

РОЛЬ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ВЫПОЛНЕНИИ ЦЕЛЕЙ INDC И СЦЕНАРИЯХ НИЗКОУГЛЕРОДНОГО РАЗВИТИЯ

В. Поташников, с.н.с., РАНХиГС,
О. Луговой, в.н.с., РАНХиГС,
А. Логинова, м.н.с., РАНХиГС

Активно обсуждаемая мировым сообществом необходимость перехода к низкоуглеродному развитию, выполнение объявленных странами предполагаемых вкладов по снижению выбросов (INDC) парниковых газов (ПГ) подразумевает растущий в долгосрочном периоде вклад возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в энергетическом балансе. Многие страны уже нарастили долю возобновляемых источников энергии до 20% и более, либо активно ее наращивают. Этому процессу способствует значительное снижение себестоимости ветровой и солнечной энергетики. Другие источники сокращения эмиссии – энергоэффективность, переключение на менее углеродоемкие виды топлива (природный газ, примеси из биотоплива) также обладают значительным, хотя и ограниченным потенциалом. Рост доли ВИЭ определяется, с одной стороны, жесткостью целей INDC, с другой – наличием неиспользованного потенциала и себестоимостью ВИЭ. В данной статье обсуждаются базовые сценарии эмиссии в сопоставлении с INDC и роль возобновляемых источников энергии в достижении объявленных обязательств. Прогнозы выбросов сделаны на основе модели частичного равновесия репрезентативной энергетической системы России РУТАЙМС с учетом временной и сезонной составляющей.

ВВЕДЕНИЕ

Переход к низкоуглеродному развитию с использованием всех возможностей, включая ВИЭ, позволит сократить ущерб от сжигания ископаемых видов топлива. Роль ВИЭ в таком переходе, вероятно, будет расти, так как, согласно международным исследованиям, например [1], возобновляемые источники энергии, такие как энергия ветра и солнца, достигли сетевого паритета. Снижение стоимости технологий ВИЭ вероятно продолжится в ближайшие годы [1]. В России потенциал ВИЭ значительный в ряде регионов, но имеет серьезную сезонную составляющую и требует соответствующего планирования балансировки и резервных мощностей, т.е. активной поддержки со стороны государства по снятию сложившихся ограничений. Даже при относительно низкой средней стоимости энергии от возобновляемых источников их зависимость от погодных условий и сезонность требует технических и административных решений, которые позволили бы получить выгоды от дешевеющих источников энергии. Однако обсуждаемые в настоящий момент меры поддержки ВИЭ направлены на период после 2024 г. [2]. Данный горизонт в целом согласуется с низкоамбициозными целями INDC. В статье мы проводим сравнительный анализ различных сценариев выбросов ПГ с оценкой роли ВИЭ в условиях различных целевых значений выбросов ПГ до 2050 г.

Для учета прерывистого характера ВИЭ, а именно солнца и ветра, использовалась модель энергетики с временными и территориальными различиями (в отличие от национальных моделей, применявшихся ранее). При анализе мы ограничились относительно умеренными сценариями снижения эмиссии парниковых газов, используя консервативные предпосылки о доступности новых технологий.

В статье дано описание модели РУТАЙМС и основных ее предпосылок, базового сценария без активной климатической политики с анализом чувствительности к основным предпосылкам и ана-

лизом возможности удовлетворения добровольным определенным Россией вкладом по сокращению эмиссии парниковых газов (INDC – Intended Nationally Determined Contributions – [3]), а также приведены сценарии сокращения эмиссии CO₂ от сжигания ископаемых видов топлива до 50% и 70% по сравнению с 1990 г.

МЕТОДОЛОГИЯ

Региональная модель РУТАЙМС относится к классу моделей репрезентативных энергетических систем (РЭС) и является обновленной версией национальной модели, описанной в работах [4][5][6]. Модели класса РЭС широко используются для имитационного моделирования развития энергетического сектора с оптимизацией выбора технологий, альтернативных технологических цепочек и спроса на энергию. Использование реальных технологий позволяет анализировать потенциал энергосбережения и сокращения выбросов для альтернативных инвестиционных решений с оценкой стоимости.

Модели подобного типа решают задачу центрального планировщика выбора оптимального набора существующих производственных мощностей и технологических опций для удовлетворения экзогенно-заданного конечного спроса с минимальными дисконтированными издержками. РУТАЙМС моделирует добычу ископаемых видов топлива, (уголь, нефть и природный газ), производство электрической и тепловой энергии, нефтепереработку, потребление энергии зданиями, транспорт, в первую очередь авиа- и железнодорожный, и промышленность, включая черную металлургию и производство цемента. В качестве конечного спроса, например, выступает спрос на жилую и коммерческую площадь, которая в свою очередь предъявляет спрос на отопление, освещение, отдельно выделен спрос на услуги транспорта или продукцию черной металлургии. В качестве прогнозов спроса использованы официальные прогнозы министерств и ведомств с продлением до 2050 г. [7–9]. Данные о существующих производственных мощностях и технологических опциях калибровались из различных источников, включая РОССТАТ, ETSAP, и др. [10–13]. Спрос на экспорт углеводородов, который является важным драйвером развития энергетики России, оценен с помощью глобальной мультирегиональной модели частичного равновесия [14].

В РУТАЙМС выделены 8 регионов России: «Центр», «Дальний восток», «Северо-Запад», «Сибирь», «Юг», «Тюменская область», «Урал», «Волжский регион» с разбиением энергии по времени суток. Учет времени потребления электроэнергии в течение суток является существенным отличием данной статьи от предыдущих работ авторов. Модель РУТАЙМС была реализована в пакете «energyRt» для формулирования технологических моделей [15], разработанном на языке R [16], и решается в алгебраической модельной среде GAMS [17].

Для анализа экономического потенциала ВИЭ было построено три сценария развития энергетики России. При построении сценария «Без активной климатической политики» (далее BAU) использовалась предпосылка об отсутствии какой-либо климатической политики. Затем был проведен анализ чувствительности результатов модели к основным предпосылкам сценариев (цены на ископаемое топливо, ставки дисконтирования и стоимости инвестиции новых технологий), результаты которого сопоставлялись с добровольным определенным Россией вкладом по сокращению эмиссии парниковых газов – INDC.

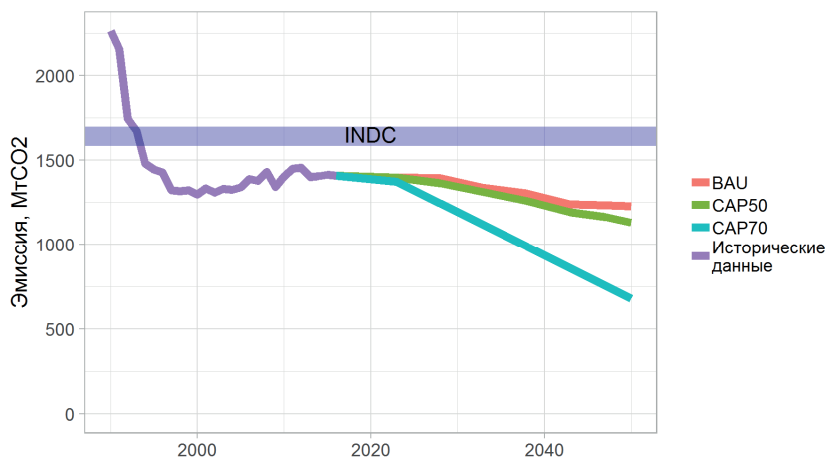


Рис. 1. Эмиссии CO₂ от сжигания ископаемых видов топлива, МтCO₂

Сценарии «Сокращение эмиссии на 50% по сравнению с 1990 г.» (CAP50) и «Сокращение эмиссии на 70% по сравнению с 1990 г.» (CAP70) предполагают сокращение эмиссии CO₂ от сжигания ископаемых видов топлив на 50% и 70% по сравнению с 1990 г. соответственно (рис. 1). Отметим, что сценарий CAP70 наиболее близок к сценариям, которые согласуются с целью предотвращения роста средней глобальной температуры более чем на 2 градуса Цельсия по сравнению с доиндустриальным уровнем, что соответствует цели Парижского соглашения, однако является менее амбициозным¹.

СЦЕНАРИЙ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ «БЕЗ АКТИВНОЙ КЛИМАТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ».

Сценарий BAU зависит от предпосылок, используемых при моделировании, включая цены на энергоресурсы, темпы технического прогресса, ставки дисконтирования. Основные результаты сценария «Базовый сценарий без активной климатической политики» приведены с анализом чувствительности результатов к используемым предпосылкам и анализом возможности удовлетворения официально-добровольно определенного Россией вклада по сокращению эмиссии парниковых газов INDC.

Согласно сценарию BAU, добыча ископаемых видов топлива (уголь, нефть и природный газ) сократится к 2050 г. на 5% по сравнению с 2012 г. при снижении эмиссии на 17% за счет замещения угля, нефти и нефтепродуктов природным газом (рис. 2). При этом конечное потребление растет на 10% за счет увеличения использования природного газа, тепловой и электрической энергии.

Эмиссия от генерации электроэнергии уменьшится, несмотря на значительный рост электрогенерации, за счет снижения средней углеродоемкости генерации электроэнергии до 170 гCO₂/кВтЧ. Снижение средней углеродоемкости генерации электроэнергии происходит за счет замещения угольной электрогенерации природным газом с ростом на 30% и с активным развитием ветровой электрогенерации после 2035 г. (рис. 5).

«Долгосрочной целью ограничения антропогенных выбросов парниковых газов в Российской Федерации может быть показатель в 70–75% выбросов 1990 года к 2030 году, при условии максимально возможного учета поглощающей способности лесов» [12]. Ограничение INDC оценивается экспертами как излишне мягкое, например [19][20], автоматически выполняется в базовом сценарии без активной климатической политики.

На рис. 3 показаны результаты анализа чувствительности результатов модели к основным предпосылкам сценария: цены на ископаемое топливо, ставки дисконтирования и стоимости инвестиции новых технологий. При анализе предполагалась довольно широкая вариация параметров, чтобы захватить все возможные варианты развития энергетики РФ. Так, ставка дисконтирования должна быть равномерно зависима от 2% до 50%, цены на ископаемые виды топлива и биотопливо варьироваться от 0,3 до 2,7 раз, а инвестиционные издержки в современные технологии могут дешеветь темпом 0–3% в год.

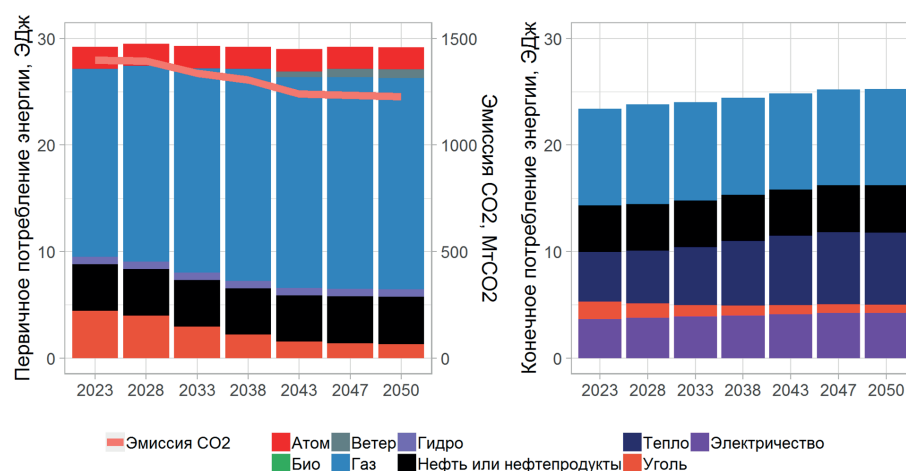


Рис. 2. Использование первичных (слева) и конечных (справа) источников энергии в сценарии «BAU», ЭДж

¹ Сценарии 2C моделировались авторами в Pathways to Deep Decarbonization: 2014 [5].

В результате уровень эмиссии CO₂ от сжигания ископаемого топлива варьируется в довольно широких пределах, но лишь в 10% случаев превышает INDC в 2030 г. и только в 1% после 2040 г. по верхней границе и 24% и 7% по нижней границе в 2030 г. и 2040 г. соответственно.

По результатам анализа чувствительности в среднем при увеличении доли ВИЭ на 1% эмиссия CO₂ от сжигания ископаемого топлива снижается на 5 МтCO₂ в 2050 г. Отметим, что уровень эмиссии лишь отчасти зависит от доли ВИЭ. Уровень эмиссии также зависит от общего уровня энергоэффективности и соотношения используемых ископаемых видов топлива – угля, нефти и природного газа. На все эти факторы, в первую очередь, влияют ставка дисконтирования, общий уровень цен на ископаемые виды топлива и соотношение цен на уголь и природный газ.

Низкая ставка дисконтирования и высокий уровень цен на ископаемые виды топлива стимулируют использование более энергоэффективных технологий и ВИЭ, а низкое соотношение цен на уголь и природный газ стимулирует переключение с природного газа на уголь. В результате описанных выше факторов эмиссия сильно варьирует при одной и той же доле ВИЭ (рис. 4).

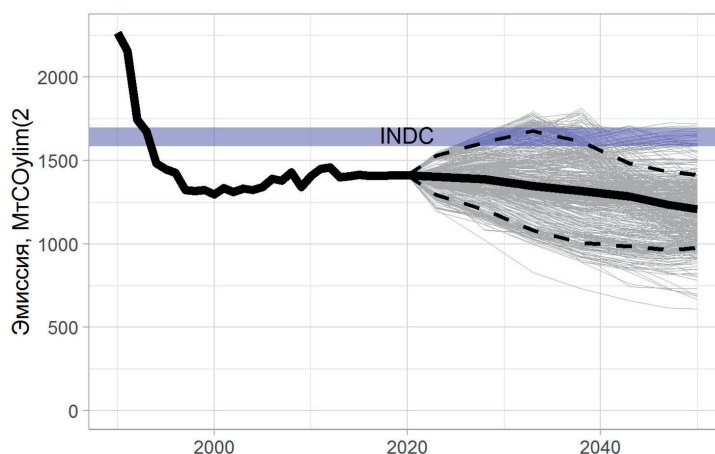


Рис. 3. Анализ чувствительности эмиссии CO₂ от сжигания ископаемого топлива, МтCO₂

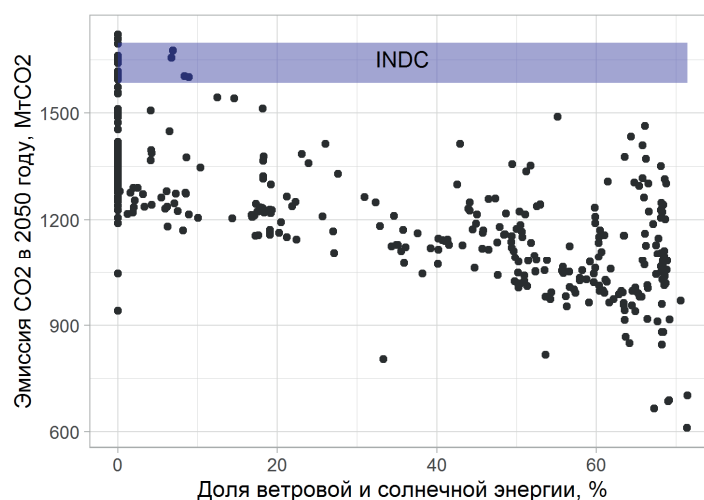


Рис. 4. Анализ чувствительности эмиссии CO₂ от сжигания ископаемого топлива и доля ветровой и солнечной энергетики

СЦЕНАРИИ АКТИВНОЙ КЛИМАТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

Сценарии «Сокращение эмиссии на 50% по сравнению с 1990 г.» (CAP50) и «Сокращение эмиссии на 70% по сравнению с 1990 г.» (CAP70) предполагают активную политику государства по сокращению эмиссии. Ее стандартные инструменты – квотирование и торговля разрешениями на выбросы, либо налоги. Мы предполагаем, что инструменты политики были достаточно эффективными, чтобы снизить выбросы до требуемого уровня, и концентрируемся на изменениях в энергобалансе как результате политики.

Снижение эмиссии возможно достичь за счет деуглеродизации производства электроэнергии, электрификации конечного потребления и повышения энергоэффективности. В сценариях CAP50 и CAP70 происходит значительная деуглеродизация производства электроэнергии до 104 и 45 гCO₂/кВтЧ соответственно за счет активного развития ВИЭ, в основном ветровой в CAP50 и ветровой и солнечной в CAP70, повышения КПД генерации на природном газе и практически полного прекращения генерации с помощью угольных электростанций (рис. 5). Электрификация конечного потребления к 2050 г. растет до 17% в сценарии CAP50 и до 23% в сценарии CAP70.

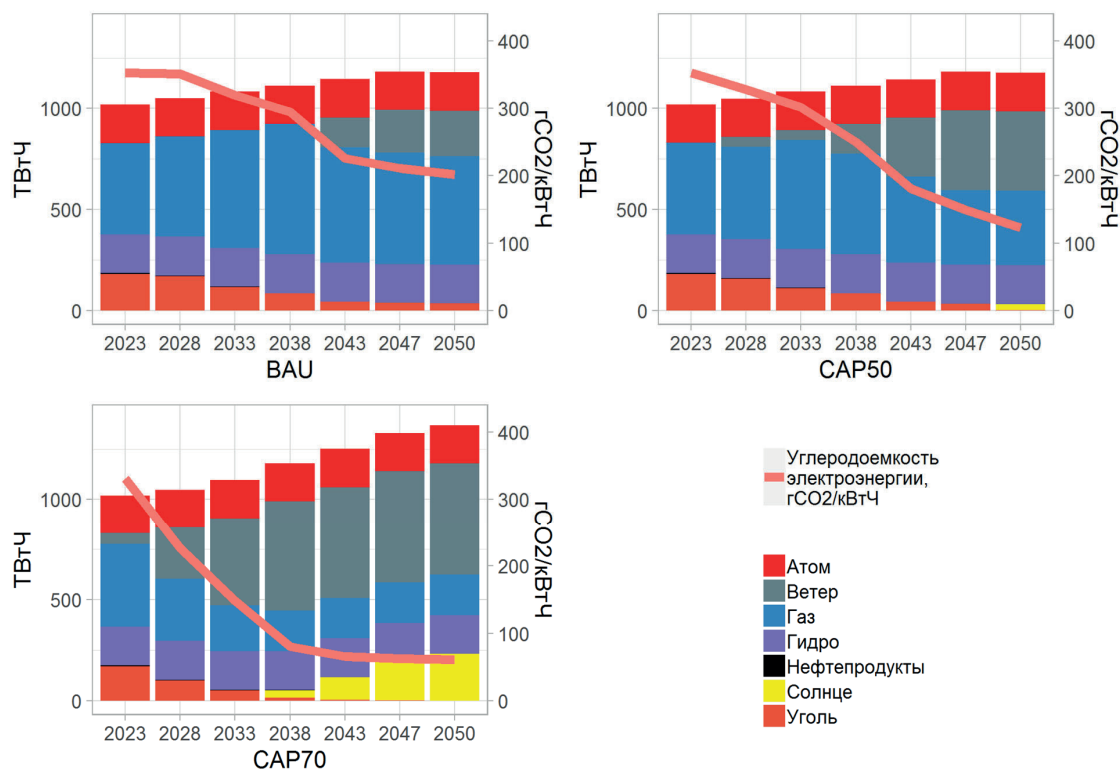


Рис. 5. Генерация электроэнергии по видам топлива в сценариях BAU, CAP50 и CAP 70, TВт·ч, и средняя углеродоемкость электрической энергии, гСО2/кВт·ч

Использование первичных источников энергии в сценарии CAP50 к 2050 г. по сравнению со сценарием BAU снижается незначительно за счет частичного замещения генерации электроэнергии с помощью угля и природного газа возобновляемыми источниками энергии, в первую очередь ветром.

Реализация сценария CAP70 потребует дополнительного сокращения потребления первичных источников энергии на 15%, в первую очередь за счет замещения нефти и природного газа ветровой, солнечной и биоэнергией. Потребление угля в первичном потреблении энергии в сценарии CAP70 по сравнению со сценарием CAP50 практически не меняется, так как потенциал сокращения использования угля практически полностью реализован. Конечное потребление энергии сокращается на 16% в сценарии CAP70 по сравнению со сценарием CAP50 вместе с замещением природного газа биотопливом.

На рис. 6 приведены результаты анализа чувствительности первичного потребления ископаемых видов топлива и генерация солнечной и ветровой энергии при тех же предпосылках, что и при анализе чувствительности сценария BAU. Сокращение эмиссии CO2 от сжигания ископаемых видов топлива на 50% по сравнению с 1990 г. является относительно мягким по сравнению со сценарием BAU, его возможно добиться как активным внедрением ВИЭ (в основном энергии ветра) и повышением энергоэффективности конечного потребления, так и более активным замещением угля природным газом.

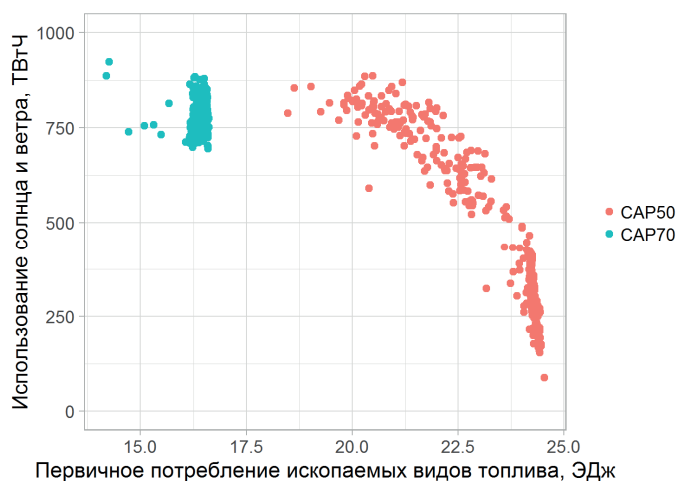


Рис. 6. Первичное потребление ископаемых видов топлива, ЭДж и электрогенерация на основе солнечной и ветровой энергии, TВт·ч

Для удовлетворения более строгих ограничений по эмиссии в 70% в сценарии CAP70 необходим как рост энергоэффективности конечного потребления, так и активное использование солнечной и ветровой энергии. Отметим, что в полученных результатах предполагается активное использование ВИЭ для достижения цели CAP70, однако столь высокое значение генерации электроэнергии ВИЭ не является необходимым условием достижения цели сокращения эмиссии на 70% по сравнению с 1990 г., а является экономически целесообразным решением при используемых предпосылках.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Объявленные Россией цели добровольного снижения выбросов ПГ не являются ограничивающими, в среднем динамика выбросов в сценарии без климатической политики (BAU) не превышает заявленный уровень INDC. Анализ чувствительности показал, что эмиссия только в 10% случаев превышает INDC в 2030 г. и только в 1% после 2040 г., что подтверждает тезис о том, что принятые Россией добровольные обязательства слишком мягкие и фактически не требуют серьезных шагов по сдерживанию эмиссии парниковых газов. По факту матожидание сценария BAU не сильно отличается от траектории сценария снижения выбросов на 50% к 1990 г. (CAP50) ввиду высокого и экономически целесообразного потенциала повышения энергоэффективности со стороны спроса на энергию.

При консервативных предпосылках о стоимости ветровой и солнечной энергетики она начинает играть роль лишь после использования эффективного по издержкам потенциала энергоэффективности. Сценарий CAP50 достижим без активного внедрения ВИЭ. Однако использование потенциала энергосбережения во многом зависит от структуры рынка. Если в модели предполагаются равновесные рынки с совершенной конкуренцией, чтобы определить потенциал энергоэффективности без рыночных барьеров, то в реальной жизни большинство рынков не являются конкурентными. Примером является жилищно-коммунальное хозяйство, где вопросы повышения эффективности слабо зависят от конечного потребителя. Аналогично вопросы интеграции ВИЭ в энергосистему должны быть сначала решены централизованно, чтобы предоставить рынку возможность интегрировать возобновляемые ресурсы.

Расчеты также показывают, что вне зависимости от сценария климатической политики рыночные тренды будут направлены в сторону снижения потребления угля и нефти. Скорость их выбытия их энергобаланса будет зависеть от темпов снижения стоимости ВИЭ и господдержки. Потребление природного газа будет заметно снижаться в сценариях активной климатической политикой CAP70 и более, когда потенциал сокращения эмиссии другими способами будет исчерпан.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. IRENA (2018), Renewable Power Generation Costs in 2017, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
2. О решениях по итогам 32-го заседания Консультативного совета по иностранным инвестициям (резолуция от 22 октября 2018 года), дата обращения 1 марта 2019 года №ДМ-П13-7195 <http://government.ru/orders/selection/401/34438/>
3. Определяемый на национальном уровне вклад России (INDC) <https://www4.unfccc.int/sites/submissions/indc/Submission%20Pages/submissions.aspx>
4. Steve Pye, Christophe McGlade, Chris Bataille, Gabriel Anandarajah, Amandine Denis-Ryan & Vladimir Potashnikov: Exploring National Decarbonization Pathways and Global Energy Trade Flows: A Multi-Scale Analysis // Climate Policy, Vol. 16, No.1, 2016. P. 92–109.
5. Jeffrey Sachs L.T. Pathways to Deep Decarbonization: 2014 Report. 2014.
6. Луговой О.В., Поташников В.Ю. Прогнозы энергобаланса и выбросов парниковых газов на модели RU-TIMES до 2050 года // Научный вестник ИЭП им. Гайдара.ру. 2014. №5.
7. РОССТАТ.
8. Министерство промышленности и торговли Российской Федерации.
9. Министерство экономического развития Российской Федерации.
10. РОССТАТ. 11 ТЭР.

11. РОССТАТ. 6 ТП.
12. IEA. The Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP).
13. Башмаков И.А. Какова площадь российских зданий и сколько энергии они потребляют? URL: <http://www.cenef.ru/file/EnergyConsume.pdf>
14. Луговой О.В., Поташников В.Ю.: Потенциал изменения глобального спроса на энергию до 2030 года // Научный вестник ИЭП им. Гайдара.ру №12, 2016.
15. energyRt // energyRt: [сайт]. URL: <http://olugovoy.github.io/energyRt/>
16. <https://www.r-project.org/>
17. <https://www.gams.com/>
18. Russian Submission INDC_rus.doc, дата обращения 1 января 2019 года, https://www4.unfccc.int/sites/submissions/INDC/Published%20Documents/Russia/1/Russian%20Submission%20INDC_rus.doc
19. CLIMATEACTIONTRACKER // CLIMATEACTIONTRACKER: URL: <https://climateactiontracker.org/countries/russian-federation/>
20. STAFF C.B. Ambiguous Russian climate pledge mystifies many // carbonbrief. URL: <https://www.carbonbrief.org/ambiguous-russian-climate-pledge-mystifies-many>. 