

УГОЛЬ VS ГАЗ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ¹

(обзор состояния и перспективы)

Кандидат физико-математических наук А.А. АФАНАСЬЕВ
(Центр технологического прогнозирования в энергетике
Института энергетики НИУ ВШЭ)

DOI: 10.31857/S23336190001701-7

Введение

Как отмечают аналитики, в последние годы продолжают происходить существенные изменения в мировой экономике, энергетике и энергетической политике, влияющие на перспективы дальнейшего развития^{2,3,4,5}.

Наблюдается ужесточение конкуренции на внешних энергетических рынках. Значительный рост предложения углеводородов привел к началу нового передела мирового рынка энергоресурсов.

Парижское Соглашение об ограничении странами (сторонами) выбросов парниковых газов (вкладов), вступившее в силу в ноябре 2016 г., является важнейшим драйвером этого изменения. В результате в мире ускоряется использование возобновляемых источников энергии, которые при наличии существенной эконо-

мической и политической поддержки уже сейчас обеспечивают около половины вновь вводимых генерирующих мощностей. Вместе с тем остаётся под вопросом участие в реализации указанного соглашения крупнейшего производителя и потребителя энергетических ресурсов – США, в связи с недавним заявлением Президента США о выходе страны из Парижского соглашения по климату⁶, после которого с новой силой возобновились споры между противниками и сторонниками Соглашения.

Продолжает усиливаться роль энергоэффективности в сдерживании темпов роста энергопотребления. Главный драйвер роста спроса на энергоресурсы – Китай вынужден сокращать энергоёмкость, чтобы приступить к решению экологических проблем.

Серьёзное влияние на ситуацию на энергетических рынках могут оказать экономические санкции против российской энергетики (прежде всего нефтегазового сектора), наложенные США и ЕС. Сохраняющаяся напряжённость между производителями, транзитёрами и потребителями энергетических ресурсов может привести к существенным сдвигам в европейском энергобалансе и в результате – к изменению направлений поставок углеводородов.

¹ VS (сокр. От versus; лат. против). <https://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/754008>

² Институт энергетических исследований РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ. Прогноз развития энергетики мира и России 2016. Москва. https://www.eriras.ru/files/forecast_2016_rus.pdf

³ World Energy Outlook 2017, Paris: International Energy Agency. http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO_2017_Executive_Summary_Russian_version.pdf

⁴ World Energy Outlook 2016, Paris: International Energy Agency. http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2016_ExecutiveSummary_Russian_version.pdf

⁵ World Energy Outlook 2015, Paris: International Energy Agency. http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015ES_Russian.pdf

⁶ BBC (2017) Paris climate deal: Trump announces US will withdraw // BBC News (June 1, 2017). <http://www.bbc.com/news/world-us-canada-40127326>

Возникновение новых, либо существенно усовершенствованных технологий производства электроэнергии в перспективе также ведёт к изменению производственной структуры мировой электроэнергетики.

Все указанные процессы неизбежно отражаются на Российской Федерации: для страны возникают как дополнительные риски, так и новые возможности.

Потребление энергетических ресурсов

Прогнозируется^{2,4,5}, что при реализации вероятного сценария к 2040 г. мировое потребление энергетических ресурсов возрастёт примерно на одну треть и составит порядка 18 млрд т н.э. При этом значительно меняется география энергопотребления (рис. 1)⁵, основной прирост которого смещается в развивающиеся страны, в то время как общее потребление энергии странами ОЭСР стабилизируется и даже может сократиться. Доля “неископаемых” видов топлива возрастёт с нынешних 18% до 24% в 2040 г. При этом, из ископаемых видов

топлива увеличится доля только природного газа, как наименее “углеродоёмкого”.

Энергопотребление в крупнейших странах Юго-Восточной Азии по сравнению с США к 2040 г. изменится следующим образом: в Китае значительно возрастёт и будет превышать США почти в 2 раза, в Индии – приблизится к уровню США.

В России энергопотребление возрастёт к 2040 г. на 13–17%, показывая годовые темпы роста примерно вдвое меньше среднемировых. “...Мониторинг хода реализации энергетических стратегий на периоды до 2020 и 2030 гг. (были приняты в 2003 и 2009 гг.) в основном подтвердил правильность оценок объёмов производства энергоресурсов при завышенных ожиданиях внутреннего спроса из-за чрезмерного оптимизма относительно реального развития экономики...”⁷.

Спрос и производство электроэнергии, изменение структуры использования первичных источников энергии

Доля электроэнергии, как наиболее удобной для обращения формы энергии, продолжит опережающий рост в мировом конечном потреблении энергии, увеличиваясь с 2015 по 2040 г. более чем в 1.5 раза быстрее роста потребления первичных энергоресурсов^{2,3,4,5}. Одновременно будет происходить изменение структуры использования первичных источников для генерации электроэнергии, направленное на декарбонизацию энергетической системы. В секторе электроэнергетики



⁷ Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Новикова Т.В., Панкрушина Т.Г. Стратегические перспективы электроэнергетики России // Теплоэнергетика. 2017. № 11. С. 40–52.

Рис. 1. Прогноз прироста потребления первичной энергии в отдельных регионах мира с 2014 г. по 2040 г.

тики большая доля инвестиций (около 60%) до 2040 г. будет направлена в развитие ВИЭ, что в результате обеспечит более половины общего прироста производства электроэнергии. Доля угля в производстве электроэнергии сократится с 40% до 31% (хотя в абсолютных величинах потребление угля всё ещё останется на первом месте), тогда как доля ВИЭ (без гидроэнергетики) получит значительный рост с 7% до 14%. Доли газа (рост с 22% до 26%), ядерной энергии (незначительный рост с 11% до 12%) и гидроэнергии (снижение с 17% до 15%) изменятся не так существенно.

Спрос на электроэнергию будет расти во всех странах, даже в тех странах ОЭСР, которые снизят своё общее энергопотребление. Большую часть мирового прироста производства и потребления электроэнергии дают развивающиеся страны Азии, Африки и Ближнего Востока. Соответственно, в этих странах доля первичной энергии, используемой для производства электроэнергии, возрастет до 46% в 2040 г. (по сравнению с 36% в 2010 г.).

Среди электроэнергетических технологий имеет место конкуренция между всеми видами ископаемого топлива и другими, нетопливными источниками энергии. Это характерно не только для централизованного производства электроэнергии и тепла (мощные парогенераторы, надёжные ядерные реакторы, паровые и газовые турбины, комбинированные циклы), но и для получающего всё большее развитие акцента на децентрализованное производство электроэнергии (ВИЭ, микротурбины, газопоршневые установки, топливные элементы, ядерные реакторы малой мощности).

Потребление угля и газа в электроэнергетике. Перспективы

В настоящее время наблюдается переход от "угольной" к "газовой" генерации, который наиболее явно проявляется в США, где к 2040 г. ожидается рост потре-

бления природного газа для электрогенерации более чем в 1.5 раза, на фоне умеренных цен на газ и растущих цен на уголь. Идёт вытеснение угольных мощностей в США – 80% установленной мощности, выведенной из эксплуатации в 2015 г., относилось к угольным станциям.

Выход на лидирующие позиции природного газа среди ископаемых видов топлива, вероятно, будет общим явлением и для развитых, и для развивающихся стран^{2,3}. Данные прогнозы могут существенно варьироваться в зависимости от ряда факторов, допускающих неопределённость. Например, распространение электромобилей существенно поменяет первичное потребление энергии, так как спрос на производные нефти будет постепенно замещаться спросом на электроэнергию.

Парижское соглашение об ограничении странами выбросов парниковых газов, значительно осложняет дальнейшее развитие угольной энергетики. Речь идёт о постепенном сокращении угольной генерации в мире в ближайшее время. Исключением являются Китай, Индия, Индонезия и Вьетнам, где планы строительства угольных генерирующих мощностей пока остаются в силе. Хотя Китай планирует начать ограничивать рост угольной генерации в ближайшее десятилетие, ожидается, что доля "газовой" генерации в мире вырастет незначительно (с 22% в 2013 г. до 25–26% к 2040 г.)². Такой медленный рост среднемирового спроса на природный газ в электроэнергетике определяется не только планами значительного роста угольной генерации (несмотря на экологические проблемы) в развивающихся странах, но и развитием высокоэффективных технологий "газовой" генерации и более быстрым ростом генерации на основе атомной энергии и возобновляемых источников энергии.

В России доля газа в генерации электроэнергии к 2040 г. останется примерно на том же уровне или даже несколько упадёт (с 47% в 2013 г. до 45% к 2040 г.) при незначительном росте его потребления (порядка 10%). Уже в настоящее

время значительная доля российской электроэнергетики работает на природном газе. Однако многие работающие и даже перспективные станции отстают от современного уровня техники, используемой за рубежом, прежде всего в Японии, США и странах Европы.

Однако в мире в целом, несмотря на развитие технологий атомной энергетики и ВИЭ, в ближайшие десятилетия большая часть электроэнергии будет производиться на основе ископаемых видов топлива, в основном угля и природного газа. Поэтому дальнейшее развитие и конкуренция "угольных" и "газовых" технологий продолжатся.

Технологическое развитие и соперничество "угольной" и "газовой" генерации

За последние 10–20 лет и "угольная", и "газовая" генерации продемонстрировали существенный технологический прогресс.

Уголь. В 2014 г. в мире в целом 64% сооружаемых угольных электростанций были суперсверхкритические (ССКП) и ультрасверхкритические (УСКП)⁸, по сравнению с 50% в 2012 г.⁹ Наиболее эффективной технологией генерации на основе угольного топлива в настоящее время являются энергоблоки на ультрасверхкритических параметрах пара, которые достигают эффективности 45% и выше (при среднестатистической эффективности действующих угольных блоков на уровне 33%), причём дальнейший рост температуры перегрева (включая повторный перегрев) на 20°C приводит к увеличению КПД на 1%.

⁸ Суперсверхкритические параметры пара (за котлом): давление 26–32 Мпа, температура свежего пара от 585 до 620°C, температура пара промежуточного перегрева от 585 до 650°C. Ультрасверхкритические параметры: давление пара от 32 Мпа, температура свежего пара от 650°C и температура пара промежуточного перегрева от 650°C.

⁹ IEA (2014) *Energy Technology Perspectives 2014. Harnessing Electricity's Potential*, Paris: International Energy Agency. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/energy-technology-perspectives-2014.html>

Рост эффективности угольных блоков связан непосредственно с успехами в создании соответствующего технологического оборудования, прежде всего парогенераторов с циркулирующим кипящим слоем и паровых турбин, рассчитанных на высокие параметры пара. При этом большое внимание уделялось созданию новых термопрочных сплавов, совершенствованию охлаждения лопаток турбины и технико-экономической оптимизации цикла.

В последние годы проекты блоков на ССКП разрабатывались в Российской Федерации, а в 2014 г. были начаты проработки технических решений по блоку на УСКП, однако в настоящее время в перспективных планах развития российской энергетики до 2035 г. их ввод не планируется.¹⁰

Повышение параметров пара – традиционно ключевой способ повышения показателей паросилового цикла. Стоит ожидать, что после достижения 760°C дальнейший рост рабочей температуры замедлится. Популярность простых паровых циклов будет падать. Они будут вытесняться комбинированными циклами, для которых сверхвысокие температуры "нижнего" цикла не требуются. К станциям на угольном топливе с комбинированным циклом относятся прежде всего высокоэффективные парогазовые установки (ПГУ) с внутрицикловой газификацией угля, с подачей получаемого газа в газотурбинный цикл, являющийся надстройкой над паротурбинным циклом.

В бывшем СССР активные исследования и разработки ПГУ циклов с внутрицикловой газификацией велись в ряде организаций в 70-е–80-е годы прошлого столетия на достаточно высоком для того времени уровне. Планировалось создание опытно-промышленного энергоблока мощностью 250 МВт (ПГУ-250). Однако строительство этого блока так и не было начато. В настоящее время поднимается

¹⁰ Тумановский А.Г. *Перспективы развития угольных ТЭС в России // Теплоэнергетика. 2017. № 6. С. 3–13.* http://www.tepen.ru/files/arxiv/2017/meta_dat_06_17.pdf

вопрос по возобновлению работ по созданию подобной установки¹⁰.

Оцениваются также возможности построения тройных циклов, когда к ПГУ с внутрицикловой газификацией угля добавляется цикл, использующий топливные элементы, однако коммерческие проекты такого тройного цикла относятся к неопределённому будущему.

Несмотря на продолжающееся развитие технологий в области угольной генерации, значительная часть этих технологий в ближней и среднесрочной перспективе может остаться невостребованной. Угольная энергетика в развитых и развивающихся странах описывается разными трендами. В первом случае доля угольной генерации последовательно снижается вследствие ограничений, связанных с воздействием угольной энергетика на окружающую среду, а также сложности доведения до коммерческой стадии действительно чистых угольных технологий, таких как комбинированный парогазовый цикл с внутрицикловой газификацией угля. Для развивающихся стран воздействие на окружающую среду остаётся второстепенным фактором, и традиционная угольная энергетика успешно развивается по причине её дешевизны. А строительство современных высокотехнологичных угольных блоков ограничено именно их высокой стоимостью.

В России в среднесрочной перспективе стоит ожидать продолжения замещения изношенных и морально устаревших угольных генерирующих мощностей газовыми, что в целом укладывается в мировые тренды. Хотя в перспективе доля угольной генерации будет продолжать снижаться, в абсолютных величинах она будет изменяться незначительно, оставаясь вплоть до 2040 г. на уровне 140–160 ТВт·ч в год². Минэнерго России в своём Прогнозе научно-технологического развития отраслей ТЭК России на период до 2035 г. в число приоритетных технологий на перспективу до 2025 г.

включает типовые угольные блоки на сверхкритическом давлении пара для КЭС и ТЭЦ, а на 2025–2035 гг. – угольные блоки на ССКП и УСКП, и даже ПГУ с внутрицикловой газификацией угля¹¹.

Газ. Использование газа для электрогенерации наиболее эффективно в комбинированном парогазовом цикле большой мощности (традиционный пароводяной цикл с надстройкой газотурбинного цикла), что позволяет получить КПД комбинированного цикла, значительно превышающий КПД любого из входящих в него циклов в отдельности. Существует ряд разных схем комбинации этих циклов в парогазовой установке, в которой могут использоваться разные виды топлива (природный газ, мазут, продукты газификации твёрдых видов топлива)¹².

Сжигание газа в парогенераторе в прямом паротурбинном цикле или в отдельно стоящем газотурбинном блоке является менее эффективным и может использоваться на уже действующих станциях или в специальных случаях. В диапазоне малых и средних мощностей для генерации электроэнергии эффективно использовать газопоршневые установки и топливные элементы, которые хотя и получили уже определённое распространение, но, однако, не рассматриваются в настоящем обзоре.

Естественно, важнейшим элементом энергоблока с комбинированным парогазовым циклом является газотурбинная установка. Рост температуры газа перед турбиной обеспечивает практически пропорциональный рост КПД парогазовых установок с использованием этих турбин (рис. 2)¹³.

¹¹ Минэнерго России. Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года. Минэнерго России, 2016. 106 с. <https://minenergo.gov.ru/node/6365>

¹² Ольховский Г.Г. Парогазовые установки: вчера, сегодня, завтра (обзор) // Теплоэнергетика. 2016. № 7. С. 38–45. http://www.tepen.ru/files/arxiv/2016/meta_dat_07_16.pdf

¹³ Ishikawa M., Terauchi M., Komori T., Yasuraoka J.

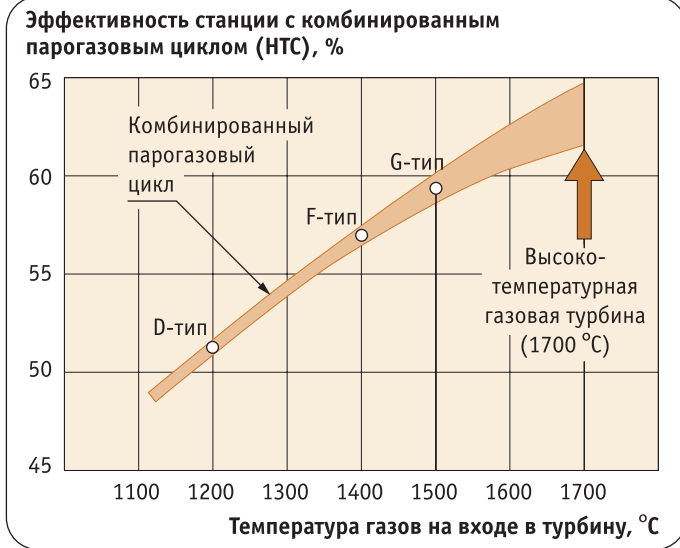


Рис. 2.
Тепловой КПД ПГУ
на базе газовой турбины.

Основным технологическим трендом для газотурбинного оборудования является повышение температуры цикла. К настоящему времени уже продемонстрирована возможность коммерческого применения турбин класса 1700°C. Следующим технологическим вызовом является создание коммерческих турбин класса 1800°C, что позволит обеспечить КПД ПГУ в 65%. Однако достижению этого результата препятствует ряд значительных инженерных проблем.

Российские производители газовых турбин большой мощности (200 МВт и выше), используемых в эффективных парогазовых энергоблоках, пока отстают от ведущих мировых производителей. В этой связи Минпромторгом России была разработана и принята в марте 2011 г. "Стратегия развития энергомашиностроения Российской Федерации на 2010–2020 годы и на перспективу до 2030 года"

(Стратегия-2030), реализация которой должна сократить отставание от зарубежных производителей и уменьшить зависимость энергосистемы России от поставок зарубежного оборудования.

Единственным предприятием в России, которое начало выпускать газотурбинные установки мощностью 160 МВт (ГТЭ-160) по договору с компанией Siemens на базе их турбины разработки 80-х годов V94.2, является ОАО "Ленинградский металлический завод" (ЛМЗ, с 2000 года – филиал ОАО "Силовые машины").

Ими ещё в 1991 г. было создано совместное предприятие "Интертурбо", на базе которого в России в свою очередь были созданы совместные компании, занимающиеся научными исследованиями, разработкой, производством, продажей и сервисным обслуживанием газовых турбин. В их планах, в соответствии со Стратегией-2030, было организовать производство на ЛМЗ современных лицензионных газовых турбин большой мощности (300 МВт). К сожалению, известные события, связанные с санкциями США и ЕС (и уже выразившиеся в скандале вокруг поставок в Крым двух ГТУ, произведенных на совместном предприятии и модернизированных на заводах ГК "Ростех"), могут существенно затормозить эти работы.

Ожидается, что после 2025 года в электроэнергетике России начнут быстро нарастать потребности в сверхмощных ГТУ, что обуславливает необходимость ускорения разработки и серийного производства высокоэффективных отечественных ГТУ, а также выпуска лицензионных ГТУ¹⁴.

¹⁴ Филиппов С.П., Дильман М.Д., Ионов М.С. Потребности электроэнергетики России в газовых турбинах: текущее состояние и перспективы // Теплоэнергетика. 2017. № 11. С. 53–65. http://www.tepen.ru/files/arxiv/2017/meta_dat_11_17.pdf

Development of High Efficiency Gas Turbine Combined Cycle Power Plant // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review Vol. 45 No. 1 (Mar. 2008). <https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e451/e451015.pdf>

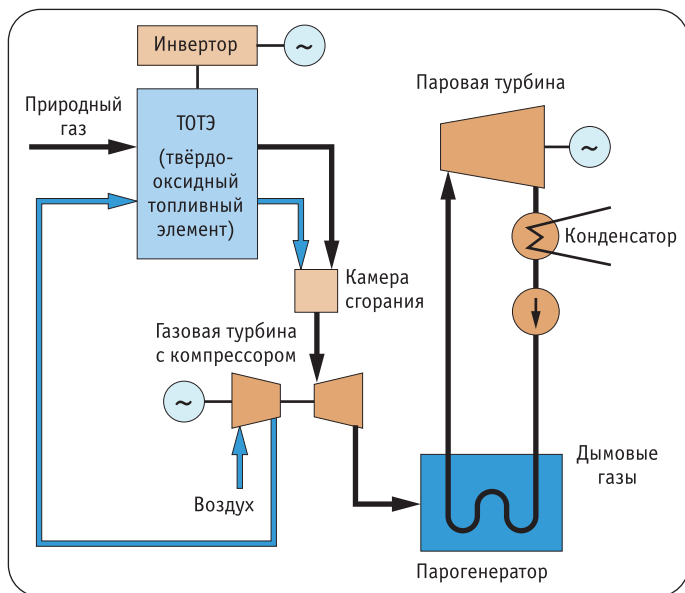


Рис. 3.
Концептуальная схема
комбинированного тройного цикла.

Проект Fortuna, реализованный Siemens в Дюссельдорфе¹⁵, демонстрирует несколько рекордных показателей, которые заставляют пересмотреть перспективные возможности парогазовых блоков: электрическая мощность около 600 МВт; КПД свыше 60%; дополнительно 300 МВт тепловой мощности, отдаваемой в систему централизованного теплоснабжения; выход на полную мощность за 40 минут.

Дальнейшее увеличение КПД может обеспечить добавление топливного элемента в комбинированный цикл (рис. 3)¹⁶. В настоящее время подобные предложения включают элемент неопределённости, в том числе в отношении сроков. Идея тройного цикла относительно нова. Пока планируется использовать такие

блоки для мощностей порядка 50 МВт, но уже формулируются предложения строительства тригенерационных блоков гораздо большей мощности.

Россия, имея большой задел в научных исследованиях и разработках, в настоящее время отстаёт от ряда развитых стран по созданию современных ПГУ на базе отечественного оборудования, что связано с объективными и субъективными трудностями, имевшими место в последние 15–20 лет существования Советского Союза^{11,17}. В последние годы

в России было построено более 30 мощных парогазовых установок с использованием зарубежного оборудования. Вместе с тем российскими специалистами делается вывод, что "...создание ПГУ на уровне близком к лучшим мировым образцам является совершенно реальной задачей для отечественной промышленности..."¹⁷. В уже упомянутом Прогнозе Минэнерго России ПГУ предельной эффективности на основе отечественных ГТУ большой мощности отнесены к приоритетным технологиям для всех сценариев развития энергетики. Более того, в долгосрочной перспективе Минэнерго России планирует рассматривать в качестве одной из приоритетных технологий применение топливных элементов в когенерационных циклах¹¹.

Конкуренция угля и газа: надолго ли, есть ли шансы у угля?

Техническое лидерство и соотношение перспективной стоимости "угольного" и

¹⁵ Siemens Energy East Asia, Siemens Global Website, 2017. Düsseldorf. [www.siemens.com/press/en/feature/2014/corporate/2014-02-lausward.php?content\[\]=CC&content\[\]=E&content\[\]=EP&stop_mobi=true](http://www.siemens.com/press/en/feature/2014/corporate/2014-02-lausward.php?content[]=CC&content[]=E&content[]=EP&stop_mobi=true)

¹⁶ MHI to Develop Fuel Cell Triple Combined Cycle Power Generation System // Mitsubishi Heavy Industries. Press Information. June 01, 2012 No.1541. <https://www.mhi-global.com/news/story/1206011541.html>

¹⁷ Петреня Ю.К. История парогазового цикла в России. Перспективы развития / Научно-техническая конференция "Энергетическое машиностроение России – новые решения". <http://www.combienergy.ru/stat/900-Istoriya-parogazovogo-cikla-v-Rossii-Perspektivy-razvitiya>

“газового” электричества, а также требования по улавливанию парниковых газов свидетельствует в пользу природного газа.

Возникают вопросы: как долго может продолжаться технологическое соперничество угля и газа, и продолжат ли проигрывать угольные технологии газовой в среднесрочной перспективе (15–25 лет)?

Ответ на первый вопрос связывается с ожидаемым периодом истощения природных запасов угля и газа, который по разным оценкам значительно варьируется.

Так, например, в соответствии с оценками поисковой системы Кноема, выполненными на основе статистических данных компании British Petroleum, при сохранении нынешних темпов потребления и отсутствии открытия новых месторождений глобальные разведанные запасы угля будут исчерпаны через 153 года, природного газа – через 53, а нефти – через 51 год¹⁸ (рис. 4).

При этом отмечается, что разведанные запасы нефти и газа с 1980 г. по 2016 г. значительно увеличились (с 0.683 млрд до 1.707 млрд баррелей для нефти, и с 72 трлн до 187 трлн м³ для газа).

Следует, однако, отметить, что темпы дальнейшей разведки новых запасов ископаемых топлив будут неуклонно снижаться – новые запасы ископаемого

топлива труднее найти, они значительно меньше по объёмам, чем те, которые были найдены в прошлом, и их труднее (дороже) извлечь.

Поэтому, учитывая, что уже следующие поколения столкнутся с ограничением ресурсов нефти и газа, уголь наряду с развитием неорганической энергетики (ВИЭ, атом) останется основным видом органического топлива, который будет использоваться для разных целей, включая производство электроэнергии. Несомненно, технологии переработки и использования угля получат дальнейшее развитие, но при этом уже не будет имеющей место сейчас технологической конкуренции энергетического использования угля с другими видами углеводородного топлива. Скорее наоборот, дальнейшее развитие получат технологии конверсии угля в синтетическое жидкое и газообразное топливо.

Ответ на второй вопрос зависит от возможности развития в среднесрочной перспективе промышленных технологий с прямым окислением углеродсодержащего топлива (минуя стадию газификации) в топливном элементе, когда его электрический КПД достигает 65–70% с одновременным обеспечением прямого улавливания выбросов CO₂¹⁹.

¹⁸ Knoema (2017) BP: World Reserves of Fossil Fuels. <http://knoema.ru/smsfgud/bp-world-reserves-of-fossil-fuels#>

¹⁹ Munnings C., Giddey S., Badwal S. Direct Carbon Fuel Cells: An Ultra-Low Emission Tech for Power Generation / Penn Energy, February 17, 2015. <http://www.pennenergy.com/articles/pennenergy/2015/02/direct-carbon-fuel-cells-an-ultra-low-emission-technology-for-power-generation.html>

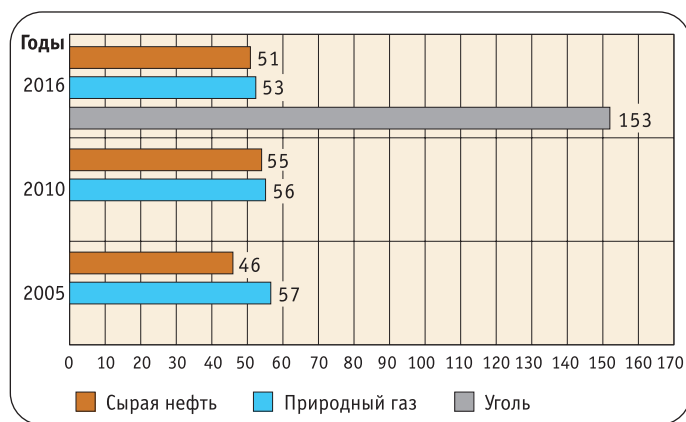


Рис. 4. Оценки периодов истощения ресурсов ископаемого топлива, выполненные в 2005, 2010 и 2016 г.г.

Уголь, газ, атом, ВИЭ - что дальше?

Практически все сценарии развития энергетики (как, впрочем, и всех других отраслей, а также и экономики в целом) строятся на не столь уж отдалённую перспективу, максимум до 2040 г. Для такого периода результаты прогноза (будь то экстраполяция тренда, балансовая модель, форсайт²⁰ и др.) для разных сценариев не могут сильно различаться, особенно учитывая большую инерционность энергетического сектора и огромные объёмы вовлечённых ресурсов. И это так ещё и потому, что "...до 2040 г. ни в одном из сценариев, ни в одной крупной группе технологий потребления или производства энергии не ожидается существенных технологических революций... – например, таких как освоение дешёвого термоядерного синтеза..."².

Тем не менее, вполне ожидаемы новые технологические прорывы как в традиционной энергетике, включая атомную, так и в развитии новых возобновляемых источников энергии, а также технологические прорывы, позволяющие не только повысить эффективность использования первичных ресурсов, но и в обозримой перспективе изменить принципы работы электроэнергетических систем и энергетические рынки. К этим прорывам можно отнести уже упомянутые нами топливные элементы для стационарной энергетики и мобильных приложений, новые технологии аккумулирования энергии, "умные" сети, "виртуальные" электростанции, использование водорода в качестве энергоносителя, и др.

Уже сейчас широкое распространение получают возобновляемые источники энергии, прежде всего солнце и ветер, и дальнейшее развитие этих технологий ведёт к значительному изменению баланса первичных источников энергии во всех рассматриваемых сценариях. Однако в рассматриваемый период уголь и газ, на-

ряду с жидким топливом, используемым прежде всего на транспорте, остаются в основе энергобаланса практически всех стран. Естественно, совершенствование "угольных" и "газовых" технологий и их конкуренция продолжатся и после 2040 г.

Следует ли ожидать полного прекращения использования ископаемого топлива в отдалённом будущем? Конечно, так и произойдет хотя бы по причине ограниченности ресурсов ископаемых видов топлива и его удорожания по мере истощения запасов. При этом первыми закончатся нефть и природный газ. Следует также учесть особую ценность угля и газа (не говоря уже о нефти) для интенсивно развивающихся отраслей углекислотной и газохимии. Переход к более рациональному использованию этих видов топлива в интересах национальной экономики будет зависеть от уровня экономического и технологического развития конкретных стран и определяться основными положениями их экономической и энергетической политики.

В очень отдалённой перспективе (конец XXI – начало XXII века) можно полагать, что будет решена проблема управляемого термоядерного синтеза, региональные энергосистемы будут объединены в единую глобальную энергосистему (с обменом электроэнергией, ресурсами и технологиями), начнут отрабатываться основные элементы космических энергосистем с размещением генераторов электроэнергии на орбите Земли (фотообразование солнечной энергии) или на Луне (термоядерный синтез) и с передачей энергии на Землю (микроволнами). Несмотря на всю фантастичность этих предположений, основы таких технологий начали рассматриваться (в том числе в научных центрах России) ещё в конце прошлого века, и заинтересованный читатель легко найдёт соответствующую информацию в сети Интернет. А вот энергоснабжение в период (десятилетия и даже столетия), необходимый для практического решения этих проблем, могут обеспечить возобновляемые источники энергии, атомная энергия и, возможно, частично, уголь.

²⁰ Форсайт (англ. Foresight) – методика долгосрочного прогнозирования научно-технологического и социального развития, основанная на опросе экспертов. <https://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/496732>