УДК 38.05.01

JEL M15

DOI: 10.17213/2312-6469-2019-3-230-251

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА. ПЕРСПЕКТИВЫ КОРРЕКТИРОВКИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ В РОССИИ¹

© С.А. Некрасов 2019

*Центральный экономико-математический институт РАН,
г. Москва, Россия*

Концепция устойчивого развития определила вектор технологического развития энергетики: поддержка возобновляемых источников энергии (ВИЭ) помимо снижения стоимости производимой ими электроэнергии до сопоставимых с традиционной энергетикой значений привела к трансформации всех звеньев неразрывного технологического процесса «производство-потребление энергетических ресурсов». Столь необходимая в перспективе подстройка профиля потребления под график генерации ВИЭ на сегодняшнем этапе применительно к условиям России является путем повышения коэффициента использования установленной мощности существующих тепловых и атомных электростанций. Показано, что развитие распределенной когенерации с использованием сформировавшейся тепловой потребности является более эффективным механизмом снижения негативного антропогенного влияния по сравнению со строительством ветровых или солнечных электростанций, а в перспективе расширяет возможности интеграции ВИЭ в энергосистему с минимальными издержками.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии; концепция развития энергетики; управление спросом на электроэнергию; динамика стоимости электроэнергии; комбинированное производство тепла и электроэнергии; ценологическое распределение генерирующих мощностей.

RENEWABLE ENERGY SUPPLY INDUSTRY. PROSPECTS OF ENERGY SUPPLY DEVELOPMENT ADJUSTMENT IN RUSSIA

© S.A. Nekrasov 2019

*Central Economics and Mathematics Institute, Russian Academy of Sciences,
Moscow, Russia*

The concept of sustainable development has defined the direction of power supply industry technological development: renewable energy source support has caused, apart from

¹ Работа подготовлена по результатам исследования, поддержанного Российским фондом фундаментальных исследований (проект № 17-06-00304).

lowering the cost of the generated electricity to the figures normal for traditional power supply industry, transformation of all the stages of the inseparable technological process “generation and consumption of energy resources”. Consumption profile adjustment to the renewable energy source generation process is quite necessary in the nearest future. Currently, it can be considered, according to climate conditions of Russia, a way of increasing the coefficient of total capacity for existing thermoelectric and atomic power stations. It is demonstrated that development of distributed cogeneration with the use of current heat consumption is a more effective mechanism of lowering the negative anthropomorphic influence as compared to building wind or solar power stations. It also has the potential for increasing renewable energy source integration into the energy system with minimal expenditures.

Keywords: *renewable energy sources, concept of power supply industry development, trend of electricity cost, electricity demand control, combined generation of thermal energy and electricity, cenology distribution of total capacities.*

Принятая в 1992 г. концепция устойчивого развития скорректировала вектор научно-технического развития в направлении сокращения негативного влияния на окружающую среду. Применительно к энергетике задача снижения потребления ископаемых ресурсов и сокращения выброса парниковых газов определила концентрацию усилий на возобновляемых источниках энергии. В 1990-е гг., как и в последующее десятилетие стоимость генерации ветровых и солнечных электростанций многократно превышала цены на электроэнергию традиционной энергетики. Поэтому в ряде стран была сформирована совокупность механизмов, распределяющая издержки по развитию ВИЭ на всех потребителей электроэнергии, что обеспечило поддержание темпов прироста возобновляемых источников выше 20%/год на протяжении более четверти века. В результате несмотря на появление проблем нового качества, вызванных развитием ВИЭ [1], происходило и происходит неуклонное снижение стоимости производимой ими электроэнергии.

Например, в 1990 г. стоимость солнечной панели составляла 10 долл. США/Вт, в 2006 г. ~ 4 долл./Вт, в 2012 г. ~ 1 долл./Вт, в 2016 – 0,36 долл./Вт. Коэффициент использования установленной мощности солнечных электростанций (СЭС) в США увеличился с 14% в 2010 г. до 27,2% в 2016 г., а эксплуатационные затраты снизились до 5-9 долл. за МВт·ч [2]. Электроэнергия, получаемая на основе солнечных панелей, только в период 2010-15 гг. подешевела на 58% [3]. Согласно [3] в 2017-2025 гг. ожидается дальнейшее снижение стоимости солнечной энергии на 57%, а согласно [4] – на 66% к 2040 г. В ряде стран (например, в ОАЭ, Чили, Мексике) появились частные компании, предлагающие без государственных дотаций на коммерческой основе заключение контрактов на поставку электроэнергии СЭС (power purchase agreement (PPA)) по ценам более низким по сравнению с традиционной энергетикой – менее 30 долларов США за МВт·ч. В 2017 в Абу-Даби был заключен контракт на поставку электроэнергии СЭС по цене 24,2 долл. за МВт·ч. 3 центов за кВт·ч достигла стоимость электроэнергии некоторых СЭС в США.

В отличие от солнечной энергетики в ветроэнергетике наблюдается стабилизация удельных капитальных затрат на протяжении 15 лет на уровне 1500 - 2000 долл. США за кВт установленной мощности, которые в 2016 г. составили в США 1590 долл. Снижение стоимости электроэнергии достигается путем повышения коэффициента использования установленной мощности (КИУМ), который, например, в США с 0,25 в 2000-х гг. повысился до среднего значения 0,42 для установок 2016 г., (0,54 на наиболее удачных проектах). Данный процесс является результатом улучшения эксплуатационных характеристик ветроустановок: снижения стартовой скорости ветра, при которой установки способны начать генерировать электроэнергию, увеличения высоты мачты, длины лопастей и т.д. В итоге стоимость электроэнергии наиболее удачно расположенных ветровых электростанций (ВЭС) США не превышает 20 долл. за МВт·ч [5]. При этом прогнозируется, что в перспективе стоимость электроэнергии, расположенных на суше ВЭС, снизится на 47% к 2040 году [4].

По мере снижения издержек интеграции единичных ветровых и солнечных установок в энергосистему происходит сокращение разницы между стоимостью генерации крупными ветровыми и солнечными парками и индивидуальными источниками. В итоге солнечная и ветровая энергетика не только крупных ветровых и солнечных электростанций, но и отдельных установок, перестав быть «забавой для богатых», начинает без дополнительного стимулирования все более успешно конкурировать с традиционной энергетикой.

Сегодня точки, где генерация ВИЭ имеет меньшую стоимость по сравнению с традиционной энергетикой, узко локализованы и определяются наиболее благоприятными климатическими условиями. Но при прогнозируемых темпах изменения стоимости генерации будет происходить расширение этих территорий и цена на электроэнергию ВИЭ в 20-30 долл. за МВт·ч (2-3 цента за кВт·ч) и менее станет достаточно распространенным явлением. Как было отмечено в 2016 г. на Международном экономическом форуме несубсидируемая энергия ВИЭ стала дешевле энергии, получаемой на основе ископаемых видов топлив, в 30 странах, а к 2025 г. такая ситуация будет характерна для большинства стран мира. К 2021 г. стоимость энергии возобновляемых источников будет ниже угольной генерации в Китае, Индии, Мексике, Великобритании и Бразилии [4]. Таким образом, проводимая политика поддержки ВИЭ заложила фундамент для их дальнейшего развития, которое теперь уже происходит в целом ряде стран без дотационной поддержки.

Особенностью роста ВИЭ является влияние на развитие всех звеньев неразрывной технологической цепочки «производство-потребление энергетических ресурсов». Режимы работы ветровой и солнечной энергетики отличаются от тепловых электростанций и задаются погодными факторами, а не потребностями потребителя. Но вне зависимости от состава гене-

рирующих мощностей, электроснабжение с точностью до потерь подразумевает эквивалентность объема производства и потребления электроэнергии.

Ранее в мире, как и сегодня в отечественной энергетике при незначительном объеме генерации ВИЭ, при анализе развития экономики определялись ее потребности в энергии, а вся совокупность энергоснабжающих предприятий рассматривалась как система. И целью системы энергоснабжения являлась минимизация издержек для заданной экономикой производственной программы энергетике [6].

Генерация нерегулируемых, зависящих от погодных условий ВИЭ определила качественные изменения процесса согласования производства и потребления электроэнергии, в корне отличающиеся от традиционных, нарабатываемых на протяжении всего периода становления энергетики алгоритмов. Их суть заключается в том, что вместо изменения графика производства электроэнергии под заданную потребителем нагрузку возникла необходимость настраивания графика потребления под извне заданный профиль генерации ВИЭ, зависящий от силы ветра, переменной облачности и т.д. Если ранее нагрузка потребителя определяла профиль генерации, то интеграция в технологический процесс «производство- потребление» нерегулируемых ВИЭ актуализировало совершенно иную задачу: обеспечить надежное энергообеспечение в условиях выполнения стохастически изменяющийся во времени производственной программы, задаваемой ветровыми и/или солнечными генераторами. Поэтому рост ВИЭ обусловил не только изменение функционирования производственных систем энергетики в области генерации электроэнергии, но и трансформацию всей неразрывной технологической цепочки «производство-потребление энергетических ресурсов». В результате в последние десятилетия вектор развития потребителей электроэнергии все в большей степени стал фокусироваться на согласовании графика нагрузки с экзогенно заданным, изменяющемся во времени потоком мощности ВИЭ. Это проявилось в опережающем развитии систем аккумулирования; развитии технологий управления спросом; опережающем развитии генераторов электроэнергии, интегрированных в структуру электротехнических комплексов и систем потребителей электроэнергии; изменении принципов построения систем защиты и автоматики и т.д. Задачу согласования и управления всех этих процессов на различных участках технологической цепочки «производство-потребление» выполняет комплекс технологий, объединенных под названием интеллектуальные сети (smart grid).

Развитие ВИЭ в первую очередь происходило в развитых странах, обладающих не только высоким уровнем технологического развития, но и экономическим потенциалом, позволяющем поддерживать весьма затратный процесс массового внедрениякратно более дорогих генераторов электроэнергии. В [7] показано, что требующий наибольшего объема дотаци-

онного финансирования первоначальный этап стартапа развития как ветровой, так и в особенности более капиталоемкой солнечной энергетики, был оплачен европейскими потребителями электроэнергии. Например, по такому показателю как мощность солнечной энергетики на 1000 жителей в 2012 г. Германия превосходила США более чем в 20 раз (301,47 кВт и 13,97 кВт). Если в 2003 году EEG-налог (акциз на весь объем электроэнергии, направляемый на развитие альтернативной энергетики) в Германии составлял 0,4 цента за кВт·ч, то в 2013 году он вырос до 5,28 центов за кВт·ч, в 2016 г. – до 6,35, в 2017 г. превысил 7 центов за кВт·ч [8]. Сдержанное отношение к развитию ВИЭ в США по сравнению с европейскими странами на протяжении времени в течение которого произошло кратное снижение стоимости генерации возобновляемых источников до значений сопоставимых, а то и более низких относительно традиционной энергетики имело и имеет существенное значение для обеспечения конкурентоспособности американской экономики, где в отличие от цен на электроэнергию в Европе, стоимость кВтч для промышленных потребителей в приведенных ценах поддерживается неизменной на уровне 7-8 центов с 1960-х гг. прошлого века. Однако из запаздывающего по отношению к европейским странам начала развития ВИЭ в США вовсе не следует перспектива их отставания в последующий период. Например, в Калифорнии поставлена задача обеспечить половину электропотребления на основе возобновляемой энергетики к 2026 г., а в 2045 г. полностью перейти на возобновляемые источники. Можно обсуждать целесообразность достижения этих целей, а также обоснованность указанных сроков, но невозможно отрицать, что доля ВИЭ в выработке электроэнергии Калифорнии в 2017 г. превысила 27%. То есть, Калифорния опередила большинство европейских стран по этому показателю. Задача полного перехода на ВИЭ к 2035 г. поставлена в Массачусетсе, а к 2045 г. на Гавайях, внесен законопроект о переходе на ВИЭ столицы США к 2032 г. и т.д.

Аналогичная ситуация характерна и для китайской экономики, где значимый прирост мощности ВИЭ происходит в последнее десятилетие: сохранение цен на электроэнергию для промышленных потребителей и прагматичный подход к развитию ВИЭ до достижения конкурентоспособной по сравнению с традиционной энергетикой стоимости производимой ими электроэнергии.

Поэтому следует сделать вывод, столь необходимый для обеспечения устойчивости экономики Российской Федерации: защита промышленного производства от негативного влияния на экономическое развитие в результате роста цен на электроэнергию и выжидательная тактика до тех пор, пока технологии возобновляемой генерации не выйдут на режим близкий к самоокупаемости в данном географическом регионе не является препятствием ни для выхода на лидирующие позиции, ни для постановки и достижения достаточно амбициозных целей по развитию ВИЭ. А попытки

догнать технологическое направление, где реализованные проекты на основе технических решений всего пятилетней давности становятся устаревшими и издержки производства электроэнергии на их основе превышают аналогичные показатели текущих решений на десятки процентов – является тупиковым вариантом, даже при условии частично безвозвратного получения такого оборудования. Подтверждением данному утверждению является динамика КИУМ Куликовской ВЭС в Калининградской области, где на протяжении более 10 лет число часов использования установленной мощности не превышает 400 часов в год.

Необходимость проведения энергетической политики, направленной на сдерживание роста стоимости электроэнергии, для России намного более актуальна по сравнению с другими странами по следующим причинам. Доля России в мировом ВВП составляет 1,9%, в потреблении электроэнергии превышает 4,3%. Соотнесение этих значений показывает высокую электроёмкость отечественной экономики. Ещё большее отличие характерно для показателей энергоёмкости. В отличие от других стран, потребление топливно-энергетических ресурсов в России на цели теплоснабжения выше по сравнению с их расходом на производство электроэнергии. Отсюда следует, что степень влияния стоимости энергоснабжения на экономическое развитие имеет кратно большее значение по сравнению с другими странами, а проблемы тепло и электроснабжения должны рассматриваться комплексно.

Помимо общего негативного влияния высокой стоимости энергоснабжения на экономическое развитие [9], необходимо отметить как минимум два аспекта, избирательно действующих и корректирующих направление социально-экономического развития России.

Первый: регионы, в наибольшей степени снизившие объём электропотребления в результате падения промышленного и сельскохозяйственного производства в 1990-е гг. имеют более высокие сетевые потери, обусловленные значительным отклонением существующих режимов работы электросетевого комплекса от изначальных проектных и, как следствие, более высокие удельные издержки передачи электроэнергии. Поэтому вне зависимости от цен на оптовом рынке, отражающих достижения в области генерации электроэнергии, потребители этих регионов получают электроэнергию по более высокой цене по сравнению с потребителями, где абсолютные значения потребления остались на уровне проектных значений в результате роста энергоёмкости добывающих отраслей. В результате сформировалась система, приводящая к дальнейшему уменьшению темпов экономического развития традиционных центров перерабатывающей промышленности. Описанные процессы в наибольшей степени характерны для Тульской и Ивановской областей, где электропотребление по сравнению с 1990 г. снизилось более чем в два раза, а также Тамбовской, Курган-

ской, Орловской, Пензенской, Смоленской, Брянской и Псковской областей с падением электропотребления более чем на треть.

Второй: более высокие удельные издержки как на тепло, так и водоснабжение, а также водоотведение в малых населенных пунктах приводят к более высоким тарифам на жилищно-коммунальные услуги, что в совокупности с фактом более высокой оплатой труда в крупных городах дополнительно стимулирует миграцию населения в мегаполисы. В пределах одного региона тариф на теплоснабжение может отличаться в разы, а на водокачальных хозяйствах более чем на порядок [10]. Дополнительный вклад в снижение стоимости энергоснабжения в крупных городах вносит уменьшение издержек в результате комбинированного производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, что является не используемым ресурсом снижения стоимости энергоснабжения в малых городах в связи с отсутствием развития распределенной генерации электроэнергии.

В итоге действующая концепция развития энергетики оказывает далеко выходящее за отраслевые рамки любой из систем ресурсобеспечения существенное влияние на долгосрочное развитие страны – обезлюдивание как малых населенных пунктов, так и традиционных центров перерабатывающей промышленности, являясь одним из негласных механизмов стимулирования переезда в многомиллионные все в меньшей степени промышленные, а более финансово-торговые городские агломерации. И решение проблем любой системы ресурсобеспечения только в ее отраслевых рамках и, соответственно, в пределах сферы компетенции любого отдельного ведомства является не корректной постановкой задачи.

Таким образом, снижение издержек ресурсоснабжения имеет значение, далеко выходящее за узкоотраслевые рамки развития энергетики.

Цель статьи – сформулировать направление корректировки действующей концепции развития энергетики Российской Федерации и подготовки кадров для ее реализации для повышения эффективности функционирования сформировавшейся энергосистемы как основы устойчивого энергоснабжения. Покажем, что задачей является не создание нескольких пока еще требующих дотаций на основе искусственных финансовых механизмов ветровых или солнечных парков, а трансформация вектора развития электротехнических комплексов и систем потребителей с целью минимизации издержек по приему зависящей от погодных условий переменной генерации возобновляемых источников к тому моменту времени, когда издержки генерации ВИЭ хотя бы на части территории страны не будут оказывать давления на стоимость энергоснабжения всех потребителей.

Вначале акцентируем внимание на ряд особенностей развития энергетики Российской Федерации последних десятилетий.

Первое. Отсутствие внутренних механизмов развития электроэнергетики, ставшее следствием рыночных несоответствий, заложенных на этапе реформирования, одним из проявлений которых был и остается много-

кратный разрыв между удельными величинами капитализации существующих генерирующих компаний и строительством новых электростанций. В итоге псевдо рыночные механизмы, аналогичные стимулированию развития ВИЭ в европейских странах, стали вынужденной мерой, обеспечивающей ввод новых мощностей традиционной энергетики в России. Объединяет эти процессы общее следствие – стимулирование повышения цен на электроэнергию для всех потребителей, а в качестве отличия следует отметить следующее. Поддержка ВИЭ в мире преследовала задачу запуска возобновляемых источников, которые по мере своего развития в результате снижения стоимости уже в ряде регионов перестали требовать внешних финансовых источников. Поэтому она является локализованным во времени воздействием на процесс смены вектора развития отрасли. В итоге цель достигнута: миновав эффект «старта с низкой базы», доля ВИЭ среди новых построенных мощностей превысила 60% в Европе в 2002 г., в США – в 2008 г. и устойчиво возрастает во всем мире.

Для электростанций традиционной энергетики в России указать подобную долгосрочную цель едва ли представляется возможным. Привлечение финансовых ресурсов в отрасль предусмотрено не для всех, а только для отдельных, заранее согласованных объектов. Ввод новых мощностей, включая реконструкцию только 5 котельных на все 85 субъектов Российской Федерации (Тенинская г. Ярославль, Центральная г. Астрахань, Северо-Западная г. Курск, Академэнерго г. Екатеринбург, пиковая резервная г. Томск) в ТЭЦ за счет надстройки их когенераторами, был осуществлен на основе договоров о предоставлении мощности (ДПМ) — специального механизма, стимулирующего инвестиции в электроэнергетическую отрасль и обеспечивающий выполнение инвесторами обязательств по вводу генерирующих мощностей. Причем не только внедрение этого механизма, но и утверждение перечня объектов ДПМ потребовало задействование административного ресурса более высокого, чем муниципальный, региональный, выше уровня федерального отраслевого органа исполнительной власти. Потребовался уровень Председателя Правительства Российской Федерации [11]. Это указывает на отсутствие самоорганизации в отрасли на муниципальном, региональном, федеральном отраслевом уровнях управления и свидетельствует о результативности в рамках действующей концепции развития энергетики ручного способа управления, который по определению может быть осуществим выборочно, по отношению к единичным объектам.

Финансовая несбалансированность производственной деятельности не включенных в список ручного управления оставшегося большинства генерирующих объектов впоследствии обусловила необходимость введения нового, дополнительного механизма ДПМ (ДПМ-штрих), направленного на поддержание электростанций в работоспособном состоянии и проведение необходимой модернизации. Так как механизм нового ДПМ также

выборочный, для не включенных уже в новый список объектов генерации он по сути является дестабилизирующим фактором, приводящим по умолчанию к ситуации: чем более худшее текущее техническое состояние электростанции достигнуто в процессе эксплуатации, тем выше вероятность ее включения в новую выборку – перечень дополнительного финансирования на основе нового ДПМ. В итоге не только развитие, но и поддержание производственной деятельности самой капиталоемкой отрасли экономики может быть обеспечено только путем внешнего финансирования, в конечном итоге обеспечиваемого удорожанием электроэнергии и снижением темпов социально-экономического развития. То есть формируется прогнозное ожидание роста стоимости электроэнергии, что является сдерживающим фактором при принятии инвестиционных решений в любой отрасли экономики.

Аналогичный механизм будет тиражирован и для развития генерации, функционирующей на основе ВИЭ – начиная с 2013 года отдельно проводятся конкурсные отборы инвестиционных проектов по строительству электростанций, работающих на основе ВИЭ. По итогам конкурсных отборов период поставки мощности по ДПМ ВИЭ составляет 15 лет с даты начала поставки. Но, как показывает международный опыт, за этот период стоимость генерации ВИЭ кратно снижается, а устаревание технических решений предыдущих проектов успевает произойти по несколько раз. За этот период появятся даже не дочерние, а внучатые и так далее технологические решения. Предпосылки прекращения данной тенденции отсутствуют. Поэтому ДПМ ВИЭ является источником новых внутрисистемных противоречий, например, потребители 2030 г. будут обременены необходимостью погашения обязательств за ввод эксплуатацию уже несколько лет назад потерявших конкурентоспособность, устаревших возобновляемых источников. Много ли радости может приносить автомобиль, ноутбук, мобильный телефон 2004 года выпуска, за который необходимо погашать задолженность по настоящее время? Сделаем предположение, что формирование соответствующего общественного мнения к возобновляемой энергетике окажет значимо большее ингибирующее влияние на рост ВИЭ в России по сравнению со стимулированием их развития. Данное утверждение особенно важно в контексте начала стремительного развития нового экономического направления – «экономики доверия».

Приведенные факты являются основанием для вывода о том, что механизмы ДПМ не решают проблемы, возникающие в энергоснабжении, а сглаживая противоречия в краткосрочном периоде, ведут к их переводу в хроническую фазу с запрограммированным обострением в ближайшем будущем. Ниже приведены примеры подобных обострений, проявляющихся уже в настоящее время.

Второе. Увеличение установленной мощности энергосистемы существенно опередило спрос на электроэнергию. Если для анализа брать ко-

роткие временные интервалы, то можно выделить промежутки времени, когда наблюдался рост спроса на электроэнергию (например, 1998-2008 гг.), что и послужило обоснованием необходимости введения организационно-экономических механизмов обеспечения возвратности инвестиций на ввод новых мощностей. Только в 2008-2015 гг. производство электрической энергии с увеличилось на 2,6 %, а установленная мощность электростанций – на 12,8 %. [12]. Но при рассмотрении долгосрочного тренда можно видеть, что потребление электроэнергии с точностью до 2% эквивалентно 1990 г. При этом в конце 1980-х гг. параметры в части надёжности энергоснабжения обеспечивали необходимый уровень резервирования и были рассчитаны для всех электростанций с учетом аварийного, частотного, эксплуатационного и прочих типов резервов, предусмотренных для обеспечения надежности энергоснабжения в СССР, включая "бронированных" потребителей электроэнергии [13]. Так как доля "бронированных" потребителей в Российской Федерации в результате многократного снижения производства на предприятиях военно-промышленного комплекса по сравнению с 1980-ми гг. значительно уменьшилась, то отсутствуют предпосылки для обоснования увеличения по сравнению с СССР доли резервных мощностей.

Соответственно произошло снижение КИУМ энергетических мощностей. В силу технологических особенностей атомной энергетики, а также потому что снижение КИУМ АЭС на 15% повышает стоимость электроэнергии на 24% [14], сокращение загрузки в первую очередь затронуло режимы работы тепловых станций.

Для оценки влияния этого процесса на стоимость электроэнергии приведем данные о влиянии КИУМ на издержки энергоснабжения для ОЭС Беларуси (годовой объем выработки преимущественно на основе тепловых электростанций ~ 30 млрд кВт·ч, что не превышает 3% объема генерации в России). В работе [15] обосновано, что годовой эффект повышения эффективности использования мощностей путем выравнивания графика нагрузки составляет 71 млн долл. США в год, из которых только 45 млн долл. может быть отнесено на инвестиционную составляющую. Затраты, которые не являются инвестиционной составляющей, обусловлены большим удельным расходом топлива в отличных от номинальных режимов с частичной загрузкой; запусками и остановами не только нового, но и ранее эксплуатируемого оборудования, что в свою очередь негативно влияет на ресурс и аварийность энергоблоков; вызывает рост объема ремонтных работ, увеличение доли постоянных затрат на обслуживание электростанций и т.д. Эти сопоставимые с инвестиционной составляющей затраты являются прямыми потерями. То есть мы имеем дело с мультипликативным эффектом снижения эффективности энергетики, когда на каждый рубль, вложенный в опережающий потребление рост энергетических мощностей, требуется оплатить примерно такой же объем дополнительных, не

поддающихся монетизации прямых потерь, обусловленных технологическими особенностями отрасли. Величина этих издержек не может быть определена в полной мере, и как утверждают авторы [15], не исключено наличие еще не обсчитанных составляющих. Еще в меньшей степени поддается учету их явно неположительное влияние на динамику электропотребления.

Третье. Происходит увеличение неравномерности графика нагрузки в результате:

- роста доли коммунально-бытовой нагрузки и снижения потребления промышленными предприятиями как за счет падения промышленного производства в 1990-е годы, так и выноса преимущественно крупных промпредприятий из городов с последующим использованием промзон под жилищную застройку в последнее десятилетие;

- дальнейшей концентрации производства электроэнергии на крупных электростанциях при практически полном отсутствии координируемого развития распределенной энергетики. С целью снижения издержек энергоснабжения хозяйствующие субъекты устанавливают собственную генерацию, которая в рамках действующей концепции энергетики крайне невыгодных для новых генераторов условиях работы с сетью, преимущественно предназначена для работы на выделенную нагрузку. В этой связи следует обратить внимание на различие двух задач: обеспечение общесистемной эффективности и повышения эффективности использования средств, вложенных в новые источники электроэнергии. При одинаковых капитальных затратах на создание нового объекта генерации, решение первой задачи обеспечивает получение общесистемного эффекта, выраженного в снижении издержек на всех участках технологической цепочки «производство-потребление энергетических ресурсов», что принципиально отличается от другой задачи – достижения наибольшей эффективности средств, вложенных в новые генерирующие мощности средств. В настоящее время развитие генерации у потребителя происходит в рамках решения второй задачи в соответствии с которой обеспечивается ее максимальная загрузка. Поэтому сформировалась устойчивая тенденция выделения из электротехнических комплексов и систем потребителей части электроприемников, имеющих непрерывный базовый режим потребления, с дальнейшим их электроснабжением в автономном режиме. Результатом является преимущественный уход из энергосистемы нагрузки, обеспечивающей непрерывный профиль спроса на электроэнергию, что ведет к росту неравномерности совокупной кривой спроса. Таким образом, в результате автономизации электроснабжения токоприемников, имеющих непрерывный характер потребления, наблюдается рост доли переменной нагрузки в работе энергосистемы.

Четвертое. В основном построенные в рамках ДПМ мощности тепловых электростанций – это энергоблоки на основе газотурбинных устано-

вок (ГТУ). Термодинамической особенностью ГТУ как в простом, так и в бинарном цикле в составе парогазовых установок (ПГУ) является изменение выдаваемой мощности в зависимости от температуры наружного воздуха. В дневные часы повышенной нагрузки, по мере повышения температуры наружного воздуха, располагаемая мощность ГТУ (ПГУ) снижается. Обратная картина – снижение температуры наружного воздуха ночью, в период снижения спроса на генерацию приводит к возрастанию располагаемой мощности. Поэтому располагаемая мощность ГТУ (ПГУ) изменяется в противофазе с суточным графиком электрической нагрузки: днем, когда спрос на генерацию возрастает, она снижается, а ночью, при уменьшении спроса на генерацию, наоборот, возрастает.

Совокупность указанных факторов обуславливает увеличение времени работы энергоблоков не в номинальных режимах с наименьшим удельным расходом топлива на выработку электроэнергии, а в соответствии со все более неравномерным графиком нагрузки. В этой связи следует вспомнить предостережение академика Мелентьева Л.А. о том, что в проектах иногда формируется так называемый *парадный удельный расход топлива*, то есть расход, достигаемый кратковременно при наиболее экономичной и ровной нагрузке; среднегодовые эксплуатационные нормальные удельные расходы, естественно, выше [16].

Приведем несколько цифр, подтверждающих его справедливость. За последнее десятилетие в Московской энергосистеме в рамках [11] было введено в эксплуатацию более 2,8 ГВт самых современных и экономичных парогазовых установок, обеспечивающих около 30% суммарного объема выработки электроэнергии. Рост экономической эффективности московской энергосистемы характеризует динамика удельного расхода топлива на выработку электроэнергии: 252,4 г у.т./кВт·ч в 2008 г.; 241,3 г у.т./кВт·ч в 2014 г., 232,6 г у.т./кВт·ч в 2015 г., 232,3 г у.т./кВт·ч в 2016 г., 226,3 г у.т./кВт·ч в 2017 г. [17]. Налицо безусловное повышение эффективности выработки электроэнергии. Но анализ длинных временных рядов является основанием для более сдержанной оценки: достигнутые значения только приближаются к показателю удельного расхода топлива на выработку электроэнергии в Мосэнерго 1970-х гг. (~225 г у.т./кВт·ч) [18]. То есть по сравнению с внедрением значительно более капиталоемких современных решений в области повышения параметров генерирующих мощностей относительно турбин Т-250\300-240 (мощность 250 МВт, давлением острого пара 240 кг/см², производство Уральского турбомоторного завода) значимость системного подхода к оптимизации неразрывной технологической цепочки «производство-потребление энергетических ресурсов» в части повышения системной эффективности по меньшей мере не ниже.

Пятое. Несмотря на рост мощности тепловых электростанций практически не задействован потенциал снижения потребления топлива в результате перехода от раздельной схемы выработки тепла и электроэнергии

к комбинированной, что противоречит мировым тенденциям, где происходит снижение единичной мощности когенерационных установок. По состоянию технологического развития 1980-х гг. отечественной энергетической школой была обоснована экономическая целесообразность перехода к комбинированной выработке тепловой и электрической энергии при наличии теплового потребления не менее 400 Гкал/час (~460 МВт (т)). В мире в 2010-х гг. наибольшее количество установленных газовых когенераторов имели мощность в несколько десятков киловатт. А в ближайшие десятилетия прогнозируется смещение до единиц киловатт границы мощности тепловой нагрузки, при которой когенерация имеет преимущества по сравнению с раздельной выработкой тепла и электроэнергии. Использование потенциала снижения потребления топлива за счет комбинированной схемы характерно для всех стран, где в силу климатических особенностей целесообразно развитие когенерации. Фактически рост ВИЭ на Западе стал происходить по мере срабатывания наименее капиталоемкого потенциала сокращения потребления топлива в результате снижения его удельного расхода на выработку электроэнергии за счет перехода к комбинированной схеме выработки тепла и электроэнергии.

Таким образом, следует выделить два направления развития энергетики: продолжение совершенствования технологий в области производства электроэнергии в соответствии с действующей концепцией развития энергетики и возвращение к подходу, характерному для отечественной энергетической школы – достижение общесистемной эффективности путем развития всех звеньев единого технологического процесса «производство-потребление энергетических ресурсов». А так как в последние 15 лет после проведенной реформы энергетики основное внимание уделялось области генерации, то следует сконцентрировать усилия на совершенствовании технологических процессов в области потребления: к переходу от удовлетворения спроса на электроэнергию к его формированию путем изменения графика нагрузки за счет корректировки технологических процессов у потребителя и развитию собственной генерации у потребителя с использованием его технологических возможностей обеспечения выработки электроэнергии.

Разработка и внедрение механизмов управления спросом в отечественной энергетике началась за несколько десятилетий до бурного развития demand response на Западе. Например, при проектировании предприятий черной металлургии еще в начале 1970-х гг., отделом Вычислительной техники и автоматизации проектирования Сибгипромеза, а впоследствии отделом САПР-Чермет Гипромеза предусматривалась реализация решений, обеспечивающих разгрузку действующего электроемкого оборудования на один-два часа в сутки, разработка и установка нового оборудования, позволяющего увеличивать период снижения электропотребления без ущерба для основного технологического процесса.

Металлургические предприятия принимали на себя функции активных регуляторов электропотребления и обеспечивали время использования заявленной мощности в период прохождения максимума нагрузки энергосистем в ряде случаев более 8760 часов в году. Например, на трубном заводе «Лентрубсталь» в 1985 г. при суммарной установленной мощности электропотребляющего оборудования 33 МВт, заявленная мощность в период прохождения максимума нагрузок энергосистемы и, соответственно, потребление не превышало 3,3 МВт. В периоды, когда в энергосистеме требовалось снижение производства электроэнергии, реализуемого путем перевода энергоблоков в менее экономичные режимы либо их останов, предприятие увеличивало потребление. В результате переноса времени выполнения энергоемких технологических процессов на периоды минимальных нагрузок предприятие снижало потребность в вынужденной разгрузке энергосистемы, тем самым выполняя функцию регулятора её работы. А время использования заявленной мощности в период прохождения максимума нагрузок достигало 12 400 час/год [19]. Этот опыт доказывает принципиальную возможность решения задачи совершенствования методов и средств планирования и управления производственными процессами у конечного потребителя для повышения эффективности функционирования всей энергосистемы путем снижения потребления ТЭР в период прохождения максимума нагрузки и обеспечения более равномерного режима работы энергоблоков задолго до развития современных возможностей цифровых технологий.

Сегодня технологической основой интеграции потребителей и производителей электроэнергии являются интеллектуальные сети. За счет потребителя, но не в ущерб ему, в результате оптимизации его технологических процессов можно достичь более значимых результатов в задаче выравнивания графика потребления, чем это было сделано в условиях плановой экономики. В будущем расширятся возможности формирования требуемого графика потребления в связи с развитием автоматизации, роботизации, дистанционных методов управления и интернета вещей. Но чтобы на их основе можно было обеспечить снижение издержек энергоснабжения требуется трансформация подхода к решению проблемы регулирования графика спроса и переход на новый качественный уровень управления производством и потреблением электроэнергии путем создания микросетей по оптимизации потребления, а в последствии и производства энергетических ресурсов непосредственно у потребителя. В отличие от сложившейся в настоящее время практики первоочередного внедрения smart технологий на высоковольтных линиях электропередач и отнесения решения проблем локальных распределительных сетей на второстепенный план, в первую очередь задача повышения эффективности энергоснабжения должна начать решаться на участках единой технологической цепочки «производство-потребление энергетических ресурсов» с наибольшими по-

терями – в приближенных к конечному потребителю распределительных сетях. Так и происходило во всех странах: smart сети первоначально получили развитие основе развития smart технологий в локальных распределительных сетях. Последующее интегрирование микросетей в интеллектуальные системообразующие сети является путем перехода российской энергетики к smart grid.

В силу климатических условий Российской Федерации при формировании нового направления оптимизации энергоснабжения на уровне микросетей необходимо создать условия для скоординированного развития электро и теплоснабжения, а это в первую очередь использование сформировавшегося теплового потребления для когенерации – комбинированной выработки тепла и электроэнергии. В рамках действующей концепции энергоснабжения электро и теплоснабжение развиваются без необходимой координации, и начиная от этапа определения вектора их развития различие начинается от субъекта заказчика, определяющего техническое задание и все последующее выполнение работ: законодательно утверждено независимое составление и реализация Схем и программ развития электроэнергетики *регионов* и Схем теплоснабжения *городов*. Соответственно, координация этих искусственно разделенных, но по сути неразрывно связанных процессов предполагает создание структуры, согласовывающей управленческие решения, бюджетирование и т.п. регионального и муниципального уровней власти при модернизации любого теплоисточника в случае начала генерации им электроэнергии.

В то же время система централизованного теплоснабжения на основе котельных будучи сформирована на протяжении десятилетий в силу технологических трудностей дальней транспортировки тепла в наибольшей степени соответствует территориальному распределению потребителей энергоресурсов. Доказано, что длительно существующие технические системы в результате постоянно происходящей эволюции, приобретая универсальный набор свойств, становятся техноценозами. Техноценоз – это ограниченное в пространстве выделенное единство, характеризующееся слабыми связями и слабыми взаимодействиями элементов – изделий, образующих систему [20]. На примере Краснодарского края показано, что распределение теплоснабжающих организаций по ежегодному объему производимой тепловой энергии с коэффициентом достоверной аппроксимации 0,977 описывается характерным для ценозов *H*-распределением: $A(x) = A_l/x^\beta$, где β – характеристический показатель, определяющий степень крутизны кривой; $A(l) = A_l$ – константа, в качестве которой принимается значение параметра самого крупного объекта [10]. Распределение потребителей электроэнергии также подчинено *H*-распределению. Мини-потребители, питающиеся на низком напряжении, составляют 90% всех потребителей Российской Федерации; мелкие потребители, имеющие трансформаторные (один трансформатор или несколько) подстанции с

высшим напряжением 10(6) кВ, составляют около 9%; средние потребители, имеющие распределительные подстанции и развитое электрохозяйство со своей электрослужбой – 0,9%; доля крупных потребителей, имеющих главную понизительную подстанцию (подстанции) с высшим напряжением 35–330 кВ и специализированные цеха (подразделения в составе электрослужб), не превышает 0,1% [21]. Кроме общего вида распределения тепловой и электрической энергии, распределение заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям также соответствует *H*-распределению.

Большинство потребителей тепла одновременно является и потребителями электроэнергии. Размещение на котельных когенерационных установок приведет к минимизации затрат на передачу электроэнергии. Поэтому сеть теплоснабжающих предприятий представляет собой матрицу для формирования ценологически оптимального распределения мощностей электроэнергетики, обеспечивающего эффективное и безопасное энергообеспечение в широком диапазоне внешних воздействий.

Горячее водоснабжение (ГВС) обеспечивает круглогодичное потребление тепла в отличие от теплоснабжения. В условиях городской застройки с централизованным теплоснабжением и ГВС круглогодичная нагрузка горячего водоснабжения составляет 12-15% от расчетной тепловой нагрузки в самую холодную пятидневку года. В этом объеме является целесообразной надстройка муниципальных котельных электрогенерирующими когенерационными установками для круглогодичного полезного использования попутного тепла.

Построение энергоснабжения на основе сформировавшегося теплового потребления является адаптированной к условиям Российской Федерации основой для будущего гармоничного развития энергосистемы, где производство электроэнергии будет производится на энергоблоках, имеющих мощность, различающуюся более чем на пять порядков, а наиболее маневренные генераторы будут расположены в непосредственной близости от потребителя, обеспечивая качественно новый уровень надежности электроснабжения. Так как в России отсутствуют предпосылки для суммарного роста потребления тепла, необходимо рационально распоряжаться резервом наименее капиталоемкого повышения коэффициента использования тепла топлива – полезного использования теплового потребления при производстве электроэнергии.

Объем экономии топлива в результате замены отдельной выработки электроэнергии в конденсационном режиме на тепловых электростанциях и тепла на котельных на когенерацию оценивается в 50 млн т у.т. в год [22]. Приняв более сдержанное значение в 20 млн т у.т. в год в качестве первоначального этапа, проведем оценку объема ввода ветровых или солнечных электростанций для эквивалентного снижения потребления топлива. Примем, что средний расход условного топлива на выработку электро-

энергии на тепловых электростанциях 330 г у.т./кВтч, а при полной утилизации попутного тепла 165 г у.т./кВтч. Один и тот же результат – снижение потребления условного топлива на 20 тонн в год можно достичь замещением на ВИЭ производства электроэнергии в объеме 60 млрд кВтч, что составляет порядка 6% от всей вырабатываемой электроэнергии либо использованием нереализованного потенциала сокращения расхода топлива в результате перехода к комбинированной выработке тепла и электроэнергии.

При условии более чем оптимистичного во всяком случае в части солнечной энергетики предположения, что эффективность использования установленной мощности ВИЭ в России достигнет среднемировых значений, для этого потребуется ввод в эксплуатацию порядка 50 ГВт СЭС или более 30 ГВт ВЭС и привлечения не менее 3 трлн рублей. Для достижения аналогичного эффекта – снижения расхода топлива в результате перехода от раздельной выработки тепла и электроэнергии к комбинированной – при КИУМ распределенной когенерации на уровне текущих значений тепловой энергетики потребуется менее 30 ГВт надстроек электрогенерирующими установками существующих котельных или менее 2 трлн рублей. При условии повышения КИУМ распределенной когенерации до уровня отечественной тепловой энергетики 1980-х годов, что определяется в отличие от ВИЭ не технологическими возможностями генераторов, а формированием более равномерной кривой спроса, приведенные значения корректируются в сторону уменьшения до 25 ГВт и 1,66 трлн рублей.

Различие полученных оценок показывает, что в условиях не в полной степени реализованного резерва снижения потребления топлива за счет перехода от раздельной выработки тепла и электроэнергии к распределенной когенерации, путь догоняющего развития возобновляемой энергетики едва ли применим к отечественной энергетике.

Укажем дополнительные, не реализуемые в рамках действующей концепции энергоснабжения синергические эффекты повышения общесистемной эффективности энергетики на основе развития распределенной когенерации.

Первое – это снижение потребности в пиковой генерации электроэнергии в результате обеспечения возможности работы когенерационных установок по графику электрических нагрузок, а не по тепловому потреблению. Организационно-техническим механизмом является установка баков-накопителей тепла на мини ТЭЦ, стоимость которых более чем на порядок ниже по сравнению с системами аккумулирования электроэнергии. В результате мини ТЭЦ получают новое функциональное свойство по регулированию графика работы энергосистемы. Произведенное и не востребованное в период производства электроэнергии тепло будет аккумулироваться в баках-накопителях и расходоваться по графику тепловой нагрузки. Поэтому в отличие от западных smart grid российские интеллектуаль-

ные сети должны включать в себя оптимизацию выработки и потребления не только электроэнергии, но и всех типов ресурсов и в первую очередь тепла (ведь Россия самая холодная страна мира), что может быть реализовано при рассмотрении теплового потребления и систем аккумулирования тепловой и электрической энергии как равновесных составных частей структуры электротехнических комплексов потребителей. Развитие ВИЭ в различных странах, указывает, что пока их доля незначительна (в пределах 3-5%), интеграция нерегулируемых источников в энергосистему аналогична присоединению традиционных новых источников. Проблемы в геометрической прогрессии возрастают при росте доли ВИЭ более 15-20%. А при увеличении доли ВИЭ более 50% требуется трансформация принципов построения энергосистемы [23]. Необходимость решения возникающих проблем определила высокие темпы роста в областях аккумулирования энергии, электромобилей, интеллектуальных сетей, управления спросом (demand response) и т.д. Несмотря на значительные достигнутые успехи в этих направлениях, стоимость не диспетчеризированной генерации ВИЭ и приведенной в соответствие с графиком потребления различается на десятки, а в ряде случаев на сотни процентов. Предлагаемый путь развития множества малых и средних маневренных когенерационных установок, имеющих возможность работать по графику электрических, а не тепловых нагрузок, и тем самым согласовывать профиль потребления и генерации нерегулируемых ВИЭ, является механизмом увеличения доли беспроблемной интеграции ВИЭ в отечественную энергосистему с минимальными издержками по мере достижения сетевого паритета стоимости не диспетчеризированной возобновляемой энергии.

Второе, но менее важное в условиях Российской Федерации, когда длины распределительных электрических сетей на напряжении 6/10 кВ доходят до 70 км и более (описан случай электроснабжения по линии 10 кВ на расстояние 160 км), что кратно превышает оптимальные проектные значения (не выше 10-12 км) – использование ценологического распределения генерирующих мощностей как основы снижения потерь на передачу электроэнергии в результате приближения источника к потребителю и формирования динамической системы компенсации реактивной мощности. Механизмом гибкого обеспечения баланса реактивной мощности в распределительных сетях является создание распределенной генерации на основе синхронных генераторов с возможностью управления токами возбуждения. Вопрос компенсации реактивной мощности на основе автоматического регулирования возбуждения синхронных двигателей теоретически обоснован и практически используется в приложении к оптимизации электроснабжения промышленных потребителей. Но регулирование токов возбуждения синхронных генераторов в распределительных сетях населенных пунктов является актуальной задачей. Распределенная энергетика (которая в настоящее время в большинстве случаев приводит к дальнейшему разба-

лансированию сетей за счет сокращения потребления электроэнергии из сети) получит новое функциональное свойство – компенсацию реактивной мощности в распределительных сетях и обеспечение снижения сетевых потерь.

При формировании распределенной когенерации целесообразен переход к новой схеме надстроек котельных: по одной электрогенерирующей установке на котельную с организацией параллельно работающих пространственно разделенных энергоблоков в пределах зоны действия понижительной подстанции, что позволит значительно снизить удельные капитальные затраты при реализации проектов по распределенной энергетике и обеспечит больший эффект компенсации реактивной мощности в распределительных сетях по сравнению с установкой нескольких генераторов в одной точке. В условиях развития интеллектуальных сетей и дистанционного контроля параметров работы каждого объекта распределенной генерации это не вызовет потребности в увеличении обслуживающего персонала. Но вместе с тем, создание большого количества новых объектов распределенной генерации, основная часть которых будет интегрирована в электротехнические комплексы потребителей, потребует внести корректировки в программы подготовки кафедр электроснабжения энергетических институтов.

В итоге на основе взаимодействия объектов распределенной генерации и энергосистемы можно обеспечить повышение надежности энергоснабжения, снижение сетевых потерь, работу каждого генератора в оптимальном режиме с минимальными удельными расходами топлива на производство электроэнергии, возможность работы мини ТЭЦ по графику выработки электроэнергии.

Переход к построению производственных отношений в энергетике, обеспечивающих оплату распределенной когенерации с учетом покрытия ею пиковой нагрузки исходя из издержек пиковых генераторов, а также получение компенсации за снижение потерь качественно изменит показатели ее рентабельности. Есть все основания для утверждения, что достаточно логичным, отвечающим как рыночной парадигме, так и задаче роста общесистемной эффективности энергоснабжения является введение мер по поддержке развития когенерации, отнесённых к единице сэкономленного топлива в год, аналогичных ДПМ ВИЭ. То есть для снижения стоимости энергоснабжения следует создать равноконкурентные условия для развития распределенной генерации на основе использования сформовавшегося теплового потребления, ВИЭ, крупных тепловых и атомных электростанций. При этом обеспечить монетизацию и отнесение изменения издержек энергоснабжения на стоимость электроэнергии адресно, для каждого источника, учитывая как усложнение режимов работы энергосистемы в связи с зависимостью генерации ВИЭ от природных условий, повышение спроса на пиковые источники энергии вследствие работы в базовом режиме ПГУ

и атомных электростанций, так и вклад в повышение общесистемной эффективности распределенной когенерации.

В такой постановке предложенная трансформация вектора развития энергетики в направлении совершенствования технологических процессов потребителя в краткосрочной перспективе полностью соответствует задаче снижения стоимости энергоснабжения за счет повышения эффективности использования существующих генерирующих мощностей, а в будущем, по мере снижения стоимости генерации ВИЭ, к их интеграции в технологическую цепочку «производство-потребление энергетических ресурсов» с минимальными издержками без удорожания стоимости электроэнергии. Есть все основания утверждать, что она жизненно необходима и единственно возможна. Без ее хотя бы частичной реализации и продолжения движения в рамках действующей концепции энергоснабжения возникнет необходимость реализовывать альтернативные решения по согласованию графика спроса и генерации электроэнергии. И это произойдет намного раньше достижения доли ВИЭ в 6%, для которых выше приведены оценки. Помимо перевода энергоблоков, предназначенных к несению базовой нагрузки, в режим покрытия пикового спроса наиболее вероятным и соответствующим мировой практике сценарием будет строительство гидроаккумулирующих станций, которые обеспечивают общесистемную эффективность не более 74% (с учетом потерь в гидравлической части и потерь электроэнергии при передаче электроэнергии к ГАЭС и трансформации напряжения) использования в периоды пикового спроса электроэнергии, выработанной в часы спада нагрузки. Строительствократно более капиталоемких по сравнению с распределенной когенерацией (особенно в равнинных условиях Российской Федерации) гидроаккумулирующих электростанций приведет не только к дополнительному росту стоимости электроэнергии, но и в конечном итоге к существенному нивелированию эффекта по сокращению потребления топлива, который будет получен в результате работы ВИЭ.

Литература

1. Нижегородцев Р.М., Ратнер С.В. Тенденции развития промышленно освоенных технологий возобновляемой энергетики: проблема ресурсных ограничений // Теплоэнергетика. 2016. № 3. – С. 43-53.
2. US PV System Price H2 2016 // URL: <https://www.greentechmedia.com/research/report/us-solar-pv-system-pricing-h2-2016>.
3. International Renewable Energy Agency, 2016, IRENA 2016; The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025, ISBN 978-92-95111-97-4.
4. Bloomberg New Energy Outlook 2017 // URL: <https://bloom.bg/2tpkHZi> (дата обращения: 18.10.2018).
5. Utilities increasingly adding low cost wind power to rate base, leaving inefficient coal plants at risk // URL: https://www.moody's.com/research/Moodys-Utilities-increasingly-adding-low-cost-wind-power-to-rate--PR_363547 (дата обращения: 18.10.2018).
6. Чернавский С.Я. Реформы регулируемых отраслей российской энергетики. – Дисс. ... д.э.н. – М.: ЦЭМИ РАН, 2013.

7. Некрасов С.А., Цырук С.А. Трансформация требований к развитию энергоснабжения в результате развития возобновляемых источников энергии // Промышленная энергетика. 2018. № 4. – С. 37-42.
8. Strom-Prognose: EEG-Umlage steigt 2017 auf über sieben Cent pro Kilowattstunde // URL: <http://www.solarbranche.de/news/nachrichten/artikel-31723-strom-prognose-eeq-umlage-steigt-2017-auf-ueber-sieben-cent-pro-kilowattstunde> (дата обращения: 18.10.2018).
9. Грачёв И. Д., Некрасов С. А. О тройной институциональной ловушке экономического развития Российской Федерации со стороны электроэнергетики и вступления России в ВТО // Микроэкономика. 2010. № 6. – С. 179-194.
10. Грачёв И.Д., Некрасов С.А. Некоторые аспекты энергоснабжения малых населенных пунктов // Теплоэнергетика. 2010. № 4. – С. 45-48.
11. О перечне генерирующих объектов, с использованием которых будет осуществляться поставка мощности по договорам о предоставлении мощности. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 11 августа 2010 г. № 1334-р.
12. Проект Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. (редакция от 01.02.2017) // <https://minenergo.gov.ru/node/1920>.
13. Лапицкий В.И. Организация и планирование энергетики. 2-е изд. – М.: Высш. школа, 1975. 488 с.
14. Renewable Energy and Electricity // URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/renewable-energy-and-electricity.aspx> (дата обращения: 18.10.2018).
15. Гуртовцев А., Забелло Е. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика // Новости электротехники. 2008. № 5, № 6.
16. Мелентьев Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. М.: Высшая школа, 1982. 319 с.
17. Годовые отчеты ПАО «Мосэнерго» за 2015 г., 102 с.; 2016 г., 53 с. // <http://www.mosenergo.ru/investors/reports/yearly-reports/>, за 2017 г., 65 с. / <http://www.mosenergo.ru/d/textpage/d4/212/godovoj-otchet-mosehnergo-2017.pdf>.
18. Схема теплоснабжения города Москвы на период до 2020 г. с выделением двух этапов 2010 и 2015 гг. / М., ОАО «Газпром Промгаз», 2010.
19. Авдеев В.А., Кудрин Б.И., Якимов А.Е. Информационный банк «Черметэлектро». – М.: Электрика, 1995. – 400 с. // URL: <http://www.kudrinbi.ru/public/10000/index.htm> (дата обращения: 18.10.2018).
20. Техноценозы в электротехнических системах и комплексах/ Сизганова Е.Ю., Чупак Т.М., Южанников А.Ю. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2012. – 272 с.
21. Кудрин Б.И. Введение в технетику. – Томск: Изд-во Том. гос. ун-та, 1993. 552 с.
22. Концепция развития электроэнергетической и теплоснабжающей инфраструктуры в Российской Федерации на основе когенерации и распределенной энергетики // URL: <http://www.myshared.ru/slide/279094/> (дата обращения: 18.10.2018).
23. Getting Wind and Sun onto the Grid: A Manual for Policy Makers. OECD/IEA, 2017. 69 p. / https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Getting_Wind_and_Sun.pdf (дата обращения: 18.10.2018).

*Поступила в редакцию**19.03.2019*

Некрасов Сергей Александрович – кандидат экономических наук, кандидат технических наук, с.н.с., Центральный экономико-математический институт РАН, г. Москва, Россия.

Nekrasov Sergey – Ph.D., Senior Researcher, Central Economics and Mathematics Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Россия, 117418, г. Москва, Нахимовский пр., 47
47, Nahimovskiy ave., Moscow, 117418, Russia
e-mail: san693@mail.ru