффективности и экономии энергии / Башмаков И.А., Мышак А.Д. М.: ЦЭНЭФ. 2012.
13. E. Worrell, C. Galitsky, Z. Nan. *World Best Practice Energy Intensity Values for Selected Industrial Sectors / Berkeley National Laboratory. USA: Berkeley. June 2007. 44 p.*
14. Энергоэффективность в России: скрытый резерв / Центр по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ). URL: http://cenef.ru/file/FINAL_EE_report_rus.pdf.
15. Holcim. 2006. *Guidelines on Co-Processing Waste Materials in Cement Production. The GTZ – Holcim public private partnership 2006*. URL: http://www.holcim.com/gc/CORP/uploads/GuidelinesCOPROCEM_web.pdf.
16. European Commission. 2005. *Reference Document on the Best Available Techniques for the Waste*.
17. Treatments Industries. *BAT Reference Document (BREF). European IPPC Bureau, Seville, Spain*. URL: <http://eippcb.jrc.es/pages/FActivities.htm>.
18. Михайлова Н.В., Феоктистов А.Ю., Бернштейн Л.Г. Перспективы использования топлива из твердых бытовых отходов при производстве цемента // *Строительные материалы*. 2013. № 1. С. 10-11.
19. Гальперова Е.В., Кононов Д.Ю., Мазурова О.В. Долгосрочное прогнозирование спроса на топливо на региональных энергетических рынках с учетом неопределенности / *Сб. статей Всероссийской конференции «Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление»*, 1-3 сентября 2015 г. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. С. 108-115.

Поступила в редакцию
09.02.2016 г.

O.V. Mazurova⁴

**EVALUATION OF MARKET DEMAND FOR ENERGY CARRIERS
FOR REGION'S INDUSTRIAL CONSUMERS UNDER GROWING
UNCERTAINTY OF FUTURE CONDITIONS**

The article covers forecasting studies of a relationship between the price and demand for fuels required by industrial consumers of the region with regard to the comparative effectiveness of fuel utilization and the increasing uncertainty of initial data: dynamics of fuel price changes, potential restrictions on fuel supply to the region, prospective technologies, conditions of the future region development, etc. The article provides results of multifactorial research and estimated fuel price elasticity of demand for the cement industry in certain Russian macroregions.

Key words: forecasting, uncertainty, energy carriers, prices, competitiveness, regional markets, demand.

⁴ Olga V. Mazurova – Senior Researcher of the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, PhD in Engineering, *e-mail:* ol.mazurova@yandex.ru

УДК 330.322 : 621.311

Л.Г. Матвеева, О.А. Чернова¹

ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

В статье анализируются основные проблемы, связанные с привлечением инвестиций в электроэнергетику. В качестве необходимых условий повышения инвестиционной привлекательности и развития отрасли как стимулирующей инфраструктуры предлагается развитие государственно-частного партнерства, а также отношений международного сотрудничества, что позволит сбалансировать интересы участников, в том числе за счет распределения рисков между государством и бизнесом.

Ключевые слова: инвестиционная привлекательность, стимулирующая инфраструктура, государственно-частное партнерство, инвестиционные ресурсы, риски.

Введение

В условиях формирования несырьевой модели развития российской экономики особую актуальность приобретают проблемы обеспечения устойчивой и долговременной позитивной динамики в промышленном секторе, в том числе в его базовых отраслях, в числе которых особое место занимает электроэнергетика, определяющая состояние промышленности и экономики в целом, и являющаяся одновременно производственной и инфраструктурной отраслью экономики. Нарастающие проблемы российской системы энергоснабжения настоятельно требуют привлечения масштабных инвестиций в модернизацию выработавших свой ресурс мощностей, особенно в современных условиях растущего спроса на продукцию отрасли в связи с реализацией в реальном секторе экономики проектов импортозамещения.

Постановка вопроса о проблемах повышения инвестиционной привлекательности предприятий электроэнергетики, выявлении причин, ограничивающих приток финансовых ресурсов в современных условиях масштабных внешних и внутренних вызовов, имеет целью конкретизацию лимитирующих факторов для выработки рекомендаций по созданию благоприятных условий для развития инвестиционного потенциала отрасли. Современный этап реформ в

электроэнергетике можно охарактеризовать как период наращивания инновационной компоненты инвестиций, становящейся господствующей формой создания капитальных активов отрасли в условиях окончания этапа восстановительного роста и начала полного материально-технологического обновления. Объективная потребность в активизации инвестиционного процесса в современных экономических условиях обусловлена тем, что в ходе формирования новой модели несырьевого развития экономики происходит смена ростоформирующих факторов экономической динамики с преимущественно экстенсивных на интенсивные. Ростоформирующий потенциал экстенсивных факторов в электроэнергетике ограничен высоким физическим и моральным износом средств производства. При этом задачи повышения инвестиционной привлекательности электроэнергетических предприятий определяются не только значимостью отрасли для технологической модернизации российской экономики, но и особенностями промышленного производства как центрального звена инновационной активности, обеспечивающего мультипликативный эффект структурных и технологических модернизмов этой отрасли в национальной экономике. Стратегическая оценка этих обстоятельств определила цель написания данной статьи – выявление основных проблем, связанных с привлечением ин-

¹ Людмила Григорьевна Матвеева – заведующая кафедрой информационной экономики Южного федерального университета, д.э.н., профессор, e-mail: matveeva_lg@mail.ru;
Ольга Анатольевна Чернова – профессор кафедры информационной экономики Южного федерального университета, д.э.н., e-mail: chernova.olga71@yandex.ru

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

вестиций в электроэнергетику, и разработку на этой основе рекомендаций по повышению инвестиционной привлекательности отрасли.

Электроэнергетика как объект инвестирования: постановка проблемы

Принципиально изменившиеся под воздействием внешних вызовов и угроз геополитические и геэкономические условия функционирования российской экономики в сопряжении с сохраняющимся императивом ее перехода на несырьевую модель и импортозамещение определяют необходимость адаптационных корректировок основных стратегических документов страны и прежде всего в отношении ключевых отраслей. В соответствии с этим, а также учитывая реальную ситуацию в топливно-энергетической сфере, в Энергетическую стратегию России на период до 2030 года (утвержденную распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 года № 1715-р) внесены изменения, отраженные в существенно переработанном варианте проекта Энергетической стратегии России на период до 2035 года. В частности, изменены структура, цель, задачи документа и мероприятия государственной энергетической политики. С целью разработки новой версии документа 8 сентября 2015 г. в Аналитическом центре при Правительстве РФ состоялось его обсуждение, с докладом по которому выступил первый заместитель министра энергетики РФ А.Л. Текслер. Он отметил, что разработка новой версии документа обусловлена необходимостью отражения в проекте ЭС-2035 стратегических решений, принятых в последние годы (среди них замминистра назвал «большой налоговый маневр» в нефтяной отрасли, либерализацию рынка СПГ, создание общих энергетических рынков Евразийского экономического союза), и подчеркнул, что Энергетическая стратегия задает общий вектор развития отечественного ТЭК [6] и всей национальной экономики. Следует также отметить, что несмотря на практическое подтверждение адекватности большинства положений Стратегии реальному положению ТЭК, в проекте ЭС-2035 значительно усилена связь вектора развития этого важнейшего сектора российской экономики с императивами модернизации на ос-

нове инноваций и информатизации, что нашло отражение в концепции общеэкономической эффективности отрасли. В соответствии с данной концепцией, энергетика все более трансформируется в основной драйвер несырьевого развития и импортозамещения в производственных отраслях. Именно поэтому существенно корректируются императивы развития самой энергетики как инфраструктурной и производственной отрасли: центральной идеей в стратегическом контексте является переход от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию ТЭК на основе синергетического взаимодействия институциональной среды, инфраструктуры и инноваций, включая создание эффективной и целостной институциональной системы, выход на качественно новый уровень развития инфраструктуры и новый технологический уровень. Одной из основных задач модернизации и инновационного развития ТЭК России является повышение энергетической эффективности экономики страны, в том числе – развитие технологического энергосбережения [14]. При этом новая роль ТЭК в экономике страны состоит в переходе от «локомотива развития» к «стимулирующей инфраструктуре», что означает создание необходимых условий для развития российской экономики по новой модели, включая ее диверсификацию в направлении увеличения доли импортозамещающих производств, повышение вклада ТЭК в развитие российской промышленности, прежде всего энергетического машиностроения, и диверсификацию экономики через стимулирование развития смежных отраслей, рост технологического уровня, минимизацию инфраструктурных ограничений и др.

Формирование этого нового качества энергетической инфраструктуры заключается в том, что отрасли ТЭК, с одной стороны, должны быть инновационно ориентированными, а с другой – способствовать формированию условий для модернизационного развития на основе инноваций других отраслей, создавая в экономике мультипликативный эффект. Этим объясняется главный внутренний вызов реформирования топливно-энергетического комплекса – переход к глубокой и всесторонней модернизации: чтобы уйти от роли «локомотива» развитой инфраструктуры в самой топливно-энергетической

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

сфере должны произойти существенные модернизации, которые позволят ей постепенно стать важнейшей инфраструктурной платформой инновационного развития экономики.

Программной реализацией ключевой идеи стратегирования развития ТЭК являются этапы достижения целей и осуществления основных задач, заложенных в ЭС-2035: 2014-2020 гг. – этап внутренней перестройки, то есть внутренней модернизации самого комплекса; 2021-2035 гг. – этапы естественного формирования инфраструктуры новой экономики.

Как видно из намеченных мероприятий, их успешная реализация в определяющей степени зависит от проводимой в отрасли и стране инвестиционной политики, глубокого изучения складывающихся тенденций в этой сфере, выявления причин недоиспользования или неэффективного использования инвестиционного потенциала ТЭК, а также поиска путей стимулирования потенциальных инвесторов для участия в намеченных глобальных и значимых для всей экономики проектах инновационного развития отрасли. Так, в стратегическом контексте предусматривается обеспечение воспроизводства минерально-сырьевой базы ТЭК за счет государственных и частных инвестиций в геологоразведку, повышение конкурентоспособности российских энергетических компаний за счет обеспечения достаточной (на фоне других отраслей экономики и энергетического сектора иностранных государств) инвестиционной привлекательности российского энергетического комплекса и благоприятного инвестиционного климата, комплексное техническое перевооружение отраслей топливно-энергетического комплекса, выход технологического уровня ТЭК России на уровень развитых стран с точки зрения экономической и энергетической эффективности и создание соответствующей системы стимулов для внедрения компаниями передовых технологий и др. [6].

Результаты комплексного исследования инвестиционных процессов в ТЭК России, в частности в электроэнергетике, свидетельствуют о том, что реформа естественной монополии и реорганизация РАО ЕЭС не привели к активному привлечению в отрасль частных собственников. Напротив, как отмечает Е.А. Попова, в условиях разрушения

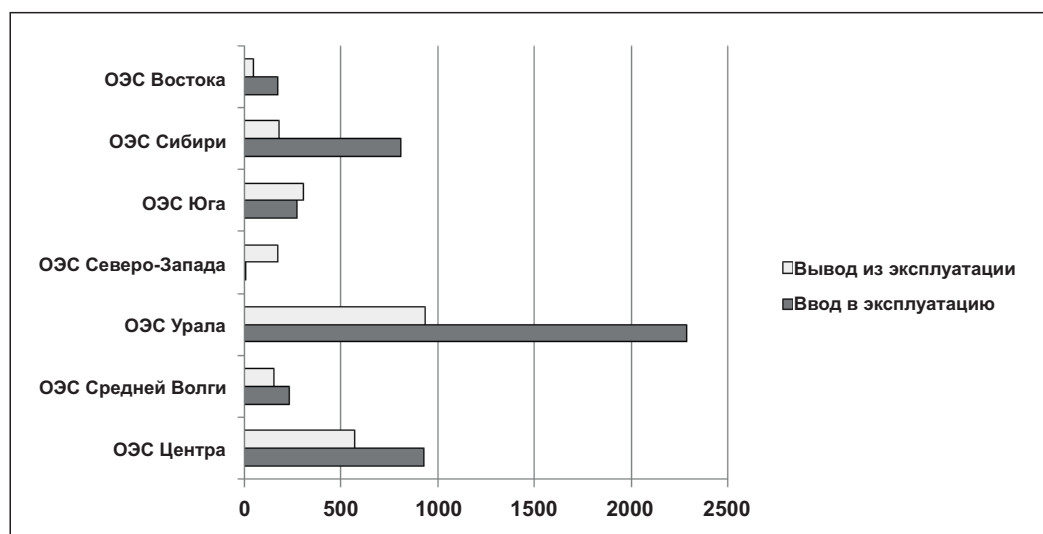
отраслевых хозяйственных связей и потери стабильности финансовых потоков между отдельными звеньями электроэнергетической системы инвестиционный процесс утратил управляемость, плановый характер и системность [7, с. 3]. В ходе реформ советом директоров РАО ЕЭС в 2006 г. для ОГК и ТГК был утвержден общий объем инвестиционных программ в размере 1,46 млрд руб. до 2010 г., необходимых для строительства и ввода 40,9 ГВт новых мощностей. Частные инвесторы, приобретая акции энергетических компаний, подписывали меморандумы (акционерные соглашения) с обязательствами реализации этих инвестиционных программ.

Проведенный на этом фоне анализ показателей ввода нового и модернизации действующего генерирующего оборудования электростанций демонстрирует положительную тенденцию в реализации инвестиционных программ. Так, по данным отчета о функционировании ЕЭС России, в 2015 г. было обеспечено увеличение установленной мощности электростанций на 5027 МВт, в том числе за счет ввода новой мощности – 4710,0 МВт, увеличения установленной мощности действующего генерирующего оборудования в результате его модернизации – 317,0 МВт (рис. 1). Однако, по данным отчетов о выполнении инвестиционных программ, включающих отчеты об исполнении планов вводов основных средств, инвестиционные программы выполняются электроэнергетическими компаниями не в полной мере.

Так, в 2014 г. средний процент выполнения плана по их финансированию составил только 71%, в 2015 г. – 90%. В частности, свои инвестиционные программы выполнили только три компании: ОАО «Концерн Росэнергоатом», ОАО РАО ЭС Востока и ОАО «Россети» (табл. 1).

Не привело к значительному привлечению частных инвестиций формирование четырех технологических платформ: «Интеллектуальная энергетическая система России», «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности», «Перспективные технологии возобновляемой энергии» и «Малая распределенная энергетика», в рамках которых предполагается привлечение дополнительных инвестиционных ресурсов в отрасль, в том числе на основе механизмов государственно-частного партнерства.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ



Источник: [4].

Рис. 1. Показатели ввода и вывода из эксплуатации мощностей электростанций объединенных энергосистем России, МВт

Реально на практике инвестиции в электроэнергетику обеспечивают не более 60% от потребностей [4], а подтверждаемый результатами анализа дефицит энерго мощностей и потребность в частных инвестициях характерны для всех российских регионов. При этом рост выработки электроэнергии и перегруз элементов сети (ДЭП, трансформаторов), обусловленные повышением спроса на энергоресурсы, зачастую ведут к усилению износа генерирующих и сетевых активов.

В то же время в статье С.Б. Авдашевой и Ю.А. Орловой на основе сравнительного анализа динамики капитальных затрат и износа производственных активов основных МРСК отмечается, что «прирост новых мощностей, который в 2008-2013 гг. зафиксирован в значительном числе филиалов МРСК, не означает автоматического уменьшения износа оборудования компании: даже высокие темпы нового строительства могут быть меньше темпов старения оборудования традиционных районов обслуживания. Меньший рост или даже снижение показателей, характеризующих количество активов, необязательно означает ухудшение ситуации с износом оборудования: возможна концентрация усилий компании на модернизации существующих активов, выводе устаревшего оборудования» [1, с. 17], что также подтвержда-

ет настоятельную необходимость привлечения дополнительных инвестиций в электроэнергетику.

Модернизация электроэнергетического комплекса, учитывая что изношенность оборудования предполагает замещение около 50% производственных мощностей, по оценке Минэнерго РФ, требует 11,1 трлн руб. до 2020 г. [13]. Поэтому главным на текущем этапе проводимых в отрасли реформ является вопрос: придут ли новые игроки, готовые инвестировать в отрасль, чтобы российская электроэнергетика удовлетворила растущий спрос?

Диктуемая современными реалиями необходимость повышения инвестиционной привлекательности предприятий электроэнергетики инициирует исследовательский интерес к осмыслению проблем, с которыми могут столкнуться стратегические инвесторы.

Проблемы повышения инвестиционной привлекательности российской электроэнергетики

Результаты анализа научных исследований, посвященных вопросам поиска и актуализации инвестиционной деятельности в российской электроэнергетике, позволили выделить следующие проблемы повышения инвестиционной привлекательности предприятий отрасли.

1. *Критическое состояние действующих основных фондов.* Об этом свидетельствует целый

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Таблица 1

Показатели исполнения инвестиционных программ субъектами электроэнергетики в 2015 году, млрд руб.

Субъект электроэнергетики	План	Факт	Процент выполнения плана
Группа ОАО «Интер РАО»	42,23	34,57	81,86
ОАО ДВЭУК	8,43	8,59	101,90
ОАО «Концерн Росэнергоатом»	185,36	190,87	102,97
ОАО РАО ЭС Востока	21,36	22,21	103,98
ОАО «Россети»	151,22	149,28	98,72
ОАО «РусГидро»	103,20	99,78	96,69
ОАО СО ЕЭС	6,34	5,60	88,33
ОАО ВСК ЕЭС	115,95	90,86	78,36
ЩГК/ТГК, реализующие ДПМ	226,14	171,61	75,89
Прочие	49,16	44,22	89,95

Источник: [5].

ряд крупных аварий и инцидентов, произошедших в последние годы, таких как обрушение кровли на Сургутской ГРЭС-2, взрыв генератора на Рефтинской ГРЭС, авария на ТЭЦ-1 в Улан-Уде, не говоря уже о множестве мелких неполадок. Износ генерирующих мощностей в электроэнергетике составляет 60%, в производстве тепла – 70-80%, что ведет к потерям при передаче электроэнергии и тепла соответственно 13 и 20% [13]. При этом важно отметить, что привлечение инвестиций в электроэнергетику в целом не решает системно вопрос обновления устаревших мощностей, поскольку в рамках инвестиционных программ инвестиции направляются на ввод новых объектов, перетекая из старой генерации в новую.

2. *Неопределенность с рынком мощности.* Существующая модель электроэнергетического рынка предполагает наличие системы взаимной ответственности между инвестором и государством. Принимая решение о приватизации, государство обязало генерирующие компании вводить новые мощности. Были подписаны договоры на мощность, в которых предусматривались штрафные санкции в размере до 25% от всего объема инвестиционной программы. Предполагается, что складываемая цена на мощность будет способна обеспечить воспроизводство и возвратность инвестиций по вводимым объектам.

Однако в условиях резкого падения курса национальной валюты и роста инфляции трудно гарантировать, что государственная политика не будет ограничивать рост цен на рынке мощности. Так, уже сегодня в России в целом тариф на электроэнергию выше на 38%, чем в США, а в промышленности – на 69% [3].

3. *Проблемы с технологическим присоединением вводимых мощностей к электросетям.* Существующий в настоящее время порядок оплаты за данное присоединение не был предусмотрен в инвестиционных программах генерирующих компаний. В результате появляется дополнительная нагрузка на производителей энергии, которая по оценкам экспертов составляет около 60-70 млрд рублей.

4. *Действующая модель ценообразования не позволяет получить инвестиционные сигналы о необходимости реализации проектов развития энергетического хозяйства.* Предполагается, что используемый в настоящее время механизм узлового ценообразования на основе анализа ценовых колебаний свидетельствует о дефиците генерирующих мощностей или объектов электросетевого хозяйства в определенной ценовой зоне, что дает сигнал о целесообразности реализации в ней инвестиционных программ. Однако данные ожидания оказываются неоправданными, поскольку в самом механизме узлового

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

ценообразования не заложены экономические стимулы. В развитии сетевой инфраструктуры и строительстве генерирующих мощностей оказываются заинтересованными потребители с целью получения наиболее низких цен в узлах сети. Тогда как энергетические компании не мотивированы к реализации проектов модернизации действующих мощностей, ремонта линий электропередач и пр. Напротив, чаще всего в условиях дефицита генерирующих мощностей возникает риск необоснованного завышения цен в зоне. Неэффективной представляется и разрабатываемая модель «ДПМ-штрих», предполагающая использование схемы договоров предоставления мощности (ДПМ). Включение в договор инвестиционных затрат генерации приводит к перекладыванию расходов на покрытие рисков инвесторов на потребителя, что ведет к вероятности удорожания электроэнергии и, по мнению главного эксперта «Газпромбанка» Н. Пороховой, является невыгодной и для тех генерирующих компаний, которые большую прибыль получают от продажи мощности [8]. Наиболее перспективным в этом отношении, по мнению ряда экспертов, выступает метод RAB, который позволяет привлекать и возвращать необходимый капитал не одномоментно, а в течение достаточно длительного периода времени, а также контролировать эффективность и целеориентированность затрат [2, 12]. Однако возможности его применения в России ограничиваются отсутствием соответствующей институциональной базы.

5. *Низкая эффективность применяемых в региональных и отраслевых программах и проектах развития электроэнергетики механизмов привлечения внутренних и внешних инвестиций.* В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 17.01.2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», в целях обеспечения удовлетворения спроса на электроэнергию, а также для привлечения инвестиций в отрасль разрабатываются программы перспективного развития электроэнергетики субъектов РФ, региональные целевые программы. Как показал проведенный анализ программных документов развития электроэнергетики, реализуемых в регионах ЮФО, данные механизмы носят пре-

имущественно общий характер и выражаются в предоставлении различного рода налоговых льгот. Для повышения инвестиционной привлекательности электроэнергетики представляется необходимым сочетание налоговых стимулов с ценовыми, обеспечивая перераспределение инвестиционных доходов участников модернизационных проектов соответственно эффективности их инвестиционных вложений.

Помимо частных инвесторов, большой сектор в электроэнергетике занимают компании с контрольной долей собственности государства. Речь идет о «Росэнергоатоме», «ГидроОГК», Федеральной сетевой компании и «Интер РАО», которые государство определило как компании, где оно сохраняет свое присутствие в среднесрочной перспективе. Это означает, что акцент в решении задачи повышения инвестиционной привлекательности электроэнергетических компаний смещается от управления операционными издержками к управлению капитальными затратами, поскольку именно эти компании будут во многом определять издержки государства в электроэнергетике. Так или иначе все издержки на сооружение атомных мощностей, гидро-мощностей, сетевого строительства в конечном счете относятся на потребителя. В этой связи задача государства состоит в том, чтобы создать механизмы, которые могли бы оптимизировать капитальные затраты, особенно в контексте осуществления инновационных проектов, направленных на последовательный переход отрасли в статус стимулирующей инфраструктуры.

Направления повышения инвестиционного потенциала электроэнергетики

Решение указанных проблем развития предпринимательства в энергетике представляется связанным с формированием таких институциональных механизмов, которые обеспечивают управление процессами формирования инвестиционной привлекательности отрасли не только на уровне отдельного предприятия, но и на более высоких уровнях: отрасли, отдельных муниципальных и региональных субъектов, а также на макроуровне. Это предполагает формирование новой модели стратегического управления предприятиями электроэнергетики

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

как базовыми звеньями капитализации отрасли в целом [9]. При этом капитализацию ресурсов в инновационных проектах следует рассматривать в качестве ключевого фактора, определяющего инвестиционную привлекательность стратегических планов развития электроэнергетики.

В данном формате представляется необходимым и эффективным наращивание потенциала государственно-частного партнерства для финансирования инвестиционных программ энергокомпаний. В этой связи заметим, что утверждение о том, что устранение государственного регулирования в отрасли ведет к активизации в ней инвестиционных процессов представляется спорным в условиях длительности и капиталоемкости процессов модернизации морально и физически устаревших и выработавших свой ресурс основных фондов электроэнергетических компаний.

Опыт применения подобного рода механизмов в России уже существует. Так, одним из инструментов реализации Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, утвержденной Постановлением Правительства РФ от 22.02.2008 г. № 215-р, является государственное гарантирование инвестиций, позволяющее обеспечить инвестору возврат затрат специальными целевыми платежами, а также снизить величину рисков. Постановлением Правительства РФ от 14.12.2010 г. № 1016 определен порядок предоставления государственных гарантий на инвестиционные проекты в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в сфере жилищно-коммунального хозяйства и промышленности. В частности, полная стоимость проектов в области повышения энергосбережения и энергоэффективности в сфере ЖКХ должна быть не менее 500 млн руб., промышленности – не менее 1 млрд руб. Доля участия государства в проекте должна быть не более 49%, а за счет собственных средств должно финансироваться не менее 15% стоимости проекта. По плану объем привлекаемых инвестиций с использованием данного механизма в 2010-2013 гг. должен был составить 141 млрд руб. [10].

В число стран-лидеров, использующих механизмы ГЧП в реализации проектов электроэнергетики, входит Франция, где концессион-

ные соглашения в сфере общественных услуг заключались еще с XIX века.

Таким образом, институциональный и организационный альянс государства и бизнеса в отношении реализации проектов развития высокозатратных проектов инновационного развития электроэнергетики может стать новой формой отношений в стратегиях модернизации отрасли. Кроме того, такое взаимодействие позволяет сбалансировать распределение рисков между государством и бизнесом, что мотивирует бизнес к осуществлению инвестиций в электроэнергетику.

Достаточно перспективным представляется привлечение в электроэнергетику инвестиционных ресурсов в рамках отношений международного партнерства. Так, в 2010 г. стартовала инициатива «Партнерство для модернизации» ЕС – Россия, в рамках которой был оформлен «Энергетический диалог», предусматривающий продвижение стандартов энергоэффективности, поддержку инициативных модернизационных проектов бизнеса всех стран Евросоюза, направленных на снижение загрязнения окружающей среды. Основным условием привлечения инвестиционных ресурсов зарубежных компаний в рамках данной программы является наличие квот выбросов: если выбросы в ходе модернизации объекта снижаются, то компания получает право продать сертификат на определенный объем выбросов на международном рынке [11]. Так, например, инвестированные в 2009-2011 гг. 500 млн долл. компанией «Е.Он» в модернизацию Яйвинской электростанции (Пермский край) были компенсированы в результате продажи сертификата ЛП по окончании работ [11]. Отметим, что данный формат связывания ресурсов модернизации привлекателен еще и тем, что повышает сбалансированность отраслевых и региональных (экологический фактор) интересов развития электроэнергетики.

Выводы

Таким образом, сложная система экономических интересов, реализуемых во взаимодействии субъектов электроэнергетического рынка, не обеспечивает возможности решения проблемы привлечения инвестиций в отрасль только за

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

счет какого-то одного источника, в том числе частных инвесторов. Высокий уровень износа фондов при стратегической значимости отрасли как стимулирующей инфраструктуры, обеспечивающей рост реального сектора экономики, имеющего важное стратегическое значение в условиях нарастающих внешних и внутренних вызовов и макроэкономической нестабильности, обуславливают необходимость развития долгосрочных партнерских отношений государства и бизнеса в реализации проектов модернизации энергетических компаний. При этом необходимым условием реального повышения

инвестиционной привлекательности отрасли является снятие существующих институциональных ограничений инновационного развития электроэнергетики как инфраструктурной и производственной сферы, а также создание благоприятных условий для обеспечения свободы маневра и рационального использования инвестиционных ресурсов, что может быть достигнуто посредством реализации различных интеграционных механизмов, в том числе государственно-частного партнерства, основанных на согласовании и балансе интересов взаимодействующих сторон.

ЛИТЕРАТУРА

1. Авдашева С.Б., Орлова Ю.А. Эффекты реформ тарифного регулирования естественных монополий: опыт российских электросетевых компаний // *Энергетическая политика*. – 2014. – Вып. 4. – С. 12-21.
2. Зайцева С.С. Проблема РАО ЕЭС России: риск инвестора // *Бизнес в законе*. – 2008. – № 3. – С. 266-268.
3. Овсейчук В. Тарифы на электроэнергию и услуги ЖКХ: доступность для потребителей // *Новости ЭлектроТехники*. – № 2 (80). – 2013. – С. 21-25.
4. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2015 году. Системный оператор единой энергетической системы. Официальный сайт. URL: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2016/ups_rep2015.pdf
5. Отчеты об исполнении инвестиционных программ, в том числе отчеты об исполнении планов вводов основных средств. Официальный сайт Министерства энергетики РФ. URL: <http://minenergo.gov.ru/opensdata/7705847529-otchet-yobispolneniiinvestprogramm>
6. Официальный сайт Института энергетической стратегии. URL: http://www.energystrategy.ru/ab_ins/source/ES-2035_03_2014.pdf
7. Попова Е.А. Пути повышения эффективности инвестиционной политики на предприятиях электроэнергетики / Дис. на соиск. уч. степени к.э.н.. – Краснодар. 2014.
8. Порохова Н.В. Цена на электроэнергию: баланс интересов потребителей и производителей / Материалы конференции «Реформиро-
- вание электроэнергетики и его влияние на социально-экономическое развитие Сибири. – Красноярск. 2011. URL: http://ipem.ru/research/power/power_presentations/29.html
9. Рожков В.А. Капитализация ресурсов электроэнергетических компаний в системе факторов устойчивого развития региона // *Устойчивое развитие горных территорий*. – 2014. – № 3 (21). – С. 101-106.
10. Суладзе Н. Механизм госгарантирования инвестиций в электроэнергетике: первый опыт // *Профессиональный журнал*. – 2008. – № 4 (53). – С. 17-21.
11. Участие компаний ЕЭС в модернизации российской энергетики. URL: <http://www.webeconomy.ru/index.php?page=cat&newsid=1357&type=news>
12. Фадеева А. Модели энергорынка добавили итрих // *Ежедневная деловая газета РБК Daily*. 28.03.2013. URL: <http://rbcdaily.ru/industry/562949986378794>
13. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. №1715-р. Официальный сайт Министерства энергетики РФ. URL: <http://minenergo.gov.ru>.
14. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. Проект. Официальный сайт Министерства энергетики РФ. URL: <http://minenergo.gov.ru>.

Поступила в редакцию
12.02.2016 г.

L.G. Matveeva, O.A. Chernova²

**PROBLEMS OF INCREASE OF INVESTMENT ATTRACTIVENESS
OF ENTERPRISES OF ELECTRIC POWER INDUSTRY IN MODERN
CONDITIONS**

The article analyzes the main problems associated with attracting investment in power generation. As a necessary condition for increasing the investment attractiveness and development of the sector as enabling infrastructure, it is proposed the development of public-private partnership and international cooperation that will balance the interests of participants, including through risk sharing between government and business.

Key words: investment attractiveness, stimulating infrastructure, public-private partnership, investment resources, risks.

² Lyudmila G. Matveeva – Head of Department of the Information Economy, Southern Federal University, Doctor of Economics, Professor, *e-mail:* matveeva_lg@mail.ru;
Olga A. Chernova – Professor of Department of the Information Economics, Southern Federal University, Doctor of Economics, *e-mail:* chernova.olga71@yandex.ru

УДК 621.311:338.5 (470.6)

И.Ю. Золотова¹

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РОЗНИЧНЫХ ЦЕН НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ: УЧЕТ РЕГИОНАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ РЕГИОНОВ ЮЖНОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ОКРУГА

В статье приводится описание методологии прогнозирования региональных розничных цен на электрическую энергию (мощность) и представлены результаты выполненных расчетов (прогнозные значения цен) на примере регионов Южного федерального округа. Выполнен и представлен альтернативный прогноз цен на электроэнергию для конечных потребителей рассматриваемых субъектов Российской Федерации, сформированный с учетом особенностей ценообразования на услуги по передаче электроэнергии.

Ключевые слова: цены на электроэнергию, прогнозирование региональных цен, методология прогнозирования розничных цен, Южный федеральный округ.

Методология прогнозирования розничных цен на электроэнергию

Сложившаяся к настоящему времени система цен на электроэнергию в Российской Федерации является отражением изменений, происходящих в последние годы в экономике страны – результатом перехода от государственного регулирования к рыночным отношениям, следствием разделения конкурентных (производство) и монопольных (передача) видов деятельности, связанных с процессом энергоснабжения потребителей.

Сегодня розничная цена на электроэнергию для конечных потребителей формируется с учетом следующих компонентов, отражающих основные бизнес-процессы:

- цена на электрическую энергию и мощность на оптовом рынке (и/или приобретаемой от розничной генерации);
- тариф на оказание услуг по передаче электроэнергии;
- сбытовая надбавка гарантирующего поставщика (или оплата услуг независимых сбытовых организаций);
- тарифы на оказание услуг инфраструктурных организаций, которые являются неотъемлемой частью процесса снабжения электрической энергией потребителей.

Наибольшая доля в структуре конечной цены на электроэнергию приходится на оплату про-

изводства электрической энергии (мощности) на оптовом и розничном рынках (в 2014 г. по данным ФСТ России – 67%).

Формирование (установление) отдельных составляющих розничной цены на электрическую энергию осуществляется как посредством государственного регулирования (в части установления тарифов на услуги по передаче электроэнергии, сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков и тарифов инфраструктурных компаний), так и на основании действующих рыночных механизмов в отрасли (при ценообразовании на оптовом рынке), а также на основании договорных отношений между участниками рынка [1].

Прогноз цен на электрическую энергию выполнен по схеме последовательного определения перспективных значений составляющих розничной цены: стоимости покупки электроэнергии с оптового рынка по регулируемым и свободным ценам, стоимости покупки электроэнергии у региональных поставщиков, стоимости услуг по передаче электроэнергии по сетям Единой национальной электрической сети и территориальным сетевым организациям, а также стоимости услуг сбытовых и инфраструктурных организаций отрасли.

При определении каждой компоненты розничной цены на электроэнергию на перспективу использовался нормативный подход: формирование составляющих осуществлялось исходя из

¹ Ирина Юрьевна Золотова – заместитель директора Института ценообразования и регулирования естественных монополий НИУ ВШЭ, e-mail: izolotova@hse.ru

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Таблица 1

Ключевые макроэкономические параметры для формирования прогноза цен на электрическую энергию

Параметры	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Индекс потребительских цен в среднем за год, % к предыдущему году	115,7	107,0	106,5	105,5	103,6	103,2
Топливо						
Газ природный (оптовые цены) в среднем для всех категорий потребителей, исключая население, %	103,5	107,5	107,3	106,6	104,3	103,8
Индекс-дефлятор добычи нефти	115,4	118,6	117,0	108,4	104,0	102,2
Добыча каменного, бурого угля и торфа (индекс-дефлятор)	114,9	106,1	111,6	106,7	103,9	102,6
Железнодорожные перевозки грузов в регулируемом секторе	110,0	110,0	104,5	104,5	103,6	103,2

действующих в отрасли правил и методов ценообразования на соответствующие услуги и товары. При этом сделано допущение об их неизменности на всем горизонте прогнозирования. Также учитывались состоявшиеся долгосрочные тарифные решения органов исполнительной власти в области регулирования цен и тарифов (преимущественно в части определения стоимости услуг по передаче электрической энергии).

В целях прогнозирования отдельных параметров, связанных с ценообразованием на рассматриваемые товары и услуги (перспективная динамика цен на топливо, прогнозные значения инфляции, изменение электропотребления и прочие факторы), автором использованы материалы прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации на среднесрочный и долгосрочный периоды, опубликованные Минэкономразвития России (16.02.2015 г., 28.05.2015 г., 08.11.2013 г.). В табл. 1 представлены ключевые макроэкономические параметры, являющиеся базой для формирования прогноза розничных цен на электроэнергию.

Основные показатели функционирования компаний электроэнергетики на прогнозный период и инвестиционные планы (объем вводов и выводов генерирующего и электросетевого оборудования, показатели по модернизации и обновлению основных производственных фондов, технические характеристики работы) приняты в соответствии с отраслевыми документами перспективного развития [2, 3].

Представленный прогноз розничных цен на электрическую энергию выполнен в среднем для всех групп потребителей (без дифференциации). Темпы роста цен на электроэнергию для отдельных категорий потребителей могут отличаться от представленных средних значений. При этом основным фактором отклонения (в условиях относительно неизменной структуры электропотребления) будут перспективные решения по ликвидации (сокращению) перекрестного субсидирования между группами потребителей: перераспределение финансовых обязательств (ценовой нагрузки) между населением и прочими потребителями (в основном крупными промышленными потребителями, которые занимают преобладающую долю в структуре электропотребления России). Принятие курса на ликвидацию данного механизма ценообразования приведет к превышению темпов роста тарифов для населения по сравнению с прочими потребителями.

Далее в статье представлена методология прогнозирования отдельных составляющих цен на электроэнергию для конечных потребителей.

Прогнозирование цен на оптовом рынке электрической энергии и мощности

Рынок электроэнергии в Российской Федерации представляет собой систему взаимоотношений между его участниками по поводу обращения (купли-продажи) двух товаров: электри-

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

ческой энергии и мощности. При этом цена на электрическую энергию определяется стоимостью топлива, сжигаемого на электростанциях (переменная составляющая). Стоимость электрической мощности формируется исходя из условия компенсации условно-постоянных затрат энергетических компаний. Потребитель, оплачивая потребляемый фактический объем электроэнергии, дополнительно несет обязательства по оплате электрической мощности – платеж за готовность электрогенерирующего объекта нести нагрузку в требуемое время и в необходимом объеме. Торговля электрической энергией и мощностью на оптовом рынке осуществляется по регулируемым и свободным ценам.

В настоящее время государственное регулирование тарифов полностью сохранено в части объемов поставки электроэнергии населению и приравненным к нему категориям потребителей², в субъектах Российской Федерации с особыми условиями функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии (к данным зонам относятся Республики Северо-Кавказского Федерального округа, Республика Тыва) и на территориях неценовых зон рынка (Дальний Восток, Архангельская и Калининградская области, Республика Коми).

Методологической основой для формирования прогнозных значений цен на электрическую энергию и мощность являются правила оптового рынка электрической энергии и мощности [4] и основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике [5].

В ходе исследования на основании действующих правил и методик выполнен прогноз следующих ценовых показателей оптового рынка: регулируемая цена (тариф) на мощность, регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, свободная цена на мощность, сложившаяся в результате конкурентного отбора мощности (далее – КОМ), свободная цена на электроэнергию, формируемая на так называемом рынке на сутки вперед (далее – РСВ)³.

Прогноз регулируемых тарифов на электрическую энергию и мощность до 2020 г. выполнен в соответствии с формулами индексации регулируемых тарифов [6] с учетом принятых в рамках настоящего исследования макроэкономических параметров по темпам изменения цен на топливо (для прогнозирования цен на электрическую энергию) и инфляции (для определения перспективных значений цен на мощность).

Прогноз цен РСВ сформирован с учетом особенностей ценообразования на рынке электроэнергии исходя из принятых прогнозных темпов роста цен на топливо. На рынке РСВ действует маржинальный принцип ценообразования. Потребители и поставщики электрической энергии подают заявки, включающие предложения участников по объему и ценам приобретения/поставки электрической энергии. Отбор заявок происходит исходя из условия минимизации затрат (цены) покупателей электроэнергии, то есть первоначально отбираются предложения поставщиков электрической энергии (электростанций) с наименьшей ценой (которая определяется исходя из удельного расхода топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии, цены сжигаемого топлива и прибыли/рентабельности поставщика электроэнергии), затем рассматриваются следующие по возрастанию ценовые предложения и так далее до тех пор пока спрос на электроэнергию не будет удовлетворен (обеспечен предложением) полностью. Цена последней заявки поставщика, «замкнувшая» предложение, и будет являться ценой РСВ, по которой осуществляется реализация электрической энергии всеми поставщиками. Ввод новых эффективных генерирующих мощностей (с более низкими удельными расходами топлива по сравнению текущими уровнями) и учет параметров их функционирования в прогнозе приводит к снижению темпов роста цен РСВ в перспективе (наблюдается отставание от темпов роста цен на топливо).

² В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 29 ноября 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» к приравненным к населению группам потребителей относятся: исполнители коммунальных услуг, садоводческие, огороднические или дачные некоммерческие объединения граждан, определенные юридические лица, религиозные организации, сбытовые организации в целях дальнейшей продажи населению и др.

³ Рынок на сутки вперед (РСВ) представляет собой проводимый коммерческим оператором рынка (ПАО «АТС») конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час суток. Доля РСВ в России составляет 60% в общем объеме оптового рынка электроэнергии и мощности (стоимости реализуемых рассматриваемых товаров).

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Цены на мощность, реализуемую по результатам КОМ, на перспективу определены с учетом прогнозных значений инфляции. Дополнительно рассчитаны прогнозные значения цен на мощность:

- для объектов генерации, осуществляющих поставку мощности в вынужденном режиме⁴ (тарифы устанавливаются на федеральном уровне);
- для тепловых электростанций, реализующих мощность на основании договоров о предоставлении мощности (так называемые «объекты ДПМ») по рассчитываемой по формуле цене, обеспечивающей возврат капитальных и эксплуатационных затрат, а также доход инвестору (определяется на десятилетний период) [7];
- для вводимых объектов АЭС и ГЭС, цены на мощность которых рассчитываются исходя из принципа возврата и доходности инвестируемого капитала (устанавливается на федеральном уровне) [8].

При формировании прогноза оптовых цен на электрическую мощность учтено: ежегодное установление надбавки к цене на мощность в целях обеспечения безопасной эксплуатации атомных и гидроэлектростанций, а также особенности ценообразования на мощность для ГЭС второй ценовой зоны оптового рынка (зона Сибири)⁵.

Расчет указанных ценовых параметров на рассматриваемый горизонт прогнозирования выполнен по каждому функционирующему сегодня и перспективному объекту генерации. За базовый уровень соответствующих величин приняты отчетные данные и состоявшиеся решения федеральных органов исполнительной власти на 2015 год.

В представленном исследовании автором не учтены законодательно предусмотренные надбавки для субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности в целях поддержки энергообъектов, расположенных в особых экономических зонах Российской Федерации [4]: надбавка к цене на мощность, устанавлива-

емая в целях частичной компенсации стоимости мощности и (или) электрической энергии субъектов оптового рынка Калининградской области; надбавка к цене на мощность, устанавливаемая в целях компенсации капитальных и эксплуатационных затрат генерирующих объектов (тепловых электростанций), построенных и введенных в эксплуатацию на территориях Республики Крым и (или) города федерального значения Севастополя. Учет данных факторов приведет к превышению представленных оценок по темпам роста цен на электроэнергию.

Прогнозирование тарифов на услуги по передаче электрической энергии

Электросетевой комплекс Российской Федерации представляет собой совокупность электросетевых объектов – линий электропередач и подстанций. Организационная структура электросетевого комплекса включает в себя: организацию по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью – ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», эксплуатирующее около 90% линий напряжением от 220 до 750 кВ (остальные 10% эксплуатируются независимыми организациями); 14 межрегиональных распределительных сетевых организаций, эксплуатирующих линии напряжением от 0,4 до 110 кВ и занимающие около 70% рынка электросетевых услуг в электросетевом комплексе; около 3000 территориальных сетевых организаций, эксплуатирующих преимущественно линии напряжением от 0,4 до 10 кВ, на долю которых приходится около 30% рынка электросетевых услуг [9].

Тарифы на услуги электросетевых организаций в Российской Федерации полностью подлежат государственному регулированию. Методологической основой для прогнозирования тарифов на услуги электросетевых организаций являются правила недискриминационного доступа [10] и соответствующие методические указания по расчету тарифов на услуги по передаче электроэнергии.

⁴ Мощность электростанций поставляется в вынужденном режиме в случае, когда в отношении данных генерирующих объектов в установленном порядке не получено разрешение о выводе из эксплуатации, например, в связи с тем, что от их работы зависит теплоснабжение потребителей или стабильность всей энергосистемы (угроза надежности электроснабжения в случае его вывода из эксплуатации).

⁵ Начиная с 2014 г. введена поэтапная либерализация цен на мощность ГЭС второй ценовой зоны оптового рынка (до 2014 г. – тарифы на мощность ГЭС полностью подлежали государственному регулированию).

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

На территории Российской Федерации действует так называемый «котловой» принцип тарифообразования на услуги по передаче электрической энергии, при котором обеспечивается равенство тарифов на услуги по передаче электрической энергии для всех потребителей услуг, расположенных на территории соответствующего субъекта Российской Федерации и принадлежащих к одной группе (категории). Для расчета единых (котловых) тарифов, утверждаемых для каждого уровня напряжения, суммируются валовые выручки всех сетевых организаций региона по соответствующему уровню напряжения. Тариф на услуги по передаче электроэнергии включает две компоненты: ставку на содержание электрических сетей и ставку на оплату электроэнергии для компенсации потерь. Величина последней зависит как от технических параметров функционирования сетевой организации (уровня потерь в сетях), так и от рыночной конъюнктуры, так как соответствующий объем электроэнергии приобретается с оптового рынка по рыночным ценам.

С 2011 г. необходимая валовая выручка электросетевых компаний (в части содержания) рассчитывается на основании долгосрочных методов регулирования (основными из которых являются метод доходности инвестированного капитала – так называемый метод RAB, и метод долгосрочной индексации) и устанавливается региональными органами исполнительной власти в сфере регулирования тарифов на долгосрочный период. Исходя из различной структуры электросетевой инфраструктуры в регионах, состояния электросетевых объектов, параметров функционирования и развития организаций, оказывающих услуги по передаче электроэнергии, темпы изменения сетевых тарифов в разных субъектах Российской Федерации могут отличаться.

При формировании прогноза цен на электроэнергию в рамках настоящего исследования необходимая валовая выручка электросетевых организаций (стоимость услуг по передаче электроэнергии в части содержания электрических сетей) на период до 2017 г.⁶ принята в соответствии с утвержденными регуляторными реше-

ниями. На дальнейший период до 2020 г. автором проведен расчет в соответствии с действующими в отрасли правилами тарифообразования на услуги по передаче электроэнергии.

Прогнозирование тарифов на услуги сбытовых организаций

В настоящее время на территории Российской Федерации услуги по сбыту электроэнергии оказываются гарантирующими поставщиками и независимыми энергосбытовыми организациями. Доля соответствующих услуг в розничной цене на электроэнергию не превышает 5%.

Гарантирующие поставщики обязаны заключать договор на поставку электрической энергии (договор купли-продажи или договор энергоснабжения) с любым обратившимся к нему хозяйствующим субъектом. Сбытовые надбавки таких организаций регулируются на региональном уровне и устанавливаются по видам потребителей (сетевые организации, население, прочие потребители). Цены на услуги независимых энергосбытовых организаций не подлежат государственному регулированию.

Прогноз стоимости услуг сбытовых организаций сформирован исходя из статистической информации, опубликованной на сайтах сбытовых организаций, тарифных решений региональных органов исполнительной власти с учетом принятого в исследовании индекса инфляции на перспективу.

При этом автор исходил из предположения о не превышении цены независимых энергосбытовых организаций сбытовой надбавки гарантирующих поставщиков, так как последние выступают своего рода конкурентами для независимых организаций.

Прогноз розничных цен на электроэнергию в субъектах Российской Федерации

При прогнозировании розничной цены на электроэнергию в отдельных регионах Российской Федерации одним из ключевых факторов является определение стоимости электроэнергии (мощности), приобретаемой с оптового рын-

⁶ В большинстве субъектов РФ 2017 г. является последним годом долгосрочного периода регулирования электросетевых организаций.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

ка субъектами рассматриваемого региона. В то время как стоимость услуг по передаче и сбыту электроэнергии определяются на уровне субъекта Российской Федерации (в соответствии с представленной методологией) и могут быть приняты в расчет прогнозных уровней розничных цен в соответствующем регионе «прямым» счетом, стоимость генерации электроэнергии и мощности формируется в целом по рынку, и необходимо ее корректное отнесение на соответствующий субъект Российской Федерации.

В выполненном прогнозе автором определены темпы роста оптовых цен на электрическую энергию и мощность на перспективу по каждой ценовой зоне рынка (в соответствии с представленной методологией) и применены к фактическим данным по стоимости электрической энергии, приобретаемой регионом с оптового рынка. При этом стоимость мощности, реализуемой по ДПМ и от «вынужденных» генерирующих объектов, отнесена на регион «прямым» счетом пропорционально объему электропотребления (доли региона в общем объеме потребления соответствующей ценовой зоны оптового рынка).

трической энергии на территории округа, являются филиалы ПАО «МРСК Юга», ПАО «Кубаньэнерго» (дочерние компании ПАО «Россети»). На их долю приходится ~ 42% общей выручки от оплаты услуг по передаче электрической энергии в округе (в части содержания сетей).

Основным методом регулирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории округа является метод доходности инвестированного капитала, которым осуществляется расчет плановых выручек электросетевых организаций («Астраханьэнерго», «Ростовэнерго», «Калмэнерго», ПАО «Кубаньэнерго»). Тарифы на услуги «Волгоградэнерго» регулируются методом долгосрочной индексации.

В базовом прогнозе (табл. 2) по отдельным регионам (Астраханская область, Республика Калмыкия) наблюдается существенный рост цен на электроэнергию в 2016 г. наряду с их снижением в 2018 году. Данный факт обусловлен окончанием в 2016-2017 гг. долгосрочного периода регулирования электросетевых организаций и необходимостью компенсировать «сглаживание»⁷ необходимой валовой выручки электросетевым организациям.

Таблица 2

Прогнозная динамика цен на электрическую энергию (мощность), приобретаемую с оптового рынка в Южном Федеральном округе

2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
113%	109%	108%	104%	105%

Прогноз розничных цен на электроэнергию для потребителей регионов Южного федерального округа

Прогнозная динамика розничных цен на электроэнергию в регионах Южного федерального округа на период до 2020 г. сформирована в соответствии с представленной выше методологией и принятыми макроэкономическими параметрами на перспективу (базовый прогноз).

Динамика стоимости покупной электрической энергии и мощности для регионов округа на рассматриваемый прогнозный период (принята равной для всех субъектов округа) представлена в табл. 2.

Основными сетевыми организациями, осуществляющими деятельность по передаче элек-

С учетом текущей государственной политики по ограничению темпов роста тарифов в инфраструктурных отраслях (исходя из понимания о невозможности роста в соответствии с представленными оценками), автором выполнен альтернативный прогноз цен на электроэнергию, который сформирован исходя из продления долгосрочного периода регулирования сетевых организаций до 2020 года.

Методология прогноза основана на перераспределении суммарного объема необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций за период 2016-2020 гг., определенной согласно базовому прогнозу в рамках продленного долгосрочного периода регулирования (до 2020 г.), в результате достигается более равномерный рост тарифов на услуги по передаче

⁷ Механизм, используемый для перераспределения в периоде тарифного роста.

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Таблица 2

Прогнозная динамика цен на электрическую энергию по регионам Южного федерального округа, %

Регион	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2015-2020 гг.
<i>Астраханская область</i>							
Розничная цена на электрическую энергию							
<i>базовый прогноз</i>	108,0	123,4	110,1	94,0	103,6	103,9	137,4
<i>альтернативный прогноз</i>	108,0	112,5	109,5	107,9	105,3	105,7	147,7
Тариф на услуги по передаче электроэнергии							
<i>базовый прогноз</i>	110,0	149,0	111,2	69,8	100,9	100,0	116,7
<i>альтернативный прогноз</i>	110,0	105,1	104,9	103,1	102,3	101,5	153,1
Справочно:							
<i>Темп роста электропотребления</i>		101	100,6	100,7	100,1	100,3	
<i>Волгоградская область</i>							
Розничная цена на электрическую энергию							
<i>базовый прогноз</i>	106,0	110,0	107,5	107,0	105,9	104,5	140,1
<i>альтернативный прогноз</i>	106,0	113,2	108,1	106,6	103,9	104,3	141,4
Тариф на услуги по передаче электроэнергии							
<i>базовый прогноз</i>	104,0	104,7	103,4	105,4	110,3	103,7	130,6
<i>альтернативный прогноз</i>	104,0	107,1	105,5	105,2	102,0	102,9	124,7
Справочно:							
<i>Темп роста электропотребления</i>		109	100,7	101	100,9	100,8	
<i>Краснодарский край и Республика Адыгея</i>							
Розничная цена на электрическую энергию							
<i>базовый прогноз</i>	111,0	110,5	108,2	103,9	102,4	103,5	131,7
<i>альтернативный прогноз</i>	111,0	109,1	107,6	105,9	103,5	103,4	133,1
Тариф на услуги по передаче электроэнергии							
<i>базовый прогноз</i>	122,0	108,5	107,1	97,4	98,6	101,4	113,1
<i>альтернативный прогноз</i>	122,0	104,6	105,1	103,5	101,4	101,3	116,9
Справочно:							
<i>Темп роста электропотребления</i>		102,3	102,5	103	102,9	102,3	
<i>Ростовская область</i>							
Розничная цена на электрическую энергию							
<i>базовый прогноз</i>	109,0	109,4	108,3	99,5	103,6	103,9	127,0
<i>альтернативный прогноз</i>	109,0	108,3	106,2	105,1	102,4	102,8	127,3
Тариф на услуги по передаче электроэнергии							
<i>базовый прогноз</i>	114,0	105,2	107,8	84,2	102,3	102,3	100,0
<i>альтернативный прогноз</i>	114,0	101,5	101,5	100,7	98,6	97,8	100,0

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Окончание табл. 2

Регион	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2015-2020 гг.
Справочно:							
Темп роста электропотребления		102,3	101,7	101	102	100,9	
Республика Калмыкия							
Розничная цена на электрическую энергию							
базовый прогноз	103,0	135,3	140,6	68,8	102,3	102,7	137,6
альтернативный прогноз	103,0	114,8	113,4	111,8	109,7	109,8	175,2
Тариф на услуги по передаче электроэнергии							
базовый прогноз	100,0	161,9	165,9	48,4	100,0	100,4	130,4
альтернативный прогноз	100,0	117,7	117,8	116,7	114,3	114,3	211,6
Справочно:							
Темп роста электропотребления		111	106,7	101,3	100	100,2	

электроэнергии и розничной цены на электрическую энергию до 2020 года.

Отметим, что в регионах с существенным ростом цен на электроэнергию в 2016 г. в базовом сценарии (Астраханская область, Республика Калмыкия) общий темп роста цен за рассматриваемый прогнозный период в альтернативном сценарии превышает аналогичный показатель базового, другими словами абсолютный уровень цен на электроэнергию в данных субъектах Российской Федерации при реализации предложенного перераспределения плановой выручки электросетевых организаций в 2020 г. будет выше, чем в действующих условиях. При этом при реализации альтернативного варианта изменение тарифов по годам будет равномерным.

В остальных рассматриваемых субъектах Южного федерального округа (Волгоградская и Ростовская области, Краснодарский край и Республика Адыгея) итоговый (суммарный) темп роста тарифов на услуги по передаче электроэнергии и розничных цен в обоих вариантах прогноза практически одинаков.

Перераспределение необходимой валовой выручки электросетевых организаций может быть осуществлено путем реализации следующих мер: новое сглаживание в течение продленного долгосрочного периода регулирования (при применении метода доходности инвестированного капитала); пересмотр инвестиционных программ электросетевых организаций (при

применении метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки).

Заключение

Актуальность прогнозирования цен на электроэнергию как на макроуровне, так и в региональном разрезе обусловлена необходимостью наличия у субъектов рынка, органов федеральной и региональной исполнительной власти, экспертного сообщества обоснованных (как с точки зрения исходной информации, применяемых методов прогнозирования, так и самих прогнозных параметров) знаний о перспективных уровнях цен на электроэнергию в целях повышения качества планирования своей работы на энергетических рынках.

Фактические значения цен на электроэнергию в регионах Южного федерального округа в перспективе могут отличаться от представленных в статье оценок как в связи с изменением макроэкономических параметров (уровня инфляции, цен на топливо), так и изменением действующих правил, методов и принципов ценообразования в отрасли. Так, в исследовании приведен пример дифференциации прогнозных темпов роста цен на электроэнергию в связи с предполагаемыми изменениями в тарифообразовании на услуги по передаче электрической энергии – продление долгосрочного периода регулирования (автором обозначены возможные

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

механизмы реализации перераспределения плановой выручки электросетевых организаций по годам).

Вместе с тем предложенная методология является универсальным инструментарием для решения задач по прогнозированию розничных цен на электрическую энергию в отдельных

субъектах Российской Федерации⁸ и была применена в 2015 г. при реализации проекта в рамках исполнения Государственного контракта по выполнению НИР в интересах Минэкономразвития России для совершенствования модели прогнозирования цен в электроэнергетике на среднесрочную и долгосрочную перспективу⁹.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный Закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
2. Приказ Минэнерго России от 1 августа 2014 г. № 495 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2014-2020 годы».
3. Проект Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года.
4. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 1172 «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».
5. Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».
6. Приказ ФСТ России от 28 августа 2014 г. № 210-э/1 «Об утверждении формул индексации регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), применяемых в договорах купли-продажи электрической энергии (мощности), порядка применения, а также порядка установления плановых и фактических показателей, используемых в указанных формулах».
7. Постановление Правительства РФ от 13 апреля 2010 г. № 238 «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности».
8. Приказ ФСТ России от 13 октября 2010 г. № 486-э «Об утверждении порядка определения цены на мощность вводимых в эксплуатацию новых атомных и гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций)».
9. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 3 апреля 2013 г. № 511-р.
10. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 861.
11. Официальный сайт Минэкономразвития России. URL: <http://www.economy.gov.ru/>
12. Официальный сайт НП «Совет рынка». URL: <http://www.np-sr.ru/>
13. Официальный сайт ОАО «СО ЕЭС». URL: <http://so-ups.ru/>
14. Официальный сайт Минэнерго России. URL: <http://minenergo.gov.ru/>
15. Официальные сайты энергетических генерирующих и сетевых компаний.

Поступила в редакцию
13.10.2016 г.

⁸ Автор признает слабость данной методологии – необходимость проведения масштабных расчетов и наличие существенных объемов исходной информации.

⁹ Инструментарий был разработан в 2010 году. Автор входила в коллектив разработчиков прогнозной модели цен и являлась руководителем данного проекта.

I.Yu. Zolotova¹⁰

FORECASTING RETAIL ENERGY PRICES: CONSIDERING REGIONAL SPECIFICITY OF PRICE FORMATION THROUGH THE EXAMPLE OF SOUTHERN FEDERAL DISTRICT REGIONS

The article describes the methodology for forecasting regional retail energy (power) prices and provides calculated results (predicted price values) using the example of Southern Federal District regions. An alternative energy price forecast is made for ultimate consumers in the reviewed constituent entities of the Russian Federation and presented taking into account specific features of energy supply price formation.

Key words: energy prices, forecasting regional prices, methodology for forecasting retail prices, Southern Federal District.

¹⁰ Irina Yu. Zolotova – Deputy Director of the Institute of Pricing and Regulation of Natural Monopolies at the National Research University Higher School of Economics, *e-mail:* izolotova@hse.ru

