

Проект

УТВЕРЖДЕНА
распоряжением Правительства
Российской Федерации

от _____ г. № _____

Энергетическая стратегия России
на период до 2035 года

Оглавление

Введение	2
1. Состояние, вызовы и тенденции развития мировой и российской энергетики	4
1.1. Внутренние проблемы и возможности энергетического развития	4
1.2. Внешние вызовы и экспортные возможности российского ТЭК.....	5
1.3. Сценарные условия развития российской энергетики	9
2. Цель, задачи, приоритеты и этапы реализации	13
2.1. Цель и задачи развития энергетического сектора.....	13
2.2. Приоритеты государственной энергетической политики	16
2.3. Этапы реализации	17
3. Направления и задачи развития отраслей ТЭК.....	18
3.1. Нефтяная отрасль	18
3.2. Газовая отрасль.....	23
3.3. Нефтегазохимическая промышленность	27
3.4. Угольная отрасль.....	28
3.5. Электроэнергетика и теплоснабжение	30
3.6. Атомная энергетика и ядерный топливный цикл	36
3.7. Возобновляемые источники энергии	38
4. Направления и задачи развития сфер государственного управления энергетикой	40
4.1. Недропользование	40
4.2. Энергосбережение и повышение энергоэффективности	43
4.3. Охрана окружающей среды и противодействие изменениям климата.....	45
4.4. Импортозамещение и взаимодействие с промышленностью	47
4.5. Научно-техническая и инновационная деятельность	48
4.6. Социальная сфера и развитие человеческого капитала.....	51
4.7. Региональная политика.....	54
4.8. Международные отношения	58
5. Механизмы реализации	61
6. Ожидаемые результаты	65
Заключение	67
Определения	68
Список используемых обозначений и сокращений.....	70
<i>Приложение А</i>	71
Ход реализации действующей Энергетической стратегии России на период до 2030 года	71
<i>Приложение Б</i>	73
Значения индикаторов Стратегии	73
<i>Приложение В</i>	75
Основные параметры прогнозного топливно-энергетического баланса на период до 2035 года	75

Введение

Энергетическая стратегия России на период до 2035 года (далее – Стратегия) разработана в соответствии с Федеральным законом от 28 июня 2014 г. № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации» (далее – Закон о стратегическом планировании) и является межотраслевой стратегией для совокупности отраслей и сфер государственного управления энергетическим сектором.

Стратегия основана на следующих документах стратегического планирования:

- ежегодное послание Президента Российской Федерации Федеральному Собранию Российской Федерации от 3 декабря 2015 г.;
- Стратегия национальной безопасности Российской Федерации, утвержденная Указом Президента Российской Федерации от 31 декабря 2015 г. № 683;
- Доктрина энергетической безопасности, утвержденная Президентом Российской Федерации 29 ноября 2012 г.;
- основные направления деятельности Правительства Российской Федерации на период до 2018 года, утвержденные Правительством Российской Федерации 14 мая 2015 г.;
- прогноз научно-технологического развития Российской Федерации на период до 2030 года, утвержденный Правительством Российской Федерации 3 января 2014 г.

Кроме того, использовался разработанный Минэнерго России прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года (далее – прогноз научно-технологического развития ТЭК).

Стратегия учитывает результаты ежегодного мониторинга выполнения Энергетической стратегии России на период до 2030 года (далее – ЭС-2030), утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.

Мониторинг показал, что наряду с нахождением главных количественных параметров топливно-энергетического комплекса (далее – ТЭК) – объемов внутреннего потребления и общего производства первичной энергии и электрической энергии – в диапазонах, предусмотренных для первого этапа ЭС-2030, сформировались тенденции, противоположные тем, которые необходимы для реализации ЭС-2030 (основные результаты мониторинга реализации ЭС-2030 даны в Приложении А).

Пересмотра прогнозов развития потребовал начавшийся в 2014 году геополитический кризис и введение рядом стран финансовых и технологических ограничений против России, изменение динамики мировых цен на энергоносители, ускорение научно-технологического

развития и начало нового этапа существенно более жесткой глобальной конкуренции за ресурсы и рынки.

В связи с этим в Стратегии уточнены и скорректированы приоритеты, задачи, индикаторы реализации и прогнозные сценарии, принятые в ЭС-2030.

Рассмотрены и оценены возможные альтернативы решений («развилки») по стратегическим вопросам развития отраслей ТЭК и сформирован комплекс мер по решению поставленных задач и достижению стратегической цели.

Указанные в Стратегии комплексы мер в отличие от стратегической цели и задач не имеют ограничительного характера и в процессе реализации Стратегии могут дополняться другими мерами.

Период реализации Стратегии разделен на **два этапа**: первый этап – ориентировочно до 2020 года (с возможной пролонгацией до 2022 года), и второй – ориентировочно с 2021 по 2035 год.

Для оценки предлагаемых мер и перспектив развития ТЭК сформированы **два сценария прогноза**: «консервативный» и «оптимистический», которые определяют нижнюю и верхнюю границу возможных изменений параметров топливно-энергетического баланса (ТЭБ). В качестве базового года выбран 2015 год, прогнозные расчеты выполнялись Институтом энергетических исследований РАН.

При постановке задач и в прогнозных расчетах учитывалось возможное влияние на развитие энергетического сектора широкого круга прорывных и приоритетных технологий, рассмотренных в прогнозе научно-технологического развития ТЭК.

Выполнена оценка необходимых для реализации Стратегии финансовых ресурсов, при этом основные предполагаемые источники инвестиций носят внебюджетный характер.

При разработке Стратегии учтены рекомендации Общественного совета при Минэнерго России, компаний ТЭК и экспертов в сфере энергетики.

1. Состояние, вызовы и тенденции развития мировой и российской энергетики

ТЭК России вносит значительный вклад в национальную безопасность и социально-экономическое развитие страны.

Доля ТЭК в инвестициях в основной капитал составляет около одной трети, в структуре доходов федерального бюджета – около половины, а в российском экспорте (в стоимостном выражении) – более половины. Вклад в ВВП страны составляет 25–26 % при доле занятых в ТЭК менее 4 % от общей численности занятого в экономике населения. Россия занимает лидирующее место в мировой торговле энергоресурсами и экспортирует почти половину производимой первичной энергии.

1.1. Внутренние проблемы и возможности энергетического развития

Россия располагает крупнейшей ресурсной базой, способной обеспечить нужды страны и рациональный экспорт топлива, по меньшей мере, до середины XXI века.

Производство первичной энергии в России более чем в два раза превышает внутреннее потребление, гарантируя энергетическую безопасность страны.

Ежегодные инвестиции компаний ТЭК в размере более 3,5 трлн руб. являются важным фактором социально-экономического развития страны и дают существенный импульс развитию высокотехнологичных отраслей российской промышленности.

Россия обладает колоссальным опытом в создании и эксплуатации энергетической инфраструктуры и управлении энергоснабжением огромных территорий. Энергосистема России охватывает 11 часовых поясов, включает в себя как централизованные, так и изолированные системы, использует все виды ископаемого топлива, а также объекты атомной энергетики, большой гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии.

В стране имеется потенциал энергосбережения, достигающий третьей части текущего энергопотребления, и существуют возможности значительного повышения экономической эффективности энергетических проектов.

Энергетические проекты выступают в качестве «точек роста» и опорных зон при реализации стратегий социально-экономического развития Дальнего Востока, Восточной Сибири, российской Арктической зоны, Крымского полуострова и Калининградской области. В свою очередь развитие указанных регионов придает дополнительный импульс развитию ТЭК, формируя новые центры энергопотребления, в том числе производящие экспортно-ориентированную продукцию.

Увеличение роста спроса на энергоносители на внутреннем рынке может дать «новая индустриализация» и/или «новая электрификация» России, в том числе развитие энергоемких и материалоемких промышленных производств в восточных регионах Российской Федерации и на приграничных территориях соседних государств, в первую очередь – государств-членов Евразийского экономического союза (ЕАЭС), Китая и других стран АТР.

В то же время энергетика России сталкивается со сложным комплексом внутренних проблем и неординарных внешних вызовов. Среди основных внутренних проблем и ограничений развития энергетического сектора следует выделить следующие:

- низкая конкурентоспособность и экспортно-сырьевая модель развития российской экономики, вследствие чего ТЭК подвергается повышенной налоговой и таможенно-тарифной нагрузке;
- низкие темпы экономического роста, существенно замедляющие рост внутреннего спроса на топливо и энергию и снижающие инвестиционную активность в ТЭК;
- ухудшение ресурсной базы топливных отраслей по мере истощения действующих месторождений, уменьшение размеров и ухудшение качества открываемых месторождений, что увеличивает капиталоемкость освоения сложных и удаленных провинций;
- технологическое отставание некоторых сегментов российского ТЭК от передового уровня и чрезмерная зависимость от импорта некоторых видов оборудования, материалов и услуг;
- низкие темпы обновления инфраструктуры и производственных фондов;
- высокая зависимость от внешнеэкономической конъюнктуры;
- ограниченные возможности привлечения доступных долгосрочных финансовых ресурсов.

После текущего спада и восстановления роста экономики ожидается сохранение тенденции опережающего роста обрабатывающих производств по сравнению с производством топливно-энергетических ресурсов, что уже в среднесрочном периоде приведет к сокращению доли отраслей ТЭК в структуре промышленного производства.

В региональном аспекте наиболее динамичный рост потребления первичной энергии может показать Дальневосточный федеральный округ и Сибирский федеральный округ; наибольший прирост потребления электрической энергии также ожидается на Дальнем Востоке.

1.2. Внешние вызовы и экспортные возможности российского ТЭК

Россия была и остается одним из лидеров мировой энергетики.

В 2015 году Россия сохранила лидерство по поставкам газа на мировые рынки (20%) и третье место по поставкам угля, а также вернула первое место по поставкам жидких углеводородов – нефти (12%) и нефтепродуктов (9%).

Мировые энергетические рынки, конъюнктура которых долгое время обеспечивала динамичное развитие энергетики и экономики России, охвачены процессами глубокой трансформации, которые существенно меняют объемы и структуру спроса и ведут к обострению конкуренции.

Изменения общего характера экономического развития включают в себя:

- нестабильный, сравнительно медленный и неоднородный по разным регионам мира экономический рост;
- обострение геополитической конкуренции и неизбежность новых глобальных или региональных экономических кризисов;
- ускорение научно-технологического развития, высокая вероятность новой технологической революции и перехода лидеров мирового развития на новый технологический уровень;
- усиление негативного влияния изменений климата на функционирование жизнеобеспечивающих инфраструктур и, как следствие, ужесточение политики по вопросам, связанным с изменением климата и его последствиями.

Важнейшие изменения энергетических рынков включают в себя:

- активизацию деятельности большинства стран по диверсификации структуры своей энергетики, в том числе за счет расширения использования неуглеродных возобновляемых источников энергии и местных видов топлива, а также по диверсификации поставок углеводородов;
- трансформацию регулирования мировых энергетических рынков, в том числе изменение условий контрактов и эволюция регулирования бирж, усиливающая позиции потребителей;
- замедление роста спроса на энергоносители за счет повышения энергоэффективности и развития новых технологий энергопотребления;
- повышение конкурентоспособности возобновляемых источников энергии (ВИЭ);
- появление новых экспортеров энергоресурсов, в том числе в регионе Персидского залива, в Латинской Америке, Австралии и Центральной Азии;
- пересмотр в сторону значительного увеличения ресурсной базы углеводородов, в том числе за счет нетрадиционных источников.

Энергопотребление на ключевом для России европейском рынке за счет повышения энергоэффективности стабилизируется или даже несколько снизится, однако, в силу падения собственной добычи европейские страны вынуждены будут наращивать импорт ископаемого топлива. При этом они будут прилагать все усилия для диверсификации источников поставок и увеличения доли возобновляемых источников энергии в энергобалансе.

В обозримой перспективе основной рост спроса на энергоресурсы будет наблюдаться в странах Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), а затем – в Африке.

Это открывает новые возможности для российского ТЭК, но требует больших инвестиций в развитие соответствующей транспортной инфраструктуры.

На рынке нефти предполагается сохранение текущих объемов российского экспорта на европейском направлении с возможным незначительным снижением к концу рассматриваемого периода и кратный рост поставок в страны АТР, чему способствует, в частности, развитая транспортная инфраструктура.

На рынке нефтепродуктов ожидается усиление конкурентоспособности российского экспорта за счет повышения качества поставляемого топлива в результате реализации программы модернизации нефтепереработки и сокращения транспортных расходов вследствие расширения мощностей нефтепродуктопроводов на северном и южном направлениях. При этом на рынках нефтепродуктов стран АТР прогнозируется усиление конкуренции за счет формирующегося излишка нефтеперерабатывающих мощностей в регионе.

На рынке природного газа Россия как минимум сохранит свои позиции на европейском рынке и значительно расширит свое присутствие на газовых рынках стран АТР за счет роста поставок как сетевого, так и сжиженного природного газа (СПГ). К концу рассматриваемого периода более трети всего экспорта российского газа придется на страны АТР. При отсутствии искусственных барьеров, связанных с диверсификацией источников поставок, экспорт российского природного газа на европейском направлении также имеет потенциал к росту, в том числе за счет конкуренции с поставками СПГ.

Экспортная ниша угля на европейском рынке в рассматриваемой перспективе будет сужаться, прежде всего из-за экологических ограничений. Однако высокое качество российского угля позволяет рассматривать возможность сохранения объемов поставок на атлантическом направлении, как за счет вытеснения конкурентов, так и за счет перенаправления поставок в страны Ближнего Востока и Северной Африки. Основные перспективы наращивания поставок угля связаны с рынками АТР, в том числе новыми рынками Индии, Малайзии, Вьетнама. Ключевым фактором, определяющим потенциал российского угольного экспорта, будет его конкурентоспособность, в значительной степени зависящая от транспортных затрат.

В рассматриваемой перспективе претерпят значительные изменения внутренние механизмы, определяющие ценообразование на мировых энергетических рынках.

Развитие технологий добычи сланцевой нефти увеличило экономически эффективную ресурсную базу углеводородов и создало избыток предложения нефтяного сырья на рынке. В среднесрочной перспективе уровень нефтяных цен будет определяться, наряду с прочими факторами, уровнем безубыточности разработки сланцевой нефти в США. Однако в перспективе

после 2020 года ускоренная отработка наиболее эффективных запасов и снижение инвестиций в геологоразведку и в нефтегазовые проекты в различных регионах мира создадут предпосылки для снижения предложения нефтяного сырья, которое не сможет быть компенсировано за счет наращивания добычи сланцевой нефти и может привести к началу нового цикла роста цен.

На мировых рынках газа также наблюдается избыточное предложение, что формирует тренд на снижение цен. Вместе с тем существенным отличием от ситуации на рынке нефти является потенциальная возможность появления на рынке в рассматриваемой перспективе, помимо сланцевого газа и метана угольных пластов, ресурсов газогидратов. Это формирует долгосрочный ограничитель цен на природный газ, превышение которого будет способствовать наращиванию инвестиций в разработку соответствующих технологий.

На угольном рынке цены будут ограничены межтопливной конкуренцией с природным газом, в том числе с учетом возможности введения дополнительных углеродных налогов. Рост цен в перспективе возможен только для высококачественных коксующихся углей и углей для РСІ (вдувание пылевидного угля), по остальным позициям в виду существующего превышения предложения над спросом значимых изменений в ценовой динамике не ожидается.

Одну из ключевых ролей в формировании будущего мировой энергетики играет развитие новых технологий. Это выражается как в развитии технологий добычи/производства и транспорта энергоресурсов (разработка нетрадиционных углеводородов, в том числе «сланцевая революция», СПГ и др.), так и в формировании «новой энергетики», основанной на ВИЭ, распределенной генерации, интеллектуализации и т.д., а также в развитии энергосберегающих и энергоэффективных технологий на транспорте, в ЖКХ и промышленности. Развитие указанных технологий ведет к усилению конкуренции на традиционных и потенциальных рынках сбыта энергоносителей.

К прорывным технологиям, способным вызвать существенные изменения в расстановке сил на мировых рынках, относятся технологии разработки запасов метангидратов и углеводородов нефтематеринских пород.

В состав технологий, развитие и распространение которых раньше или позже приведет к утрате углеродной энергетикой доминирующего положения («энергетическая революция»), входят:

- возобновляемые источники энергии и накопители энергии;
- гибридные и электромобили, включая автомобили на водородном топливе;
- сетевые технологии (активно-адаптивные сети, распределенная генерация, «энергетический интернет» и т.п.);
- энергоэффективные технологии в секторе жилых, коммерческих и административных зданий (дом с нулевым потреблением энергии, «умный дом», «умный город»).

Развитие и распространение прорывных технологий в мире может не только усилить конкуренцию, но и значительно изменить структуру международных потоков энергоресурсов, что создает, с одной стороны, ряд угроз, а с другой – новые возможности для российского ТЭК.

Перечисленные технологии в настоящее время находятся на ранних стадиях развития и распространения, их внедрение, с одной стороны, стимулируется политическими мерами (включая субсидии), а с другой – сдерживается рыночными экономическими условиями (уровнями цен на традиционные энергоносители).

Вместе с тем в перспективе до 2035 года, согласно большинству прогнозов, мировая энергетика останется преимущественно углеродной, с доминированием углеводородного сырья.

Основу электроэнергетики большинства стран мира в прогнозном периоде, несмотря на активное развитие распределенной (децентрализованной) генерации, будут составлять существующие системы централизованного электроснабжения, базирующиеся на крупных электростанциях: традиционных (ТЭС, АЭС, ГЭС) или на базе ВИЭ – так называемых «сетевых» ветряных и солнечных электростанциях. Поэтому имеются все основания ожидать продолжения – при неуклонном повышении эффективности и экологичности – технологического развития газовой и угольной электрогенерации, атомной энергетики (новые типы реакторов на тепловых и быстрых нейтронах), электро- и теплосетевых технологий.

Таким образом, перспективы увеличения энергетического экспорта на европейском направлении в сравнении с прогнозами ЭС-2030 существенно сужаются, а возможный прирост поставок на азиатском направлении требуют масштабных инвестиций в развитие экспортной инфраструктуры. Конкуренция между поставщиками ограничивает возможный рост цен на энергоресурсы и выдвигает на первый план проблему сокращения издержек, в том числе за счет широкого внедрения современных технологий как на стадии добычи/производства энергоресурсов, так и на стадии транспорта.

Все это требует радикального повышения гибкости экспортной политики, продуктовой и географической диверсификации поставок, реализации Национальной технологической инициативы (в части «Энерджинет»), повышения эффективности государственного регулирования и, главное, существенного снижения издержек российских компаний.

1.3. Сценарные условия развития российской энергетики

В основу прогнозных оценок возможностей развития российской энергетики положены два сценария: консервативный и оптимистический. Они определяют диапазон возможных изменений параметров топливно-энергетического баланса (ТЭБ) и основных показателей развития отраслей ТЭК. Нахождение в границах указанного диапазона будет свидетельствовать об адекватности Стратегии и актуальности определенных в ней целей, задач, приоритетов, мер и механизмов

реализации. Выход за пределы указанного диапазона может свидетельствовать о необходимости пересмотра стратегических ориентиров развития ТЭК.

В обоих сценариях предполагается:

- сохранение в целом стабильной численности населения России на уровне 2015 года;
- долговременный характер введенных рядом стран в 2014 году ограничений доступа российских энергетических компаний к мировому рынку капитала, определенным технологиям и оборудованию;

- реализация плана мероприятий («дорожной карты») «Внедрение инновационных технологий и современных материалов в отраслях топливно-энергетического комплекса» на период до 2018 года, утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 июля 2014 года № 1217-р, а также плана мероприятий («дорожной карты») по повышению энергетической эффективности зданий, строений и сооружений, утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 1 сентября 2016 г. № 1853-р;

- эволюционный (но нуждающийся в постоянном мониторинге с целью упреждающей реакции на резкие изменения) характер мирового научно-технологического развития.

На период до 2019 года используются варианты прогноза социально-экономического развития Российской Федерации в части развития топливно-энергетического комплекса Российской Федерации на 2017 год и на плановый период 2018 и 2019 годов.

В число ключевых предпосылок сценариев также входят:

- рост ВВП с 2015 по 2035 гг. в среднем на 2 % ежегодно – в консервативном сценарии, и на 3 % – в оптимистическом;

- рост электропотребления к 2035 году в 1,3-1,35 раза до 1370 – 1420 млрд. кВт-ч (в консервативном и оптимистическом сценарии соответственно);

- увеличение общего спроса на энергоносители на 13-16 % при сдерживании его роста за счет использования потенциала энергосбережения в объеме 315 – 580 млн т у.т. в год к 2035 году (в том числе за счет структурных изменений в экономике – 215 – 390 млн т у.т., а вследствие технологической модернизации – 100 – 190 млн т у.т.);

- увеличение объемов потребления автомобильного бензина и дизельного топлива в период до 2025 за счет увеличения общего автомобильного парка, а в дальнейшем – замедление роста их потребления при увеличении доли автотранспорта, использующего газомоторное топливо и электроэнергию;

- в нефтяной отрасли в консервативном сценарии на первом этапе сохраняется система большого налогового манёвра и на весь период действующая система налогообложения с применением стимулирующих льгот, в оптимистическом – с 2017 года начинает активно

использоваться новая система налогообложения, основанная на налоге на добавленный доход (НДД);

– уровень мировых цен на нефть марки Urals до 2020 года в пределах от 40 до 50 – 65 долл./барр. (в долларах 2014 г.), с последующим ростом к 2035 году до 90 – 100 долларов за баррель.

Таким образом, **консервативный сценарий** продолжает сложившиеся тренды и отраслевые пропорции развития российской экономики и предусматривает умеренные темпы роста экономики на основе необходимой модернизации топливно-энергетического и сырьевого секторов российской экономики при относительном отставании перерабатывающих отраслей промышленности.

Оптимистический сценарий предполагает по возможности полное использование потенциала энергетического сектора для ускорения роста экономики и повышения благосостояния населения России в сочетании с более оптимистичным прогнозом мирового спроса и цен на энергоресурсы, в том числе:

- рост добавленной стоимости продукции ТЭК на 20%;
- реализацию дополнительного числа (более 100) инвестиционных проектов в отраслях промышленности и опережающее развитие энергетической инфраструктуры, особенно в регионах Дальнего Востока и Восточной Сибири;
- норму инвестиций в 22 – 24 %;
- рост доли в ВВП неэнергоемких отраслей обрабатывающей промышленности, строительства и сферы услуг;
- поэтапный переход отраслей на принципы наилучших доступных технологий (НДТ) и внедрение перспективных технологий, снижающих удельный расход ресурсов и негативное воздействие на окружающую среду;
- ускоренное импортозамещение, обеспечивающее, с одной стороны, необходимый технологический уровень нефтегазового сектора, а с другой – повышенный мультипликативный эффект.

При разработке сценариев учтено развитие и распространение на стороне потребления ряда технологий, способных оказать влияние на российскую энергетику.

В частности, в прогнозы заложен рост потребления газомоторного топлива на транспорте в 3 – 4 раза к 2020 году и в 7 – 9 раз к 2035 году. Предполагается электрификация российского энергопотребления, в том числе распространение электромобилей с увеличением их доли в автопарке до 5 % к 2035 году (в оптимистическом сценарии).

Предполагается развитие накопителей за счет новых ГАЭС, накопителей на солнечных и ветровых электростанциях, системных накопителей, накопителей у потребителей и на электромобилях (до 20 ГВт к 2035 году в оптимистическом сценарии).

Реализация предложенных в Стратегии мер должна обеспечить траекторию развития ТЭК, близкую к оптимистическому сценарию.

Более высокие темпы роста ВВП, чем приняты для расчета прогнозного ТЭБ в оптимистическом сценарии (выше 3 %), повысят вероятность приближения значений параметров ТЭК к верхнему, оптимистическому уровню.

Анализ рисков, реализация которых может помешать эффективному осуществлению указанных мер, показывает возможность снижения темпов роста ВВП и параметров ТЭК до уровня консервативного сценария.

В процессе разработки Стратегии рассматривались также стрессовые по уровню мировых цен и спроса на российские энергоресурсы сценарии, негативное влияние которых на российский ТЭК непредсказуемо на данном этапе, но может оказаться значительным. Поскольку вероятность реализации таких сценариев оценивается сегодня как довольно малая, в Стратегии они не учитываются, однако, систематически будут рассматриваться в рамках ежегодного мониторинга реализации Стратегии. Решение о корректировке Стратегии вследствие повышения вероятности стрессовых или альтернативных сценариев будет приниматься дополнительно, по мере необходимости.

2. Цель, задачи, приоритеты и этапы реализации

2.1. Цель и задачи развития энергетического сектора

Внешние вызовы и внутренние проблемы, динамика изменений экономических параметров и ресурсно-технологического потенциала российского энергетического сектора определяют необходимость внесения изменений в модель его развития – прежде всего, таких, которые обеспечат ускоренное инновационное развитие и структурную перестройку.

Целью Стратегии является структурно и качественно новое состояние энергетического сектора страны, максимально содействующее ее динамичному социально-экономическому развитию.

Необходимая **структурная трансформация**, в частности, включает в себя экономически обоснованное:

- изменение структуры инвестиций в сторону увеличения доли расходов на НИОКР и инновации, модернизацию, создание высокопроизводительных рабочих мест, повышение экономической и энергетической эффективности, в результате чего в лучшую сторону изменится возрастная структура основных фондов, технологический уровень производства, квалификация и материальное благосостояние работников ТЭК;
- изменение соотношения между государственным регулированием и рыночной конкуренцией в пользу последней (либерализация);
- увеличение доли углеводородов, добытых с использованием вторичных и третичных методов с повышением коэффициентов извлечения, а также из нетрадиционных ресурсов;
- увеличение в структуре производства, внутреннего потребления и экспорта продукции ТЭК доли продукции с высокой степенью переработки;
- увеличение доли распределенной генерации в общем объеме генерации (в зависимости от структуры и концентрации нагрузки в региональных энергетических системах);
- рост доли потребления более высококачественной и экологически чистой по всему циклу производства энергетической продукции;
- существенное увеличение доли отечественного оборудования, товаров и услуг в закупках хозяйствующих субъектов ТЭК, снижающее зависимость от импорта.

Указанные структурные изменения, в свою очередь, повысят привлекательность и эффективность инвестиций в отраслях ТЭК, станут решающим фактором повышения энергоэффективности производства и потребления, снижения энергоемкости ВВП и уменьшения

негативного воздействия на окружающую среду, включая сокращение выбросов парниковых газов.

Целевое состояние энергетического сектора, которое должно быть достигнуто к 2035 году, помимо указанных структурных изменений, включает в себя, в том числе:

- высокий уровень конкурентоспособности отраслей ТЭК, обеспечивающий, как минимум, удержание политически и экономически обоснованных позиций на мировых энергетических рынках;
- удовлетворяющую массового внутреннего потребителя доступность энергии как по наличию и срокам подключения, так и по цене (в том числе при строительстве жилья и реализации планов территориального развития);
- существенно более низкий уровень энергоемкости и электроемкости ВВП (включая удельные расходы топлива на выработку электрической энергии и расходы энергии на собственные нужды отраслей ТЭК, особенно в электроэнергетике и газовой отрасли);
- сниженные до технологического и экономического предела удельные показатели загрязнения окружающей среды предприятиями ТЭК;
- диверсифицированную географическую структуру экспорта энергоресурсов с существенным более высокой долей рынка стран АТР;
- достаточно высокий уровень инвестиций в развитие и использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ);
- полное обеспечение квалифицированными кадрами.

Список индикаторов реализации Стратегии и их значений приведен в Приложении Б.

Достижение указанной цели потребует решения **трех стратегических задач развития энергетического сектора страны** (задачи верхнего уровня).

1. Обеспечение потребностей социально-экономического развития страны достаточными по объему, номенклатуре и качеству энергетическими услугами и продукцией (далее – Первая задача).

В результате решения Первой задачи должны быть не только гарантированно обеспечены энергетическая безопасность страны, нормативная надежность производственной структуры энергетики и удовлетворение текущего внутреннего спроса, но и достигнут существенно более высокий уровень качества, эффективности и экологичности в производстве и потреблении энергоресурсов, стимулирующий ускоренное развитие экономики и социальной сферы России. Это потребует новой электрификации страны, интеллектуализации энергоснабжения и энергопотребления с использованием современных цифровых технологий, широкого распространения энергосберегающих технологий и повышения энергоэффективности, снижения нагрузки на окружающую среду. В регулируемых видах деятельности и в управлении

государственными организациями и акционерными обществами с государственным участием будут использоваться бенчмаркинг и другие способы повышения эффективности работы компаний.

2. Совершенствование территориально-производственной структуры ТЭК с учетом приоритетов и направлений регионального и пространственного развития России, необходимости диверсификации экспортных потоков и сохранения лидерских позиций в мировой энергетике (далее – Вторая задача).

Решение Второй задачи означает не только гармоничное энергетическое развитие российских регионов и сохранение нынешних позиций России в добыче и экспорте ТЭР на основе развития газовой, нефтяной и электроэнергетической инфраструктуры. Оно также предполагает создание новых топливно-энергетических и энергопромышленных комплексов, стимулирующих развитие Восточной Сибири и Дальнего Востока, диверсификацию географической структуры экспорта с существенным ростом доли рынка стран АТР, подготовку крупномасштабного освоения ресурсов углеводородов на континентальном шельфе Арктики, экономически обоснованное развитие распределенной генерации и использование местных энергоресурсов и нетрадиционных возобновляемых источников энергии.

3. Обеспечение технологической независимости энергетического сектора и достаточных компетенций во всех критически важных для устойчивого развития энергетики видах деятельности, с повышением уровня и расширением областей мировой технологической конкурентоспособности российского ТЭК (далее – Третья задача).

В процессе решения данной задачи имеющийся потенциал российского энергетического комплекса будет использоваться для создания и развития отечественных передовых технологий и участия в формировании мировых технологических трендов. Предполагается использование всех возможностей технологического сотрудничества и мирового разделения труда, в том числе участия России в мировой системе научного и технологического обмена и сотрудничества, создания инвестиционных фондов для инвестиций в развитие собственных технологических компетенций и локализации наукоемкого высокотехнологичного производства и услуг, необходимых для обеспечения устойчивого функционирования и развития российской энергетики. Решение Третьей задачи будет осуществляться, в том числе, путем стимулирования за счет заказов ТЭК инновационного импортозамещения и развития национального рынка высокотехнологичной продукции. Потребуется разработка и внедрение широкого спектра перспективных технологий во всех отраслях ТЭК, развитие инфраструктуры инжиниринговых центров и отраслевых экспериментальных площадок (полигонов) и сертификационных центров. Сохраняется заинтересованность России в прямых иностранных инвестициях; при этом приоритет будет

отдаваться проектам с максимальной локализацией и полной передачей компетенций российским участникам.

2.2. Приоритеты государственной энергетической политики

Развитие энергетического сектора будет обеспечиваться с учетом следующих **приоритетов** государственной энергетической политики:

- гарантированное обеспечение энергетической безопасности страны и ее регионов, включая недопущение в любых условиях дефицита ТЭР, создание стратегических запасов топлива, необходимых резервных мощностей и комплектующего оборудования, обеспечение стабильности функционирования систем электроэнергетики и теплоснабжения;
- стимулирование и поддержка инновационной деятельности организаций ТЭК и смежных отраслей промышленности в направлении повышения эффективности использования ТЭР и производственного потенциала ТЭК;
- минимизация негативного влияния добычи, производства, транспортировки и потребления энергоресурсов на окружающую среду, климат и здоровье людей;
- развитие конкуренции, включая обеспечение равных условий конкуренции для всех российских компаний на внутренних энергетических рынках, прозрачных, недискриминационных, рыночных механизмов ценообразования;
- долгосрочное, прозрачное и сбалансированное тарифное регулирование естественно монопольных и регулируемых видов деятельности энергетического сектора;
- диверсификация направлений и товарной номенклатуры российского энергетического экспорта;
- расширение технологического сотрудничества со странами БРИКС и ОПЕК;
- развитие энергетической инфраструктуры Восточной Сибири и Дальнего Востока, а также Крымского полуострова и Калининградской области;
- повышение эффективности деятельности государственных организаций, акционерных обществ с государственным участием (в том числе сокращение операционных и капитальных затрат) и в регулируемых видах деятельности;
- совершенствование государственного управления энергетическим сектором, включая создание в рамках государственной информационной системы ТЭК интегрированной системы мониторинга энергетических рынков с формированием отчетных и прогнозных региональных и сводного ТЭБ в формате, соответствующем международной практике.

В процессе детализации и решения указанных задач в соответствии с Законом о стратегическом планировании будет обеспечена в части ТЭК реализация приоритетов и

направлений стратегии социально-экономического развития Российской Федерации и стратегии пространственного развития Российской Федерации.

2.3. Этапы реализации

Первый этап реализации – ориентировочно до 2020 года с возможной пролонгацией до 2022 года – по прогнозируемым значениям индикаторов практически одинаков для обоих сценариев. На первом этапе предстоит как можно быстрее, с наименьшими потерями и затратами преодолеть кризисные явления в экономике и вызванное ими торможение развития энергетики, а также эффективно противодействовать возможным новым вызовам и угрозам. Это предполагает диверсификацию продуктовой и региональной структуры производства и потребления ТЭР в целях повышения устойчивости внутреннего энергоснабжения и экспортных поставок.

Основным содержанием первого этапа будет реализация уже начатых и осуществляемых в настоящее время государственных программ, включая государственную программу Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики», решений Президента Российской Федерации и Правительства Российской Федерации по вопросам развития энергетического сектора, крупных инвестиционных проектов компаний ТЭК.

На втором этапе (ориентировочно с 2021 до 2035 года) в обоих сценариях основным содержанием станет переход к энергетике нового поколения с опорой на новые технологии, высокоэффективное использование традиционных энергоресурсов и новых углеводородных и других источников энергии. В консервативном сценарии наращивание производства энергоресурсов с 2030 года практически прекратится, и развитие ТЭК пойдет в основном по пути качественного совершенствования и повышения эффективности. В оптимистическом сценарии ускоренное развитие получают инновационные энергетические проекты на полуострове Ямал, региональные энергетические системы и энергоемкие производства в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, что существенно увеличит прямой и косвенный (через энергоемкую продукцию) российский энергетический экспорт. Приоритеты сместятся от добычи и магистрального транспорта топлива к его глубокой переработке с использованием наукоемких технологий в целях полного обеспечения внутреннего спроса и выхода на мировые рынки с продукцией высоких уровней переделов. Рост переработки ресурсов вызовет дополнительный спрос на продукцию и услуги таких секторов как строительство, транспорт, промышленная и социальная инфраструктура. В результате на втором этапе прирост внутреннего потребления начнет превышать прирост экспорта ТЭР.

3. Направления и задачи развития отраслей ТЭК

3.1. Нефтяная отрасль

Добыча нефти с конденсатом с 2008 года (базовый год в ЭС-2030) увеличилась к 2015 году более, чем на 9 %. Началось реальное широкомасштабное освоение месторождений Восточной Сибири и Якутии. Ввод в разработку Ванкорского, Верхнечонского, Талаканского и Северо-Талаканского месторождений обеспечил увеличение добычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке более чем в 4 раза по сравнению с уровнем 2008 года. Началась разработка Приразломного месторождения, осуществлялись мероприятия по освоению других шельфовых месторождений.

Происходил быстрый рост использования новых и, как следствие, более дорогих технологий добычи, что особенно характерно для компаний с высокой долей зрелых и выработанных месторождений и разрабатывающих новые месторождения. Так, доля горизонтального бурения в эксплуатационном бурении увеличилась с 2008 по 2015 год более чем в 5 раз и продолжает расти.

Объем переработки нефтяного сырья с 2008 года увеличился на 21 %, глубина переработки – на 2,3 п.п., выход светлых нефтепродуктов – на 2,8 п.п.

Длительно наблюдавшаяся тенденция снижения экспорта нефти сырой (на 8 %), притом, что прирост экспорта нефтепродуктов в 2015 году составил 43 % к уровню 2008 года (в основном за счет увеличения экспорта мазута), вследствие введения «налогового маневра» сменилась на противоположную. Следует отметить, что экспорт нефти снижался на традиционные рынки Европы и стран СНГ, а в страны АТР увеличился более чем в 3 раза.

В эксплуатацию введены первая и вторая очередь трубопроводной системы «Восточная Сибирь — Тихий океан» (ВСТО) до порта Козьмино, нефтепровод «Сковородино – Мохэ – Дацин», в европейской части страны в промышленную эксплуатацию введена «Балтийская трубопроводная система-2», что обеспечило возможность экспорта, минуя транзит по территории других стран. В новых нефтедобывающих районах построен нефтепровод «Пурпе – Самотлор», завершается строительство нефтепроводов «Заполярье – Пурпе» и «Куюмба – Тайшет».

В то же время российская нефтяная отрасль сталкивается со следующими ключевыми вызовами и проблемами:

- сравнительно низкий уровень и высокая волатильность цен на мировом рынке нефти;
- насыщение европейского рынка дизельным топливом и уменьшение спроса в ближнем зарубежье;

- увеличение себестоимости добычи вследствие преобладания трудноизвлекаемых запасов нефти и высокой выработанности действующих месторождений, что усложняет удержание достигнутых уровней добычи нефти;

- ухудшение физико-химических характеристик добываемой нефти, включая повышение доли серы, что требует внедрения новых технологических решений и инвестиций и повышает себестоимость переработки нефти;

- введение рядом стран для отдельных российских нефтегазовых компаний ограничений, распространяющихся на поставки современных технологий и оборудования, используемого для разведки и разработки российских глубоководных, морских арктических и сланцевых месторождений и на привлечение долгосрочного финансирования.

Сырьевая база углеводородов приобретает более комплексный характер: большинство месторождений содержат более одного вида углеводородного сырья, компонентный состав новых месторождений и залежей усложняется, в том числе имеет в своем составе ценные неуглеводородные компоненты (гелий).

В особом внимании нуждается вопрос глубины переработки сырья. В настоящее время на мировом рынке в отношении российских энергоресурсов преобладает спрос на первичное сырье и продукты начальных стадий его технологического передела, однако, в целом качественная структура и уровень глубины переработки сырьевых товаров постоянно возрастает, а международная конкуренция за добавленную в процессе переработки стоимость обостряется.

С учетом этого в нефтяной отрасли необходимо решить следующие **отраслевые задачи**:

1. Обеспечение динамики добычи нефти, полностью покрывающей потребности загрузки нефтеперерабатывающих мощностей и исполнения экспортных контрактов, в объеме 490 – 550 млн т.

2. Модернизация и развитие отрасли на базе передовых технологий преимущественно отечественного производства, обеспечивающие:

- увеличение проектного коэффициента извлечения нефти с 28 до 40 % (без учета разработки трудноизвлекаемых запасов);

- освоение трудноизвлекаемых ресурсов в объеме до 17 % от общей объема добычи нефти (в настоящее время – около 8 %);

- утилизацию не менее 95 % извлекаемого попутного нефтяного газа (88,2 % в 2015 году);

- повышение с 74,1 до 90 – 91 % глубины переработки нефти с производством моторных топлив высших экологических классов;

- повышение выхода светлых нефтепродуктов с 58,6 до 70 – 79 %.

3. Развитие сети нефте- и нефтепродуктопроводов на основе передовых технологий.

4. Рост объемов и диверсификация внешних и внутренних поставок жидких углеводородов, в том числе увеличение более чем в два раза поставок нефти и нефтепродуктов на рынки АТР.

5. Перевод на новый технологический уровень освоения трудноизвлекаемых запасов, малых месторождений, малодебитных и высокообводненных скважин, обеспечивающий, в том числе, повышение коэффициента извлечения углеводородов.

Для решения указанных задач **будет принят ряд мер**, в том числе:

- сохранение на первом этапе утвержденного налогового режима на основе сочетания налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортной пошлины;
- апробация и отработка новой налоговой системы на основе НДС в рамках пилотных проектов с переходом в перспективе к режиму налогообложения, при котором НДС применяется для стимулирования увеличения нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях без льгот и добычи трудноизвлекаемых ресурсов, а также проработка применения НДС при освоении новых месторождений и возможного ускорения перехода на НДС для всех зрелых месторождений;
- создание условий для введения в экономический оборот малых месторождений, малодебитных и высокообводненных скважин, трудноизвлекаемых запасов, в том числе создание условий для развития малых и средних предприятий в этой сфере деятельности;
- развитие собственных биржевых механизмов реализации нефти и нефтепродуктов на внутреннем и внешних рынках, в том числе создание системы российских внутренних ценовых индикаторов на нефть и нефтепродукты на базе информации биржевых и внебиржевых сделок и организация полноценной торговли российскими маркерными сортами нефти на российских и зарубежных биржах;
- завершение модернизации и дальнейшая оптимизация мощностей нефтеперерабатывающих производств;
- стимулирование повышения качественных (включая экологические) характеристик моторных топлив;
- развитие отечественных технологий глубокой переработки «тяжелой» нефти; стимулирование технических мероприятий, направленных на увеличение числа процессов глубокой переработки нефтяных остатков на отечественных НПЗ;
- повышение эффективности переработки высокосернистой и сверхвязкой нефти;
- поддержка инновационных проектов в области добычи и переработки нефтяного сырья на основе конкурентоспособных отечественных технологий;
- стимулирование развития рынка российских сервисных и инжиниринговых услуг в нефтяной отрасли;

– внедрение в деятельность нефтяных и нефтесервисных компаний передовых разработок и технологий, снижающих себестоимость, повышающих нефтеотдачу и производительность труда, обеспечивающих вовлечение работников в процесс непрерывного совершенствования производства;

– разработка и внедрение механизмов поддержки (в том числе финансовых) нефтяных и сервисных компаний в части экспорта высокотехнологичного оборудования и услуг.

Следует отметить, что уже в 2016 году начнется торговля на Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже фьючерсами Urals с условиями поставки FOB в порту Приморск.

Указанные меры, прежде всего – внедрение новой налоговой системы, позволят обеспечить более высокий прирост добычи и удержание достигнутого уровня.

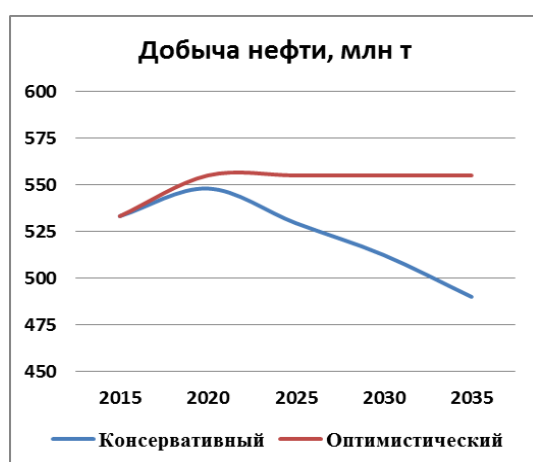


Рис. 1

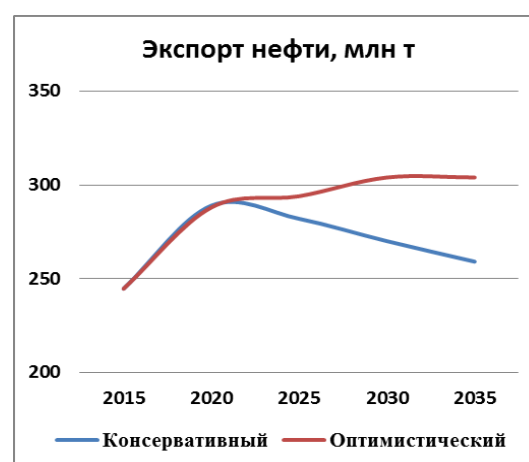


Рис.2

В случае необходимости ускорения процесса освоения углеводородных ресурсов на континентальном шельфе Российской Федерации и привлечения дополнительных инвестиций будет решаться вопрос расширения доступа российских компаний, обладающих необходимым опытом и финансовыми ресурсами, в состав потенциальных пользователей участков недр федерального значения, расположенных на континентальном шельфе Российской Федерации.

Принимая во внимание ожидаемое сохранение качественных характеристик нефти в диапазоне установленных предельных значений, будет продолжен мониторинг качества нефти в системе магистральных нефтепроводов с возможностью принятия решения о формировании выделенного грузопотока высокосернистой нефти.

Как минимум до 2020 года, в связи с необходимостью концентрации инвестиций, вертикально-интегрированные компании будут безусловно доминировать во всех сегментах и видах деятельности нефтяной отрасли. В дальнейшем в связи с ухудшением структуры запасов

углеводородов, требованием по повышению инновационной активности и эффективности капитальных затрат в отрасли, необходимостью повышения гибкости и адаптивности к изменениям конъюнктуры рынка будет возрастать роль и усиливаться государственная поддержка малого и среднего предпринимательства.

В сегменте нефтепереработки основным процессом будет реализация начатой в 2011 году программы модернизации НПЗ согласно четырехсторонним соглашениям, предусматривающая ввод 135 установок вторичной переработки нефти совокупной мощностью более 130 млн т, что позволит достичь технологического уровня нефтеперерабатывающих предприятий промышленно развитых стран.

Приоритетное внимание будет уделяться развитию производства продукции высоких переделов, включая развитие нефте- и газохимии, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, где сырьевая база углеводородов имеет сложный компонентный состав.

Объемы экспорта нефти ожидаются, в целом, стабильными с возможным ростом в зависимости от конъюнктуры. При этом экспорт моторных топлив будет стабильным, с возможностью роста. В целом в структуре экспорта нефтепродуктов будет ускоренно расти доля дизельного топлива и автомобильного бензина с сокращением поставок мазута.

Будет происходить диверсификация направлений экспорта нефти и нефтепродуктов в сторону увеличения поставок на рынок АТР.

В начале второго этапа будет завершено расширение трубопроводной системы ВСТО до 80 млн тонн нефти, подключен Комсомольский нефтеперерабатывающий завод, полностью введены в эксплуатацию магистральные нефтепроводы «Заполярье–Пурпе» и «Куюмба–Тайшет», что позволит обеспечить прием нефти с новых месторождений ЯНАО и Красноярского края.

Также будут введены в эксплуатацию магистральные нефтепродуктопроводы «Юг» мощностью 11 млн т и завершено расширение нефтепродуктопровода «Север» до 25 млн т, обеспечивающих оптимизацию логистики в портах Приморск и Новороссийск. В последующем в сфере магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов продолжится модернизация существующей системы магистральных нефте- и нефтепродуктов, а также внедрение передовых технологий, позволяющих существенно сократить потребление энергетических ресурсов на тонну перекачиваемой продукции и обеспечить дополнительные конкурентные преимущества российским компаниям при поставке светлых нефтепродуктов на экспорт.

Помимо трубопроводной транспортировки нефти и нефтепродуктов широкое развитие должны получить перспективные маршруты транспортировки морским и речным транспортом с использованием судов преимущественно отечественного производства.

3.2. Газовая отрасль

Добыча природного и попутного газа в России с 2008 года сократилась на 4,6 % при существенном наращивании производственного потенциала отрасли. В частности:

- введено в эксплуатацию крупнейшее Бованенковское месторождение на полуострове Ямал;
- активно ведется подготовка к разработке Южно-Тамбейского месторождения на полуострове Ямал;
- начато освоение глубоко залегающих неокомских пластов и валанжинских залежей Заполярного и ачимовских залежей Уренгойского месторождений;
- в Кузбассе (на юго-восточном участке Талдинского месторождения) началась реализация первого в России проекта добычи метана из угольных пластов;
- началась добыча газа с использованием подводных добычных комплексов на Киринском месторождении проекта «Сахалин-3»;
- началась подготовка к освоению Чайядинского месторождения в Якутии;
- разработаны проекты доразведки на Соболах-Неджелинском, Верхневилучанском, Тас-Юряхском и Среднетюнгском месторождениях;
- началось бурение разведочных скважин на Ковыктинском месторождении в Иркутской области.

Экспорт природного газа с учетом экспорта СПГ увеличился на 2,3 % от уровня 2008 года, при этом экспорт газа трубопроводным транспортом уменьшился на 5 %. Одновременно осуществлялось строительство новых газотранспортных систем:

- введена в эксплуатацию первая очередь газотранспортной системы нового поколения «Бованенково–Ухта», обеспечивающей вывод в Единую систему газоснабжения (ЕСГ) газовых ресурсов полуострова Ямал;
- началось формирование газотранспортных систем на Дальнем Востоке: завершено строительство первого пускового комплекса газотранспортной системы «Сахалин–Хабаровск–Владивосток», началось строительство газопровода «Сила Сибири»;
- завершилось расширение Уренгойского газотранспортного узла и магистрального газопровода «Северные районы Тюменской области (СРТО) – Торжок»;
- введен в эксплуатацию газопровод «Джубга–Лазаревское–Сочи»;
- принципиально новым маршрутом экспорта российского газа в Европу стал газопровод «Северный поток» (Nord Stream).

Идет подготовка к расширению газотранспортной системы в Европу («Турецкий поток», «Северный поток-2»), активно развивается Восточное направление («Сила Сибири», «Сила Сибири-2»).

Освоение новых месторождений на полуострове Ямал, в Восточной Сибири и на острове Сахалин, а также расширение газотранспортной системы позволило отрасли все предшествующие годы надежно удовлетворять внутренний и внешний спрос на газ, обеспечивая России второе место среди мировых лидеров газодобычи.

Однако сохранение достигнутых российской газовой отраслью позиций и ее дальнейшее устойчивое развитие потребуют найти ответы на ряд вызовов, среди которых:

- повышение конкуренции на мировых рынках вследствие развития рынка СПГ;
- рост затрат при добыче и транспортировке газа на внутренние и внешние рынки в связи с сокращением находящихся в разработке высокопродуктивных и неглубоко залегающих запасов, сложными природно-климатическими и геологическими условиями, удаленностью новых районов добычи газа от центров потребления;
- сокращение или замедление роста спроса на газ на Украине, в Центральной и Западной Европе при необходимости снижения рисков транзита энергоресурсов;
- введение рядом стран ограничений в отношении отдельных российских нефтегазовых компаний на поставки современных технологий и оборудования, используемого для разведки и разработки российских глубоководных, морских арктических и сланцевых месторождений, и на привлечение долгосрочного финансирования.

Важное значение имеют процессы экономической энергетической интеграции на постсоветском пространстве, в первую очередь – в рамках Евразийского экономического союза (ЕАЭС).

В связи с этим потребуются решить следующие **отраслевые задачи**:

1. Освоение на базе передовых технологий в основном отечественного производства экономически доступных ресурсов газа в традиционных и новых (Восточная Сибирь и Дальний Восток) районах и на континентальном шельфе Российской Федерации с общим приростом добычи газа до 40 %.
2. Расширение, модернизация и оптимизация мощностей ЕСГ с учетом необходимости создания новых экспортных маршрутов и дальнейшей газификации российских регионов, в частности создание газотранспортной инфраструктуры в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке с возможностью ее интеграции в ЕСГ.
3. Обеспечение глубокой переработки газа с месторождений со сложным компонентным составом, включающим ценные компоненты, в том числе гелий.
4. Диверсификация экспорта газа, в том числе на основе увеличения производства СПГ в 3 – 6 раз, и существенное (в 5 – 9 раз) увеличение поставок газа, в том числе СПГ, на рынок АТР.
5. Стимулирование потребления и соответствующее расширение производства газомоторного топлива.

До 2020 года в силу ряда причин во многом будет сохраняться текущая структура рынка газа; первым шагом к созданию конкурентного внутреннего рынка газа может стать установление равных экономических условий для справедливой конкуренции, а в перспективе – полная либерализация при совершенствовании системы ценообразования на внутреннем рынке газа.

При этом существующая полнота функций ПАО «Газпром» будет сохраняться; будет обеспечена финансовая прозрачность разделения видов деятельности внутри самой компании, в том числе в отношении объема инвестиционных и операционных затрат в монопольной сфере деятельности для контроля за ценообразованием на услуги компании.

В отношении альтернативы «регулирование цен или переход к рыночным ценам на газ» на первом этапе предусматривается совершенствование государственного регулирования цен на сетевой газ в перспективе создания условий для межтопливной конкуренции на внутренних энергетических рынках. На втором этапе предусматривается переход от регулирования оптовых цен на газ к рыночным механизмам ценообразования и регулированию тарифов на транспортировку газа по магистральным газопроводам, в том числе услуг подземных хранилищ газа (ПХГ), с учетом необходимости развития рыночной конкуренции.

При этом на всех этапах должна быть обеспечена безубыточность поставок природного газа на внутренний рынок.

Предполагается дальнейшая либерализация и развитие производства СПГ (что в том числе будет способствовать диверсификации направлений экспорта газа), а также возможность доступа независимых поставщиков к единому каналу экспорта сетевого газа.

В зависимости от экономической конъюнктуры внешних рынков газа и состояния ТЭБ России возможно продолжение импорта газа из государств Центральной Азии, однако с учетом мультипликативных эффектов для экономики страны преимущество будет отдаваться добыче газа на территории России.

Решению указанных задач будут способствовать следующие **меры**:

- постепенная ликвидация перекрестного субсидирования поставок газа в различные регионы России и различным группам потребителей;
- упрощение процедуры подключения потребителей к ЕСГ;
- принятие законодательных основ регулирования участия независимых производителей газа в газификации регионов;
- развитие практики реализации природного газа на организованных торгах (товарных биржах и в торговых системах);
- совершенствование механизма недискриминационного доступа к услугам по транспортировке газа по трубопроводам, включая ПХГ, с одновременным поэтапным

выравниванием тарифов на оказание услуг по транспортировке для всех производителей газа и внедрением иных мер направленных на совершенствование тарифообразования;

- рассмотрение возможности предоставления ПАО «Газпром» реализовать природный газ по ценам в пределах коридора оптовых цен, устанавливаемого регулятором;
- строительство новых газоперерабатывающих и газохимических комплексов в Западной и Восточной Сибири для обеспечения комплексной переработки газа базовых месторождений углеводородного сырья и производства продукции с высокой добавленной стоимостью;
- формирование к 2025 году общего рынка газа ЕАЭС.

На втором этапе акцент в развитии российской газовой промышленности должен быть сделан на расширение сферы использования газа в экономике как ценного химического продукта, что вызовет соответствующие изменения в общей структуре потребления газа.

Широкое использование в отрасли получают новые технологии, в частности за счет их применения к 2035 году ожидается снижение удельного расхода газа на перекачку газа.

Диверсификация экспорта и развитие внутреннего рынка газа позволят преодолеть текущий спад и увеличить добычу природного и попутного газа на 6 – 11 % на первом этапе и в 1,2 – 1,4 раза к 2035 году.

Достижение указанных объемов будет обеспечено за счет увеличения добычи газа в районе Обско-Тазовской губы, создания новых экспортно-ориентированных центров добычи на полуострове Ямал, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а также в акваториях морей.

Росту экспорта газа, в частности, будет способствовать сокращение ценового дифференциала между нефтью и газом. При этом в консервативном сценарии практически не изменится, а в оптимистическом увеличится на 30 % экспорт газа на европейский рынок, и в 5 – 9 раз вырастут поставки на азиатский рынок.

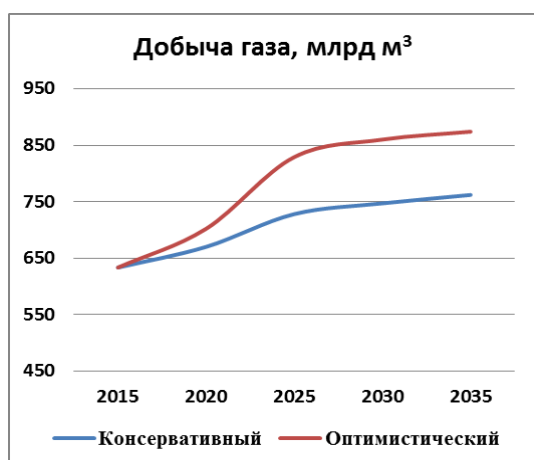


Рис. 3

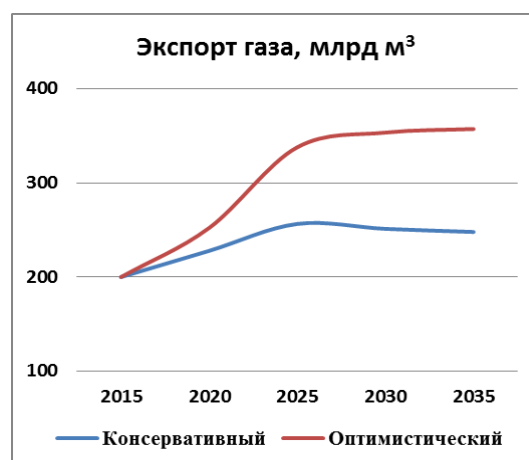


Рис. 4

Развитие гелиевых производств в Российской Федерации связано в первую очередь с разработкой гелийсодержащих месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока и вводом в эксплуатацию газоперерабатывающего завода (ГПЗ) в Амурской области, что позволит осуществить широкомасштабный выход российского гелия на мировой рынок. С этой целью планируется развитие инфраструктуры для транспортировки жидкого гелия на Дальнем Востоке, а также создание системы долгосрочного хранения гелия, поскольку потенциальный уровень производства товарного гелия может превышать возможности сбыта.

3.3. Нефтегазохимическая промышленность

В период с 2008 по 2015 год производство нефтегазохимического сырья (этан, СУГ, нефтя) увеличилось на 64 %, а его использование для производства нефтегазохимической продукции и крупнотоннажных полимеров возросло почти на 43 %. С 2012 года в нефтегазохимии началась активная стадия реализации целого ряда крупных инвестиционных проектов. Введены в эксплуатацию мощности по производству полистирола, АБС-пластиков, полиэтилентерефталата, пропилена, полипропилена и поливинилхлорида. Построен ШФЛУ-провод Пуровск-Тобольск.

В то же время российская нефтегазохимическая отрасль сталкивается со следующими **ключевыми вызовами и проблемами**:

- дефицит мощностей для производства мономеров (прежде всего, мощностей пиролизом);
- неразвитость спроса традиционных отраслей-потребителей нефтехимической продукции (строительство, ЖКХ, автомобилестроение, приборостроение, электроника и электротехника, упаковка и др.);
- инфраструктурные ограничения транспортировки нефтегазохимического сырья;
- высокая степень зависимости внутреннего рынка от импорта нефтегазохимической продукции, а нефтегазохимических производств – от импорта оборудования и материалов.

В связи с этим необходимо решить следующие **отраслевые задачи**:

1. Модернизация и строительство новых нефтегазохимических мощностей по производству базовых мономеров.

2. Импортозамещение нефтегазохимической продукции и развитие внутреннего рынка.

Для решения указанных задач будет принят ряд **мер**, в том числе:

- государственная поддержка проектов по строительству крупных мощностей по производству базовых мономеров и полимеров;
- разработка и внедрение отечественных технологий нефтегазохимии;

- оптимизация транспортной логистики, ликвидация «узких мест» в пропускной способности железных дорог, прежде всего, на участке Тобольск-Сургут Свердловской железной дороги;
- стимулирование повышения качества спроса на конечную нефтегазохимической продукцию.

В предстоящем периоде до 2035 года в нефтегазохимической промышленности получит развитие кластерный подход к формированию центров по глубокой переработке углеводородов с производственным ядром в виде крупных пиролизных мощностей (от 0,6 – 1 млн т по этилену и более) и последующим производством пластмасс, каучуков и продуктов органического синтеза, их переработки в полуфабрикаты и конечные изделия для потребительского рынка. Перспективным представляется создание и развитие шести кластеров: Северо-Западного, Волжского, Западно-Сибирского, Каспийского, Восточно-Сибирского и Дальневосточного, расположенных вблизи источников сырья и рынков сбыта.

К 2020 году ожидается увеличение объемов производства этилена на 75 – 85 %, а к 2035 году – в 3,6 – 5 раз. Более 30 % всего лёгкого углеводородного сырья к 2020 году будет направлено на глубокую переработку, в дальнейшие (нефтегазохимические) переделы, к 2035 году этот показатель превысит 44 – 50 %.

Также намечается увеличение мощностей по производству крупнотоннажных пластмасс на 80 – 90 % к 2020 году и в 2,7 – 3,6 раз к 2035 году.

3.4. Угольная отрасль

Добыча угля в России в период с 2008 года увеличилась более чем на 14 %. Весь прирост добычи был обеспечен за счет роста прогрессивного открытого способа добычи. За эти годы:

- началось промышленное освоение Эльгинского месторождения, построена железная дорога, связывающая его с Байкало-амурской магистралью (БАМ);
- приступили к освоению Апсатского месторождения в Забайкальском крае;
- продолжалось развитие Инаглинского и Ургальского угольных комплексов с формированием необходимой инфраструктуры;
- началась подготовка к освоению Элегестского месторождения Улуг-Хемского угольного бассейна в Республике Тыва, в том числе строительство железной дороги до Транссиба;
- выполняются проектные работы по освоению Ерковецкого и Гербикино-Огоджинского угленосных районов в Амурской области.

Объем переработки угля на обогатительных фабриках увеличился с 2008 года почти в 1,5 раза. Осуществлялось техническое перевооружение отрасли, росла производительность труда рабочего по добыче угля, снижался уровень производственного травматизма.

Внутреннее потребление угля с 2008 года сократилось на 14 %, при этом его экспорт увеличился в 1,7 раза, в том числе за счет выхода на новые рынки стран АТР, прежде всего Китая, а также в Индию и Малайзию. Развивалась транспортно-логистическая инфраструктура, в том числе портовые мощности для экспорта угля (Ванино, Посыет, Усть-Луга, Находка и др.).

Ключевым внешним вызовом для российской угольной промышленности является усиление конкуренции в международной торговле углем из-за вероятного замедления роста мирового спроса на уголь и увеличения затрат на его добычу и транспорт по России. В то же время прогнозы показывают возможность сохранения и укрепления российских позиций на внешних рынках с увеличением почти в полтора раза экспорта угля при увеличении до 65 % доли поставок на азиатский рынок.

Внутренней проблемой является ограниченная конкурентоспособность угля при сдерживании цен на газ и растущих издержках в угольной отрасли. Решение этой проблемы требует сохранения льготного тарифообразования на железнодорожную транспортировку угля.

По-прежнему острой проблемой является аварийность на предприятиях угледобычи с опасными горно-геологическими условиями, лишним подтверждением которой стала авария на шахте «Северная» в феврале 2016 года.

Для развития угольной отрасли необходимо решить следующие **отраслевые задачи**:

1. Обеспечение конкурентоспособности угольной продукции на внутреннем рынке с заменяющими ее энергоресурсами, а на внешнем – с альтернативными поставщиками.

2. Создание новых центров угледобычи в Республике Саха (Якутия), Республике Тыва, Забайкальском крае и других регионах, а также энергоугольных комплексов для экспорта электроэнергии в сопредельные страны.

3. Сохранение достигнутого уровня и, при возможности, значимое увеличение экспорта угля, прежде всего в страны АТР.

Для решения указанных задач будет принят ряд **мер**, в том числе:

- совершенствование налогообложения отрасли;
- стимулирование использования новых технологий добычи угля, обеспечивающих кратное повышение производительности труда;
- развитие практики реализации энергетического угля на организованных торгах (товарных биржах и в торговых системах);
- первоочередное лицензирование участков недр угольных месторождений, позволяющих вести разработку в наиболее безопасных горно-геологических условиях, сокращение выдачи лицензий на право пользования участками недр угольных месторождений с особо опасными горно-геологическими условиями;

- оптимизация транспортной логистики и широкое использование механизмов долгосрочного тарифообразования на перевозки угля, ликвидация «узких мест» в пропускной способности железных дорог, прежде всего, на Транссибе, БАМе и Дальневосточной железной дороге, ускоренное развитие угольных терминалов, особенно на тихоокеанском побережье;
- государственная поддержка проектов глубокой переработки угля, развитие комплексного использования сопутствующих ресурсов и отходов переработки угля;
- последовательное приведение нормативных требований к организациям угольной отрасли в сфере охраны окружающей среды в соответствие с мировыми стандартами;
- плановая ликвидация бесперспективных организаций угольной промышленности в увязке с мерами социальной защиты высвобождаемых работников;
- стимулирование природоохранных мероприятий, включая переработку отходов и рекультивацию земель.

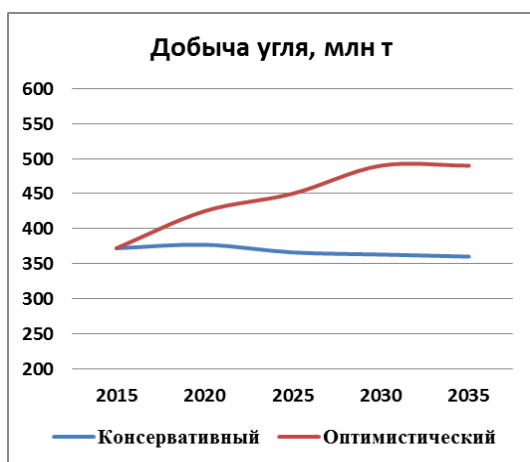


Рис. 5



Рис. 6

Добыча угля в консервативном сценарии стабилизируется на достигнутых уровнях, а в оптимистическом сценарии – на первом этапе возрастет на 14 %, при удвоении доли обогащенных и сортовых энергетических углей, на втором этапе – вырастет в 1,3 раза (до 490 млн т).

Уровни добычи угля, предусмотренные оптимистическим сценарием, будут достигнуты в случае благоприятной конъюнктуры внешних рынков, позволяющей увеличить экспорт угля в 1,2 раза на первом этапе и в 1,5 раза на втором, прежде всего в страны АТР.

3.5. Электроэнергетика и теплоснабжение

Производство электрической энергии с 2008 года увеличилось на 2,6 %, ее потребление – на 3%, установленная мощность электростанций – на 12,8 %.

В 2008 - 2015 гг. введено 28 ГВт новой установленной мощности, в том числе Богучанская ГЭС, Няганская ГРЭС, Южноуральская ГРЭС, Усть-Среднеканская ГЭС. Завершено восстановление Саяно-Шушенской ГЭС после аварии 2009 года.

Введено в работу и реконструировано около 300 линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше. Среди важнейших проектов следует назвать объекты энергообеспечения саммита АТЭС в 2012 году во Владивостоке, Олимпиады–2014 в Сочи. В число крупнейших введенных в эксплуатацию электросетевых объектов входят также высоковольтная линия ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская – Хэйхэ, обеспечивающая экспорт электрической энергии в КНР.

В мае 2016 года завершено строительство энергомоста через Керченский пролив мощностью 800 МВт, обеспечивающего связь энергосистемы Крыма с Единой энергосистемой России (ЕЭС).

Получила развитие малая распределенная энергетика, в том числе в сфере теплоснабжения, роль которой в развитии конкуренции постоянно возрастает.

Прогнозируется опережающий рост доли потребления электрической энергии в общем энергопотреблении за счет углубления электрификации транспорта и жилищно-коммунального хозяйства.

В то же время в отрасли накоплено немало проблем и вызовов, среди которых:

- необходимость удовлетворения платежеспособного спроса на электрическую и тепловую энергию при одновременном обеспечении доступности цен и энергетической инфраструктуры;
- диспропорция между заявляемыми характеристиками электропотребления при технологическом присоединении и их последующими фактическими значениями;
- необходимость достижения эффективного сочетания систем централизованного электро- и теплоснабжения с развитием распределенной генерации и интеллектуализацией энергетических систем;
- износ основных фондов при недостатке стимулов для вывода их из эксплуатации или модернизации;
- резкий рост доли генерирующего оборудования, в том числе неэффективного, работающего в «вынужденном» режиме;
- несовершенство действующей модели отношений и ценообразования в сфере энерго- и теплоснабжения и недостаток конкуренции на оптовом и розничном рынках энергии и мощности;
- чрезмерно высокая доля используемого импортного оборудования по отдельным технологическим направлениям (газовые турбины, трансформаторы и др.);
- частые изменения в подходах к тарифообразованию;

– недостаточный уровень автоматизации технологических процессов и повышение уязвимости объектов, связанное с усложнением систем и алгоритмов управления этими объектами;

– нехватка высококвалифицированных кадров.

В 2015 году Правительством Российской Федерации внесены изменения в модель конкурентного отбора мощности (КОМ). Начиная с 2015 года в российской энергетике КОМ проводится на четыре года вперед, что позволяет участникам оптового рынка электрической энергии (мощности) прогнозировать финансовые потоки в долгосрочной перспективе. Кроме того, проведение долгосрочных КОМ обеспечивает оптимизацию операционных и инвестиционных затрат в отрасли, а также стимулирует генерирующие компании выводить неэффективное генерирующее оборудование из эксплуатации.

Стоящие перед отраслью **задачи** включают в себя:

1. Вывод из эксплуатации экономически неэффективного, физически и морально устаревшего энергетического оборудования с введением необходимого объема новых мощностей преимущественно на базе использования отечественных технологий и оборудования, и с сохранением приоритета выработки электрической и тепловой энергии в комбинированном режиме.

2. Модернизация и развитие ЕЭС с последовательным присоединением к ней ряда изолированных энергосистем (с учетом возможных технико-экономических последствий) при обеспечении эффективной надежности электроснабжения в сочетании с интеллектуализацией систем.

3. Оптимизация структуры и загрузки электро- и теплогенерирующих мощностей по типам генерации (с учетом маневренности оборудования) и видам используемых энергоресурсов как основы совершенствования структуры ТЭБ страны и регионов, в том числе в изолированных от ЕЭС энергетических районах.

4. Интеграция электроэнергетики в Едином экономическом пространстве ЕАЭС и увеличение экспорта электрической энергии и мощности, прежде всего на востоке страны.

В решении поставленных отраслевых задач важную роль должно сыграть развитие конкуренции и методов государственного (в том числе антимонопольного) регулирования тарифов в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении.

В сфере теплоснабжения ключевым направлением преобразований станет изменение модели отношений в сфере теплоснабжения с ценообразованием на основе принципа «альтернативной котельной», а также:

- реализация моделей локальных рынков тепла, дающих потребителям реальную возможность выбора схем и способов теплоснабжения и стимулы для применения эффективных технологий;

- формирование на локальных рынках тепла единых теплоснабжающих организаций, ответственных за надежное и экономически эффективное теплоснабжение потребителей.

Магистральным направлением развития электроэнергетики является развитие конкуренции и долгосрочных отношений на оптовом и розничном рынках электрической энергии, в том числе:

- модернизация конкурентных моделей оптового и розничного рынков в электроэнергетике с обеспечением равноправия поставщиков и потребителей в формировании рыночного равновесия и эффективных механизмов и ценовых сигналов для инвестиций, в том числе увеличение объемов поставок по прямым контрактам (СДД) и снижение доли гарантирующих поставщиков;

- совершенствование конкурентных механизмов долгосрочной оптимизации баланса мощности, отбора и оплаты проектов в генерации, сетях и у потребителей по методам гарантирования доходности инвестиций совместно с развитием практики двусторонних долгосрочных договоров и биржевых инструментов хеджирования рисков;

- обеспечение принципа единообразия правил тарифного регулирования в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии и разработка механизмов распределения и реализации ответственности за надежное энергоснабжение и качество услуг по передаче электрической энергии;

- построение эффективной отраслевой системы контроля деятельности энергетических компаний по подготовке и надежному прохождению объектами электроэнергетики максимумов нагрузок на базе функционирования рейтинговой модели с применением оптимального состава объективных расчетных критериев оценки;

- совершенствование и активное использование экономических механизмов, обеспечивающих консервацию части генерирующих мощностей в целях повышения эффективности производства электроэнергии на первом этапе и создание долгосрочного резерва для покрытия последующего прироста спроса на электрическую энергию на втором этапе;

- усиление роли потребителей на рынках электрической энергии (мощности) и системных услуг путем дифференциации условий поставок электроэнергии с учетом эластичности спроса, требований по надежности и качеству энергоснабжения;

- разработка рыночных механизмов, стимулирующих потребителей к активному участию в формировании розничного рынка электроэнергии (управление спросом посредством участия в регулировании графика нагрузки), с применением, в том числе, технологии хранения и аккумулировании электроэнергии и ее воспроизводства;

- стимулирование потребителей к развитию локальных и интегрируемых в ЕЭС распределенных источников энергоснабжения для обеспечения потребления электрической энергии в части пиковой нагрузки в энергосистеме как фактора повышения конкуренции на рынке электрической энергии и мощности, формирование с их участием локальных интеллектуальных энергосистем с автоматизированными торговыми площадками;

- развитие «умных сетей» (SmartGrid), интеллектуальной распределенной энергетики, потребительских сервисов и «энергетического интернета» в рамках реализации «дорожной карты» «Энерджинет» Национальной технологической инициативы.

Для решения поставленных перед отраслью задач потребуется разработка и реализация новых механизмов привлечения инвестиций в электроэнергетику и теплоснабжение, а также развитие и освоение указанных в Прогнозе научно-технологического развития ТЭК инновационных технологий, в том числе технологий «чистого угля», экологически чистых угольных конденсационных энергоблоков.

Будут приняты долгосрочные тарифные решения в электро- и теплоэнергетике, направленные на обеспечение отрасли необходимыми финансовыми ресурсами с учетом ликвидации перекрестного субсидирования, в том числе:

- постепенная ликвидация перекрестного субсидирования в электроэнергетике путем поэтапного перехода к установлению (формированию) экономически обоснованных цен (тарифов) на электроэнергию, **при необходимости – с привлечением средств федерального бюджета**;

- переход от полного регулирования тарифов на тепловую энергию к установлению предельного уровня цены на тепловую энергию с применением метода «альтернативной котельной» с использованием формулы, включающей технико-экономические параметры «альтернативной котельной» с учетом региональных особенностей.

Для гарантированного обеспечения энергетической безопасности и надежной работы производственной структуры электроэнергетики будут установлены обязательные требования к субъектам и объектам электроэнергетики, их созданию и эксплуатации, техническим характеристикам, оборудованию и персоналу.

Общим правилом должна стать синхронизация вводов новых генерирующих мощностей с ростом потребности в электроэнергии и мощности с учетом вывода из эксплуатации устаревших неэффективных генерирующих мощностей.

Будут приняты меры к достижению высокой степени обеспечения отрасли преимущественно отечественным оборудованием и ликвидации дефицита квалифицированных кадров.

На первом этапе продолжится совершенствование существующей модели отношений и ценообразования на электрическую и тепловую энергию в целях обеспечения баланса интересов

потребителей и производителей энергии, прежде всего – сокращение перекрестного субсидирования цен (тарифов) между группами потребителей до оптимального уровня, равного величине субсидирования наименее обеспеченных домохозяйств. Будет происходить сокращение накопленных избытков мощности, масштабная модернизация действующих генерирующих мощностей и вывод из эксплуатации устаревшего неэффективного генерирующего оборудования. В дальнейшем продолжится обновление генерирующих мощностей на основе перспективных инновационных технологий и оптимизация их (мощностей) структуры по типам электростанций. При этом в целях синхронизации развития генерирующих мощностей и роста потребности в них конкретные значения прироста установленной мощности электростанций и производства электроэнергии будут определяться в соответствии с динамикой спроса на электроэнергию и мощность с учетом объемов экспорта.

На втором этапе основными событиями в отрасли станут ликвидация всех видов перекрестного субсидирования между отдельными группами потребителей и (или) услугами, а также переход к полноценному долгосрочному ценообразованию на услуги естественных монополий и регулируемых организаций в сфере электроэнергетики.

Действующий порядок оплаты мощности генерирующих объектов, поставляющих мощность на оптовый рынок электрической энергии (мощности) по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) предусмотрен до 2028 года. При этом на втором этапе ожидается существенное снижение платежей потребителей по ДПМ, в связи с чем в целях дальнейшего привлечения частных инвестиций в модернизацию генерирующего оборудования представляется возможным рассмотреть создание дополнительных механизмов по стимулированию модернизации тепловых электростанций.

Немаловажную роль призвано сыграть развитие ВИЭ и распределенной генерации (включенные в ЕЭС или работающие автономно небольшие, до 25 МВт, электростанции потребителей), осуществляемое в зависимости от структур и концентрации нагрузки в региональных энергетических системах, особенно активное на втором этапе. Это также будет способствовать повышению энергетической безопасности и широкому использованию инноваций в электроэнергетике.

В случае реализации перечисленных мер возможен прирост производства электрической энергии к 2020 году на 4 – 5 %, а к 2035 году – на 30 – 38 % при увеличении установленной мощности электростанций на 13 – 16 % (с 248 до 281 – 289 ГВт).

В целях диверсификации ТЭБ и получения устойчивой структуры генерирующих мощностей предусматривается развитие электростанций всех типов с учетом необходимости минимизации ценовой нагрузки на потребителей. В частности, рост установленной мощности ГЭС может составить 7 – 24 %.

Централизованный отпуск тепла на первом этапе незначительно снизится, но в целом за период 2015 – 2035 гг. он увеличится на 3 – 5 % (с 1250 до 1290 – 1315 млн Гкал).

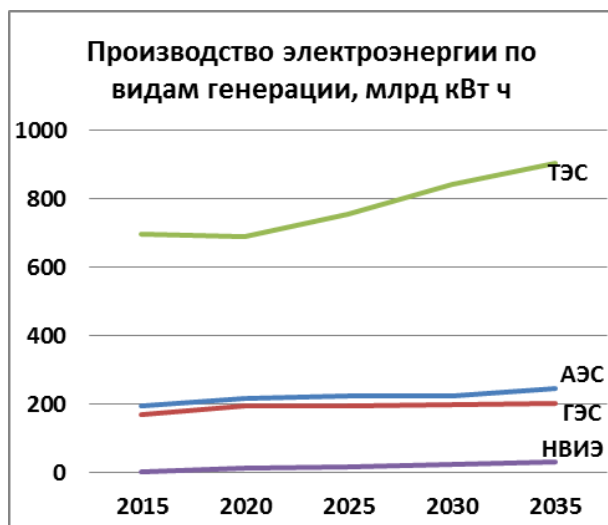


Рис. 7. Консервативный сценарий

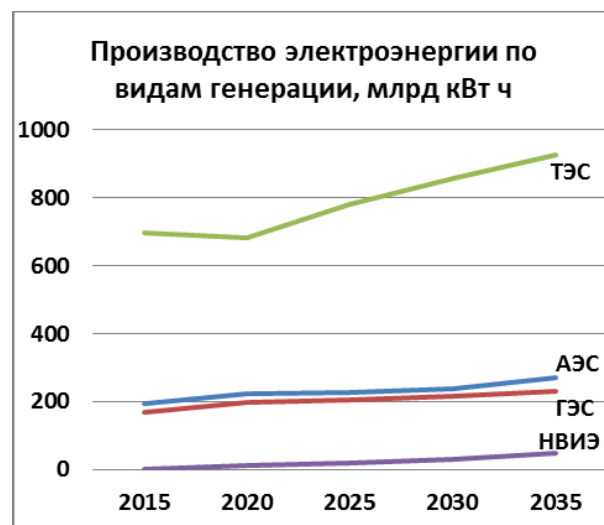


Рис. 8. Оптимистический сценарий

С учетом перспектив развития экономик стран Северо-Восточной Азии и роста спроса на электроэнергию в регионе будет проработана возможность поэтапного объединения энергосистем Республики Корея, КНДР, Японии, Китая, Монголии и России на основе организации перетоков электроэнергии и мощности за счет совместного строительства на российской территории новых объектов генерации, а также межгосударственных линий электропередачи высокого и ультравысокого напряжения.

3.6. Атомная энергетика и ядерный топливный цикл

Выработка электрической энергии атомными электростанциями с 2008 по 2015 год увеличилась на 11 %, установленная мощность атомных электростанций – на 9 %. Начиная с 2008 года введены в эксплуатацию энергоблоки № 2 и 3 на Ростовской АЭС, энергоблок № 4 на Калининской АЭС. На Белоярской АЭС состоялся физический пуск реактора энергоблока № 4.

Продолжается строительство других энергоблоков атомных электростанций с реакторами большой мощности, в том числе энергоблок № 4 на Ростовской АЭС, энергоблоки № 1 и 2 на Нововоронежской АЭС-2, энергоблоки № 1 и 2 на Ленинградской АЭС-2.

В связи с выводом из эксплуатации Билибинской АЭС в 2019 – 2021 гг, правительством Чукотского автономного округа совместно с Госкорпорацией «Росатом» принято решение о размещении в г. Певеке плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС) мощностью 70 МВт.

В период с 2008 года Российская Федерация принимала активное участие в строительстве атомных электростанций за рубежом (АЭС «Бушер» в Исламской Республике Иран, АЭС «Куданкулам» в Республике Индия, Тяньваньская АЭС в Китайской Народной Республике), были подписаны соглашения о строительстве атомных электростанций на территории Республики Беларусь, Народной Республики Бангладеш, Турецкой Республики, Финляндии и др.

Атомная энергетика является одной из высокотехнологичных отраслей, в которых Российская Федерация лидирует на протяжении длительного периода времени. Дальнейшее развитие атомной энергетики важно не только с точки зрения обеспечения устойчивой и надежной работы ЕЭС, но и для сохранения технологического лидерства в данной отрасли.

В частности, Российская Федерация лидирует в создании новой технологической платформы атомной энергетики с реакторами на быстрых нейтронах с замкнутым ядерным топливным циклом, которая может способствовать решению проблем воспроизводства ядерного топлива, минимизации радиоактивных отходов и соблюдению режима нераспространения ядерных материалов.

Немалую роль развитие атомной энергетики играет в обеспечении энергетической безопасности страны.

Основные проблемы развития атомной энергетики связаны со сравнительно высокими затратами на сооружение атомных электростанций, необходимостью обеспечения ядерной и радиационной безопасности и необходимостью обращения с отработавшим ядерным топливом и радиоактивными отходами с учетом требований экологической безопасности.

Для развития атомной энергетики потребуются решить следующие **отраслевые задачи**:

1. Повышение эффективности и конкурентоспособности атомной энергетики в целом, достижение экономической конкурентоспособности новых АЭС с учетом их полного жизненного цикла, в том числе путем снижения удельных затрат на их сооружение при сохранении приоритета безопасности.

2. Формирование новой технологической платформы атомной энергетики с АЭС на усовершенствованных водо-водяных и быстрых реакторах, работающих в замкнутом ядерно-топливном цикле.

3. Увеличение экспортного потенциала ядерных технологий России, дальнейшее развитие экспорта атомных электростанций, ядерного топлива и электрической энергии.

Решению задач развития атомной энергетики и ядерного топливного цикла будут способствовать **следующие меры**:

– развитие сырьевой базы атомной энергетики на основе разработки урановых месторождений на территории Российской Федерации, а также разведка, разработка месторождений и увеличение добычи урана в рамках зарубежных проектов;

- поддержка развития ядерного топливного цикла на основе газовых центрифуг нового поколения, модернизации разделительно-сублиматных комбинатов, повышения экономической эффективности фабрикации (с обеспечением конкурентоспособности российского ядерного топлива на мировых рынках), создания производств для выпуска новых типов топлива;
- сохранение производственных мощностей атомного машиностроения и строительно-монтажных организаций для обеспечения необходимого объема вводов энергоблоков в стране и увеличения поставок на экспорт.
- создание ряда предприятий замкнутого ядерного топливного цикла по обращению с отработавшим ядерным топливом и радиоактивными отходами;
- повышение экономической эффективности работы предприятий энергетического машиностроения, находящихся в ведении и входящих в сферу деятельности Госкорпорации «Росатом», и вывод их продукции на новые рынки;
- развитие технологий вывода из эксплуатации энергоблоков атомных электростанций;
- обеспечение участия АЭС нового поколения (ВВЭР-ТОИ) в регулировании неравномерности суточных графиков нагрузки с диапазоном регулирования от 100 до 50 % номинального уровня мощности.

К концу первого этапа в связи с завершением реализуемых инвестиционных проектов доля АЭС в выработке электрической энергии растет на 1,1 – 1,5 п.п., а затем по обоим сценариям возвратится к уровню 2015 года. При этом установленная мощность АЭС вырастет в 1,3 раза при соответствующем демонтаже энергоблоков советской постройки.

3.7. Возобновляемые источники энергии

Основные успехи в развитии возобновляемой энергетики (без учета гидроэнергетики) в России достигнуты в создании новых технологий по преобразованию солнечного излучения в электрическую энергию. Промышленностью выпускаются фотоэлектрические элементы на основе кремния, модули и батареи с высоким КПД преобразования, высокоэффективные (КПД более 20 %) гетероструктурные солнечные элементы и энергоустановки с концентраторами солнечного излучения, микро- и малые гидростанции с оборудованием единичной мощностью от 5 кВт до 1 МВт, биогазовые установки для индивидуальных и фермерских хозяйств, обеспечивающих местные потребности в тепловой и электрической энергии, ветроэлектрические станции мощностью от сотен ватт до десятков кВт. Однако значительное отставание имеется в производстве ветроэнергетических установок большой и средней мощности.

Неоправданно низка доля использования местных видов топлива (торф, отходы лесной промышленности и сельского хозяйства и твердые бытовые отходы) в региональных энергетических балансах.

Основной проблемой использования ВИЭ является их низкая экономическая конкурентоспособность по отношению к централизованной системе электроснабжения. Перспективной областью применения ВИЭ в России являются изолированные и удаленные энергорайоны, а также резервирование системы электроснабжения особо ответственных потребителей (повышенной категории надежности).

С учетом изложенного **задачами развития ВИЭ** являются:

1. Ввод в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, функционирующих на основе ВИЭ, при условии их экономической эффективности.
2. Развитие отечественной научно-технической базы и освоение передовых технологий в области использования ВИЭ, наращивание производства на территории Российской Федерации основного генерирующего и вспомогательного оборудования для ВИЭ.

Для **решения** поставленных задач потребуются совершенствование механизмов стимулирования производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе ВИЭ, и поддержки использования ВИЭ в субъектах Российской Федерации, формирование инфраструктурных условий для привлечения инвестиций в развитие сектора ВИЭ, а также координация мероприятий в области развития электроэнергетики и возобновляемой энергетики.

По итогам анализа результатов реализации действующих ДПМ ВИЭ будет принято решение о необходимости применения дальнейших механизмов поддержки ВИЭ.

Кроме того, решению задач развития ВИЭ в экономически обоснованных случаях будут способствовать следующие меры:

- эффективное урегулирование порядка подключения установок возобновляемой энергетики к сетям общего пользования, обеспечивающее учет интересов всех сторон и требований к надежности и другим необходимым параметрам энергоснабжения;
- субсидирование процентных ставок по кредитам, привлеченным для развития производства организациями, производящими энергию на основе ВИЭ;
- создание системы контроля и статистической отчетности о выполнении целевых показателей по вводу мощности и производству электрической энергии с использованием ВИЭ;
- стандартизация и контроль качества оборудования ВИЭ;
- трансферт технологий и локализация на российских предприятиях производства комплектующих для электростанций, работающих на ВИЭ;
- интенсификация международного сотрудничества в области передачи технологий и обмена опытом развития ВИЭ.

В итоге к 2035 году возможен рост производства электрической энергии электростанциями на основе ВИЭ более чем в 20 раз (до 29 – 46 млрд кВт-ч с 2,3 млрд кВт-ч в 2015 году.).

4. Направления и задачи развития сфер государственного управления энергетикой

4.1. Недропользование

Россия обладает одним из крупнейших в мире минерально-сырьевым потенциалом, являющимся основой гарантированного обеспечения экономической и энергетической безопасности страны, удовлетворения текущих и перспективных потребностей экономики России в углеводородном сырье, угле и уране. По состоянию на 1 января 2015 года объем учтенных запасов А+В+С1 достиг 18,3 млрд т нефти и 50,2 трлн куб. м газа.

К 2035 году за счет геологоразведочных работ может быть обеспечен совокупный прирост запасов нефти в объеме более 13 – 15 млрд тонн, газа – в объеме 25 – 27 трлн куб. м. При этом объемы глубокого бурения на нефть и газ могут достигнуть 25 млн пог. м.

На весь период до 2035 года главными районами прироста запасов нефти и газа останутся Западно-Сибирская, Лено-Тунгусская, Прикаспийская, Тимано-Печорская и Волго-Уральская нефтегазоносные провинции (на суше).

Западная Сибирь при определенных условиях имеет шансы еще в течение длительного времени оставаться основной нефтедобывающей провинцией России, поскольку:

- даже в районах интенсивной добычи нефти степень изученности ресурсной базы не превышает 80%, что позволяет ожидать открытия существенных запасов «новой» нефти;
- внедрение новых технологий добычи, направленных на увеличение коэффициента извлечения нефти на разрабатываемых месторождениях, позволит увеличить объем добычи более чем на 4 млрд т;
- вовлечение в разработку 21,5 тыс. неработающего фонда низкодебитных (менее 5 т/сут.) и высокообводненных (свыше 95 %) скважин позволит ежегодно получать дополнительно более 12 млн т нефти.

Разработка баженовской свиты – одно из важнейших направлений стабилизации уровня добычи нефти в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре, Западной Сибири и Российской Федерации в целом. К 2030 году уровень добычи из баженовской свиты может превысить 20 млн т/год.

Однако имеющиеся запасы и ресурсы распределенного фонда недр в основных районах добычи нефти и газа могут обеспечить воспроизводство минерально-сырьевой базы в ближайшие 10 – 15 лет не более чем наполовину. В связи с этим будет возрастать значимость разведки и освоения новых месторождений и прироста запасов за счет увеличения доли извлекаемых запасов.

В частности, возможен существенный прирост запасов нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Учитывая географическое распределение прогнозных ресурсов нефти и газа, а также достигнутый уровень геолого-геофизической изученности, необходимо ускорить рост вовлечения запасов углеводородов в российском секторе Черного и Каспийского морей, на континентальном шельфе Баренцева, Карского, Печорского и Охотского морей.

Несмотря на обеспеченность угольной промышленности сырьевой базой в целом, потребуются увеличение динамики воспроизводства запасов высококачественных углей, прежде всего для обеспечения коксохимической промышленности углем дефицитных марок.

До 2035 года природный уран останется основным источником покрытия потребностей АЭС в делящихся материалах. С учетом сложившейся конъюнктуры рынка урана, Госкорпорация «Росатом» в последние годы расширяет проекты добычи урана на базе зарубежных месторождений с низкой себестоимостью добычи для увеличения объема продвижения на мировой рынок комплексных продуктов начальной стадии ядерно-топливного цикла – низкообогащенного урана. Основными направлениями увеличения его отечественного производства будут развитие действующих предприятий в Забайкальском крае, Курганской области и в Республике Бурятия, строительство новых уранодобывающих предприятий в Республике Саха (Якутия) и проведение геологоразведочных работ для оценки резервных и выявляемых урановых месторождений.

Воспроизводство минерально-сырьевой базы является общим необходимым условием развития ТЭК и должно обеспечить возможности поддержания текущего уровня добычи нефти и урана, существенное увеличение добычи газа и угля.

Ключевыми проблемами в сфере воспроизводства минерально-сырьевой базы являются:

- практическое отсутствие в нераспределенном фонде недр крупных разведанных месторождений углеводородного сырья, и крайне малое количество месторождений с небольшими, но экономически эффективными в разработке запасами;
- низкий уровень инвестиций в геологоразведочные работы, вследствие чего динамика разведки новых месторождений, начиная с 2008 года, падает;
- высокий уровень зависимости отечественной геологоразведки от импортного оборудования, технологий и сервисных услуг.

В связи с этим необходимо решить следующие задачи в сфере недропользования:

1. Обеспечение условий для устойчивого, эффективного и экологически безопасного воспроизводства минерально-сырьевой базы, с отношением среднегодового (за пятилетний период) прироста балансовых запасов основных видов топлива к среднегодовым объемам их добычи не менее 1.

2. Расширение поисковых, геологоразведочных и других работ по освоению нефтегазового потенциала арктического шельфа, трудноизвлекаемых запасов и нетрадиционных видов углеводородного сырья.

3. Развитие рынка российских независимых сервисных и инжиниринговых услуг в сфере недропользования.

Для решения указанных задач будет принят ряд **мер**, в том числе:

- усиление государственной поддержки в пределах бюджетных ассигнований, предусмотренных в федеральном бюджете на соответствующий год, и создание условий для привлечения частных инвестиций в геологоразведочные работы, прежде всего в малоизученных перспективных районах страны;

- экономическое стимулирование геологоразведочных работ с учетом видов полезных ископаемых, районов проведения работ, поискового и разведочного этапов и пр.;

- упрощение процедур регулирования процессов освоения залежей и месторождений (прежде всего, сильно выработанных и относимых к новым типам залежей углеводородов), включая упрощение процедуры предоставления в пользование участков недр, в том числе совершенствование законодательства, направленного на стимулирование освоения участков недр, содержащих трудноизвлекаемые запасы и ресурсы углеводородного сырья, в части закрепления порядка предоставления права пользования недрами для создания и эксплуатации полигонов отработки технологий рентабельной добычи углеводородного сырья, отнесенного к баженовским, абалакским, хадумским, доманиковым продуктивным отложениям;

- развитие юниорского движения в области геологоразведки, в том числе в рамках поддержки малых и средних компаний;

- установление четких критериев и прозрачных процедур отнесения месторождений к стратегическим и уточнение их перечня с исключением из него месторождений, не соответствующих указанным критериям, увеличение порога отнесения к участкам недр федерального значения;

- разработка и внедрение на втором этапе системы государственного мониторинга, контроля и учета объемов добычи и затрат по месторождениям;

- разработка и применение процедур формирования проектных альянсов и групп для совместного освоения и разработки участков недр;

- стимулирование передачи компетенций и технологий иностранных подрядчиков российским компаниям после выполнения начального (пилотного) объема работ;

- обеспечение синхронизации планов разработки месторождений углеводородов и планов по развитию соответствующей транспортной инфраструктуры;

– создание набора инструментов обеспечения выполнения пользователями недр ликвидационных работ, рекультивации использованных земель и ликвидации экологических последствий ведения горных работ, в том числе посредством формирования ликвидационных фондов.

4.2. Энергосбережение и повышение энергоэффективности

Энергоемкость российской экономики с 2008 года по 2014 год снизилась, по различным оценкам, на 7,5 – 8,5 %. Существенное влияние на этот процесс оказал экономический кризис 2008 – 2009 гг., вследствие которого, в частности, в 2009 г. энергоемкость ВВП возросла на 3 %.

Основной вклад в снижение энергоемкости валового внутреннего продукта внесли структурные сдвиги в экономике и восстановительный рост в промышленности. К настоящему моменту потенциал нынешнего цикла структурных сдвигов в отношении снижения энергоемкости в основном исчерпан, а технологическое сбережение сдерживается дефицитом инвестиций, недостаточной эффективностью мер государственной политики по их мобилизации и ограниченной мотивацией потребителей энергии к повышению энергоэффективности.

В результате уровни энергоемкости производства важнейших отечественных промышленных продуктов выше среднемировых в 1,2 – 2 раза и выше лучших мировых образцов в 1,5 – 4 раза. Низкая энергетическая эффективность порождает высокую долю расходов на энергоносители в себестоимости, и, как следствие, низкую конкурентоспособность российской продукции.

Для обеспечения высоких темпов взаимосогласованного развития экономики и энергетики и достижения поставленной цели необходимо решить **задачу** максимальной реализации имеющегося потенциала энергосбережения и повысить энергетическую эффективность во всех отраслях экономики, приблизив ее к уровню лучших мировых практик.

Решение данной задачи связано с совершенствованием системы государственного управления в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, создающей весомые стимулы для привлечения в данную область частных и государственных инвестиций.

Для этого следует применять как уже используемые (концессии, энергосервисные договоры, налоговые и иные льготы), так и новые для России, но хорошо зарекомендовавшие себя в международной практике инструменты (целевые соглашения с крупнейшими потребителями энергетических ресурсов, частные венчурные, револьверные и иные фонды и т. д.).

С учетом мировой практики источником финансирования мероприятий в области энергосбережения и стимулирования повышения энергоэффективности могут стать меры регулирования тарифов и цен (с учетом социально обоснованных ограничений на их рост). Для этого потребуется применение во всех инфраструктурных секторах методологии долгосрочного

стимулирующего регулирования, начиная с этапа формирования документов стратегического планирования и до принятия конкретных тарифных решений для регулируемых инфраструктурных организаций как на федеральном уровне, так и на уровне субъектов Российской Федерации, с учетом необходимости повышения надежности и качества энергоснабжения, а также повышения эффективности функционирования субъектов энергетики.

В числе мер для реализации потенциала энергосбережения и повышения энергоэффективности будут использоваться:

- совершенствование нормативно-правовой базы, включая введение запрета на производство и использование энергетически неэффективной техники, оборудования, зданий, технологических процессов;

- налоговое и неналоговое стимулирование использования компаниями наилучших доступных технологий (НДТ), включая разработку и применение соответствующих справочников и реестров НДТ в целях технического и экологического регулирования, а также приобретения энергоэффективного оборудования;

- использование средств бюджетов различных уровней, внебюджетных средств, средств институтов развития, организация льготного заемного финансирования проектов в области энергоэффективности и энергосбережения (включая компенсацию процентной ставки по соответствующим кредитам);

- предоставление государственных гарантий по кредитам на реализацию проектов энергосбережения; и повышения энергоэффективности;

- разработка стандартов энергоэффективности зданий и сооружений, оборудования и техники, в том числе транспорта;

- совершенствование законодательства Российской Федерации в части контрактной системы в сфере закупок товаров, работ, услуг с целью создания условий для реализации проектов в области энергосбережения и приобретения энергоэффективного оборудования;

- пропаганда энергосбережения и повышения энергетической эффективности среди различных групп населения, в том числе в составе образовательных программ высших учебных заведений.

Результатами реализации предлагаемых решений уже к 2020 году станет – при прочих равных условиях – ускорение снижения энергоемкости ВВП России. В долгосрочном периоде можно ожидать значительное приближение энергоемкости ВВП России к показателям стран Западной Европы, США, Японии, Китая.

Важным следствием политики энергосбережения станет также существенное сдерживание роста эмиссии парниковых газов и сокращение вредных выбросов энергетического комплекса в окружающую среду.

4.3. Охрана окружающей среды и противодействие изменениям климата

В сфере охраны окружающей среды и противодействия изменениям климата в энергетике за 2008 – 2015 гг. предпринят ряд шагов, в том числе:

- ужесточены экологические требования в области недропользования;
- разработан комплекс мер по стимулированию компаний к эффективному использованию попутного нефтяного газа;
- разработаны и приняты меры по стимулированию производства и потребления моторного топлива с улучшенными экологическими характеристиками, соответствующего международным нормам и стандартам;
- в рамках комплекса мероприятий по реструктуризации угольной промышленности проведены работы по рекультивации земель и улучшению экологической ситуации.

В 2015 году эмиссия парниковых газов в России без учета абсорбирующего эффекта лесов составляла 71 % от уровня 1990 года, а с учетом (как требует Киотский протокол) – 57 %.

Тем не менее, в том числе в силу инерционности развития ТЭК, предпринятых мер недостаточно для кардинального изменения ситуации по снижению выбросов загрязняющих веществ предприятиями ТЭК.

В 2016 году Российская Федерация подписала Парижское соглашение по климату, предусматривающего, в том числе, разработку до 2020 года стратегии социально-экономического развития с низким уровнем эмиссии парниковых газов на период до 2050 года. В целях минимизации возможных негативных последствий для российского ТЭК от реализации указанного соглашения необходим предельно взвешенный подход к принятию тех или иных дополнительных регуляторных мер по противодействию изменениям климата.

Основными **задачами** по охране окружающей среды и противодействия изменениям климата при развитии энергетического сектора является всемерное сдерживание роста и уменьшение негативного влияния добычи, производства, транспортировки и потребления энергоресурсов на окружающую среду, климат и здоровье людей.

В число **мер**, способствующих решению данной задачи, входят:

- переход в отраслях ТЭК на принципы НДТ;
- создание национальной системы мониторинга и отчетности о выбросах парниковых газов, в том числе от энергетических комплексов;

- учет рисков изменения климатических и гидрометеорологических условий наравне с учетом традиционных финансово-экономических параметров при технико-экономическом обосновании проектов и их реализации;
- гармонизация норм российского и международного экологического законодательства;
- стимулирование сокращения образования новых и утилизации накопленных отходов производства и обеспечение безопасного обращения с ними, проведения рекультивации земель и других технических и организационных мероприятий по компенсации ущерба, наносимого окружающей природной среде;
- стимулирование научных исследований и поддержка разработки перспективных технологических решений, направленных на снижение негативного воздействия на окружающую среду и экологических рисков;
- осуществление государственного регулирования выбросов парниковых газов, включая меры финансово-экономического характера;
- реализация в отраслях ТЭК положений Стокгольмской конвенции о стойких органических загрязнителях, в том числе очистка или утилизация оборудования и отходов, содержащие стойкие органические загрязнители;
- совершенствование законодательной, нормативной правовой и методической базы в сфере обеспечения промышленной и экологической безопасности, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций и при осуществлении работ на объектах ТЭК;
- обеспечение открытости и доступности экологической информации, своевременного информирования заинтересованных сторон об авариях, их экологических последствиях и мерах по ликвидации, усиление взаимодействия с общественными экологическими организациями и движениями;
- интеграция показателей устойчивого развития в систему ключевых показателей деятельности на корпоративном уровне, развитие нефинансовой отчетности, повышение качества отчетности по устойчивому развитию, внедрение международных стандартов социальной корпоративной ответственности.

Ряд условий, способствующих решению данной задачи, обеспечивается в ходе решения других задач, в том числе:

- создание экологически чистых, низкоуглеродных и ресурсосберегающих технологий производства, транспортировки, хранения и использования энергетических ресурсов;
- снятие основных инфраструктурных, технологических и иных ограничений рационального использования попутного нефтяного газа и минимизации объемов его сжигания на факелах;

- рост производства электрической и тепловой энергии на основе ВИЭ, а также АЭС при решении проблемы эффективной переработки отработавшего ядерного топлива и обеспечении режима нераспространения ядерных материалов;
- увеличение производства высококачественных моторных топлив с улучшенными экологическими характеристиками, соответствующими международным нормам и стандартам, включая газомоторные топлива;
- повышение квалификации персонала, ответственного за промышленную и экологическую безопасность энергетического производства.

Предприятия энергетики должны осуществлять свою инвестиционную деятельность таким образом, чтобы рост эмиссии парниковых газов, генерируемых предприятиями, не превысил в стратегическом периоде 70 % от уровня 1990 года.

4.4. Импортозамещение и взаимодействие с промышленностью

Зависимость российской энергетики от иностранных технологий, оборудования, материалов, программного обеспечения и услуг по ряду направлений достигла критической отметки и создала угрозы энергетической безопасности России.

Импортозамещение, помимо обеспечения технологической независимости, обеспечивает дополнительный экономический рост за счет восстановления и развития ряда направлений российской промышленности и общей системы народнохозяйственных связей.

С учетом сложившейся ситуации и возможных вариантов развития событий необходимо решение следующих задач в сфере импортозамещения и межотраслевого взаимодействия:

1. Совершенствование государственно-частного механизма импортозамещения на основе новых организационно-управленческих технологий, обеспечивающих, в том числе, углубление межотраслевого взаимодействия и оптимизацию системы отраслевых, региональных и корпоративных программ импортозамещения.

2. Формирование собственной научно-технической и промышленной базы для разработки и производства качественного энергетического оборудования и обеспечения сервиса в ключевых для устойчивого функционирования и развития ТЭК технологических областях.

Для решения указанных задач будет принят ряд мер, в том числе:

- налоговое и таможенно-тарифное стимулирование использования отечественного оборудования, комплектующих, материалов, услуг и программного обеспечения, отвечающих требованиям к качеству и обслуживанию;
- обеспечение льготного кредитования и иных мер финансирования приоритетных инвестиционных проектов;

- создание широкой сети инжиниринговых центров, ориентированных на отечественное оборудование, материалы и услуги;
- поддержка локализации производства современных зарубежных технологий, необходимых для устойчивого функционирования и развития ТЭК;
- формирование консорциумов и инновационных кластеров, объединяющих ресурсы компаний, образовательных и научных организаций, а также современной инфраструктуры для стимулирования разработок и создания российских или локализованных поставщиков оборудования и технологических решений в приоритетных направлениях импортозамещения;
- создание на базе государственно-частного партнерства полигонов для отработки образцов новой техники и технологий, в том числе – инновационных высокотехнологичных методов поиска и добычи углеводородного сырья как из традиционных, так и трудноизвлекаемых запасов, а также центров подготовки и переподготовки высококвалифицированных кадров.

Среднесрочные и, особенно, долгосрочные задачи импортозамещения для своего решения потребуют разработки и внедрения новых, отечественных технологий, оборудования, материалов, программного обеспечения и услуг, не уступающих зарубежным аналогам. В свою очередь, для этого необходимо обеспечить развитие инновационной деятельности практически по всем направлениям деятельности ТЭК.

В связи с высокой социальной значимостью государственная поддержка должна быть оказана отечественному горному машиностроению и стимулированию ускоренного импортозамещения по типам оборудования, позволяющим повысить безопасность труда в угольной отрасли.

В ходе первого этапа должны быть решены краткосрочные и большая часть среднесрочных задач импортозамещения.

Целевым показателем для импортозамещения является увеличение доли отечественной продукции в закупках предприятий ТЭК не менее 75 % к концу первого этапа, и до 85 – 90 % к 2035 году, при соблюдении требований к качеству и обслуживанию закупаемой продукции.

4.5. Научно-техническая и инновационная деятельность

Развитие и подъем инновационной деятельности на качественно более высокий уровень – ключевое звено в решении практически всех задач развития энергетического сектора.

Несмотря на наличие целого ряда различных институтов развития и многолетние усилия государственных органов власти, в стране не сформировалась полноценная инфраструктура для научно-технологического развития и инновационной деятельности, обеспечивающая эффективное участие России в мировой системе научных исследований и разработок и достижение значимого конкурентного преимущества.

Основные вызовы и проблемы на пути развития научно-технической и инновационной деятельности не только в ТЭК, но в России в целом, включают в себя:

- ужесточение глобальной технологической конкуренции;
- низкая эффективность инвестиций в НИОКР;
- низкая инновационная активность предприятий (только треть компаний инновационно активны, при этом свыше 70 % из них предпочитают из всех видов инновационной активности закупки нового оборудования);
- исчерпание накопленного ранее научного задела и нарастание отставания от мировых технологических лидеров;
- неразвитость финансово-кредитных механизмов поддержки инновационной деятельности и развития реального сектора экономики;
- низкий уровень инновационной культуры (отсутствие интереса к инновациям, избегание связанных с ними рисков и затрат и т.п.);
- отсутствие ряда ключевых компетенций в развитии инновационной деятельности и трансфере технологий;
- недостаточное представительство России в крупнейших международных инновационных сетях и отсутствие скоординированной политики по развитию каналов продвижения отечественных инноваций на мировые рынки.

Значительную часть расходов на финансирование НИОКР несет государство: доля расходов федерального бюджета во внутренних затратах на исследования и разработки стабильно превышает 80 %, следующий по величине вклад вносят крупные корпорации (преимущественно с государственным участием). При этом сопоставление роста расходов на НИОКР и получаемых конечных результатов, например, в виде экспорта высокотехнологической продукции, показывает низкую эффективность существующего механизма научно-технологического развития.

В случае эволюционного развития мировой энергетики значимость тех или иных перспективных технологий будет определяться соотношением цен и объемов спроса на углеводородные энергоресурсы. В наиболее вероятном случае умеренных цен и низких темпов роста спроса критически важным для России становится развитие собственных компетенций в технологиях добычи и переработки углеводородов в целях снижения издержек производства, а также снижение затрат на транспортировку. В зоне риска оказывается разработка нетрадиционных запасов нефти (отдельные месторождения тяжелой нефти, баженовской свиты в зависимости от геологических условий, а также будущие проекты освоения арктического шельфа).

В случае реализации прорывного варианта («энергетическая революция») для сохранения конкурентоспособности российского ТЭК потребуются ускоренное освоение совокупности перспективных групп технологий, в том числе ВИЭ, водородной энергетики, накопителей энергии

и интеллектуальных сетей. При этом ключевые национальные проекты должны базироваться на тех технологических областях, где Россия имеет значимый научно-технологический задел и опыт масштабного внедрения подобных технологических решений. Недостающие элементы для формирования масштабных технологических решений могут быть получены посредством трансфера технологий через партнерства с иностранными компаниями, введения требований по локализации или развития отечественных разработок.

В любом варианте развития технологиями первого приоритета, которые должны развиваться в первую очередь, являются: третичные методы нефтедобычи; технологии эффективной разработки наиболее привлекательных трудноизвлекаемых запасов углеводородов; нефтехимия; газомоторное топливо; атомная энергетика; энергоэффективность в ЖКХ, инфраструктуре и промышленности.

Для эффективного ответа на вызовы технологического развития и преодоления накопившихся проблем инновационной деятельности в ТЭК потребуется решить следующие **задачи**:

1. Развитие сегмента национальной инновационной системы в сфере ТЭК, обеспечивающего:

- стимулирование спроса на отечественные инновационные разработки и снижение зависимости от импортных технологий;
- реализацию полного инновационного цикла в критически важных для российской энергетики направлениях деятельности;
- оптимизацию расходов компаний с государственным участием на НИОКР.

2. Развитие сетевых форм организации и продвижения инноваций и трансфера технологий, включая расширенную интеграцию российских сетей в международные сети.

Для решения указанных задач потребуется принятие целого ряда **мер**, в том числе:

- реализация Национальной технологической инициативы по направлению «Энерджинет»;
- развитие взаимодействия энергетических компаний с образовательными организациями и научно-исследовательскими центрами, расширение практики софинансирования государством и субъектами предпринимательства долгосрочных фундаментальных научных исследований и программ научно-технологического развития с длительными сроками реализации;
- развитие национальной системы технологического прогнозирования с обеспечением оперативной увязки прогнозов со стратегиями развития энергетики и энергомашиностроения, программами и генеральными схемами развития отраслей ТЭК и промышленности;
- создание и развитие государственной информационной системы ТЭК, обеспечивающей формирование качественных статистических и аналитических отчетов, а также прогнозов;

- создание отраслевых центров компетенций по приоритетным направлениям технологического развития ТЭК;
- модернизация экспериментальной базы и системы информационного обеспечения инновационной деятельности с защитой авторских прав на ее результаты;
- поддержка развития технологических полигонов, направленных на отработку инновационных высокотехнологичных методов поиска и добычи углеводородного сырья как из традиционных, так и трудноизвлекаемых запасов;
- координация и оценка эффективности государственных программ научно-технологического развития отраслей ТЭК, программ инновационного развития компаний с государственным участием, а также выполняемых за счет бюджетных средств фундаментальных и прикладных НИР;
- формирование и развитие деятельности отраслевого фонда по инновационным технологиям в сфере ТЭК с участием институтов развития, государственных корпораций и компаний с государственным участием, частных инвесторов для концентрации сил и средств на разработке приоритетных технологий;
- расширение сферы использования проектного финансирования;
- развитие венчурного бизнеса в сфере инноваций и поддержка коммерциализации результатов НИОКР в энергетике, в том числе посредством венчурно-инвестиционных «конвейеров».

Целевым значением является достижение уровня затрат на технологические инновации не менее 3 % **в общем объеме затрат на производство**, при существенном повышении их эффективности.

4.6. Социальная сфера и развитие человеческого капитала

Развитие энергетического сектора невозможно обеспечить без ускоренного развития и эффективного использования человеческого капитала ТЭК.

Необходимо сформировать институциональный механизм, эффективно противодействующий общему ухудшению демографической ситуации на рынке труда, высокой текучести кадров и дефициту высококвалифицированных специалистов, решающий накопившиеся проблемы сектора среднего профессионального образования, способствующий развитию мобильности населения (в том числе профессиональной и академической), снимающий проблему территориальных разрывов между центрами получения образования и местами размещения производств, повышающий эффективность управления образовательным процессом.

Лучшие мировые и российские корпоративные практики в области подготовки и развития персонала должны получить повсеместное распространение. Подход к кадровому потенциалу и

человеческому капиталу как активу, способному сыграть ключевую роль в повышении конкурентоспособности, должен стать нормой в корпоративной культуре российских компаний всех отраслей ТЭК. Следует добиться также вхождения российских образовательных организаций высшего образования в число лучших энергетических университетов мира.

Для обеспечения развития и эффективного использования человеческого капитала ТЭК необходимо решение следующих задач:

1. Разработка и реализация компаниями ТЭК долгосрочных стратегий в области управления человеческим капиталом, обеспечивающих эффективный уровень инвестиций в человеческий капитал со стороны компаний ТЭК и создание привлекательных высокопроизводительных рабочих мест.

2. Создание отслеживающей и опережающей отраслевые тренды системы профессионального образования и подготовки специалистов и рабочих кадров, обеспечивающей систематическую разработку и внедрение инноваций и развитие прорывных технологий в ТЭК.

3. Разработка и распространение новых форм и программ государственного и корпоративного обучения, подготовки, переподготовки и повышения квалификации на основе интеграции производства, науки и образования, включая создание отраслевых центров компетенций ТЭК.

Для решения поставленных задач потребуется принять следующие **меры**.

Со стороны государственного управления:

– разработка и введение профессиональных стандартов с учетом перспективных направлений технологического развития ТЭК, а также актуализация системы классификации профессий и квалификаций в ТЭК с участием отраслевых Советов по профессиональным квалификациям;

– создание системы прогнозирования занятости в ТЭК и проведение регулярного анализа рынка труда по профессиям и регионам;

– формирование предложений по контрольным цифрам приема в образовательные организации высшего образования и среднего профессионального образования по направлениям ТЭК;

– предоставление налоговых льгот предприятиям и организациям, инвестирующим в развитие человеческого капитала.

Со стороны компаний:

– формирование сквозных моделей развития персонала «школа-вуз-предприятие», в рамках которых компании будут осуществлять инвестиции в разработку образовательных программ, профессиональных стандартов, содействовать оснащению образовательных организаций современным оборудованием и лабораторной базой с учетом потребности в кадрах;

- повышение привлекательности работы на предприятиях ТЭК за счет формирования конкурентоспособного социального пакета, популяризации инженерных/рабочих профессий, развития социального партнерства между работодателем и работниками, а также внедрения в компаниях ТЭК международной практики корпоративной социальной ответственности;
- регулярный пересмотр действующих в компаниях стандартов и нормативов, определяющих нормативную численность персонала ТЭК, с учетом внедрения новых технологий, возможности совмещения профессий, соблюдения техники безопасности;
- организация переподготовки и повышения квалификации сотрудников в профильных образовательных организациях с учетом лучших мировых корпоративных практик;
- обеспечение безопасных условий труда на предприятиях ТЭК, снижение аварийности и травматизма, сокращение доли работников ТЭК, занятых во вредных и (или) опасных условиях труда.

Со стороны образовательных организаций:

- внедрение и совершенствование современных организационных моделей образовательных организаций, включая модель научно-образовательного и производственного кластера, модель сетевого взаимодействия образовательных организаций (консорциума);
- внедрение современных методов обучения, в том числе дистанционного образования с помощью on-line технологий, дуального образования, проектного подхода;
- реализация инициатив по реформированию инженерного образования, направленных на углубление у студентов практических знаний и технических основ профессии, а также на формирование навыков в создании и эксплуатации новой техники и технологий;
- актуализация образовательных программ с учетом потребностей рынка, в частности привлечение отраслевого бизнеса к разработке образовательных программ и включение учебных курсов по развитию навыков междисциплинарного взаимодействия, командной работы и управления проектами;
- организация системы стажировки преподавательских кадров в энергетических компаниях, организациях РАН, отраслевых институтах, исследовательских центрах и центрах компетенций;
- прохождение международной аккредитации университетов.

Эффективное использование человеческого капитала должно быть поддержано соответствующими **социальными мерами и социальными программами** как государственными, так и корпоративными, обеспечивающими:

- создание системы сохранения компетенций (накопленного опыта и специальных знаний) при смене поколений;

- достойные социальные льготы, гарантии и компенсации работникам ТЭК на основе социальных стандартов, закрепленных в отраслевых соглашениях между работодателями отрасли и профессиональными союзами работников;
- совершенствование социальной инфраструктуры в основных угольных и нефтегазодобывающих регионах страны, в том числе в целях перепрофилирования их деятельности после завершения активной стадии освоения месторождений;
- создание и обеспечение эффективного функционирования комплексной системы профилактики заболеваемости и травматизма на предприятиях ТЭК и восстановления здоровья работников;
- реализация специальных рекреационно-реабилитационных программ для работников предприятий ТЭК, осуществляющих деятельность вахтовым методом.

Решение совместными усилиями компаний ТЭК, государственных органов власти и системы образования задач развития человеческого капитала будет способствовать ликвидации дефицита кадров в ТЭК, повышению производительности труда и квалификации персонала по традиционным и «прорывным» технологическим направлениям. В итоге сформируется новое поколение работников, обладающих достаточной компетенцией для работы на высокопроизводительных и высокотехнологичных рабочих местах во всех отраслях ТЭК, с высокой профессиональной мобильностью, способных разрабатывать, осваивать и эксплуатировать новую технику и технологии.

4.7. Региональная политика

Энергетическая политика на уникальной по размерам территории России с ее различиями природно-климатических и социально-экономических условий обязана учитывать специфику регионов и осуществляться в увязке с решением стратегических общегосударственных задач рационального размещения производительных сил и надежного обеспечения национальной энергетической безопасности.

В настоящее время российская региональная энергетическая ситуация характеризуется существенным дисбалансом.

С одной стороны, происходит все большая концентрация экономического роста и энергопотребления в центральных районах европейской части страны, доля которых уже превысила 70 % ВВП и 60 % потребления энергии в стране.

С другой стороны, происходит смещение добычи и производства энергетических ресурсов в северные и восточные районы с ростом их доли свыше 80 %.

В итоге одной из главных проблем российского ТЭК является беспрецедентно большой и растущий объем наиболее дорогих сухопутных перевозок топлива на тысячи километров. В этой

связи необходимо стимулировать создание энергоемких производств в непосредственной близости от центров производства энергоресурсов, что позволит как минимум замедлить рост объемов транспортировки топлива из азиатской в европейскую часть страны.

Важное значение имеет также комплексное развитие региональной энергетики с увеличением уровня надежности обеспечения энергоресурсами федеральных округов при опережающем развитии распределенной генерации (там, где это экономически обосновано), экономически эффективном использовании местных источников топлива и ВИЭ и применении интеллектуальных сетей.

Приоритетным является обеспечение энергетической безопасности Республики Крым с городом федерального значения Севастополем и Калининградской области, а также развитие энергетической инфраструктуры, обеспечивающей опережающее социально-экономическое развитие Дальневосточного федерального округа, Северо-Кавказского федерального округа и освоение Арктики. В частности, будут реализованы проекты по энергоснабжению территорий опережающего социально-экономического развития на Дальнем Востоке. Решению задач развития энергетического сектора будут способствовать такие **меры**, как:

- опережающая интенсификация энергосбережения и роста энергетической эффективности экономики в европейской части страны, в том числе мерами ценовой политики;
- эффективная реализация инвестиционных программ и проектов государства и бизнеса в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и полуострове Ямал с подготовкой энергетического освоения Арктики;
- упорядочивание разработки и мониторинга реализации региональных программ энергоснабжения и повышения энергоэффективности, и обеспечение их согласованности между собой и с федеральным законодательством;
- совершенствование методов и нормативов государственного регулирования региональных цен и тарифов в области энергетики, в особенности на Дальнем Востоке, где развитие энергетики осложняется колоссальным уровнем долговой нагрузки;
- разработка комплексных региональных программ модернизации систем теплоснабжения, направленных на создание условий для привлечения инвестиций в отрасль теплоснабжения, ее модернизацию и снижение субсидий отраслевым предприятиям и включающих оптимизацию ТЭБ региона, в том числе путем перевода котельных на альтернативные виды энергоносителей с учетом их текущей и прогнозируемой рыночной стоимости, а также условий и ограничений по доставке;
- осуществление мер по уменьшению и последующей ликвидации перекрестного субсидирования в энергетике;

- стимулирование долгосрочных вложений в системы энергоснабжения, включая кредитование проектов, в том числе льготное, и использование механизмов государственно-частного партнерства;
- снятие сетевых ограничений на межсистемные перетоки электрической энергии;
- усиление контроля за исполнением северного завоза, резервами топлива и энергетических мощностей в потенциально уязвимых регионах.

Важную роль в социально-экономическом развитии Дальневосточного федерального округа сыграет снижение до среднероссийского уровня тарифов на электрическую энергию в отдельных регионах Дальнего Востока, а также возможность установления инвестиционно привлекательных уровней цен на электрическую энергию.

Прирост производства электрической энергии на гидроэлектростанциях в Сибири и на Дальнем Востоке будет определяться их технико-экономическими показателями и конкурентоспособностью по отношению к тепловым электростанциям, работающим на угле, с учетом экологического воздействия на окружающую среду и возможностей покрытия графиков нагрузки. Предусматривается переход от отраслевых электроэнергетических проектов к программам комплексного развития территорий на основе реализации конкурентоспособных территориальных энергопромышленных кластеров на базе строительства электростанций и крупных энергоемких потребителей добывающей и перерабатывающей промышленности.

Создание энергопромышленных кластеров позволит:

- содействовать формированию организационных схем управления региональным развитием – корпораций развития регионов с участием крупных потребителей;
- создавать стратегические альянсы с компаниями, заинтересованными в реализации проектов кластерного развития;
- содействовать заключению прямых долгосрочных договоров с потенциальными потребителями, позволяющих обеспечить ликвидность и окупаемость инвестиций в объекты генерации, а также стимулировать активный рост промышленности в регионах.

Создание топливно-энергетических, водохозяйственных и энергопромышленных комплексов и развитие экспортной энергетической инфраструктуры окажут стимулирующее воздействие на развитие восточных районов страны.

Предусматривается на две трети нарастить добычу и переработку всех видов топлива в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, развить производства транспортабельной энергоемкой продукции высоких уровней передела и соответствующую транспортную и социальную инфраструктуру.

Согласно прогнозным расчетам, это позволит более чем в 3 раза увеличить и диверсифицировать энергетический экспорт на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона, дать

импульс региональному развитию нефтегазохимии и производству разнообразной продукции с высокой добавленной стоимостью.

В рамках Восточной газовой программы и других масштабных проектов будут построены уникальные комплексы по добыче и переработке многокомпонентного (включая гелий) газа, современные газо- и нефтехимические производства, организованы поставки на экспорт сетевого и сжиженного газа, развиты нефте- и газопроводная, железнодорожная, автомобильная, электроэнергетическая и социальная инфраструктуры.

Освоение нефтегазового потенциала Восточной Сибири и Дальнего Востока, наряду с разработкой месторождений угля, урана, других рудных и нерудных ископаемых, будет стимулировать использование лесных ресурсов и развитие гидроэнергетики, и, согласно прогнозу, обеспечит опережающее социально-экономическое развитие Сибирского и Дальневосточного федеральных округов.

Действующие нефтегазовые провинции в Уральском федеральном округе, остальных районах европейской части России и в Западной Сибири продолжают рост добычи газа, но действие факторов, снижающих добычу нефти в них, сохранится. Для того чтобы при таких условиях решить поставленные задачи, потребуются дальнейший рост разведанных запасов, увеличение коэффициента извлечения нефти, освоение в основном многокомпонентных месторождений газа и трудноизвлекаемых ресурсов нефти.

Для этого необходим переход на новую технологическую платформу освоения трудноизвлекаемых запасов, малых месторождений, малодебитных и высокообводненных скважин, строительство заводов по переработке добываемого газа с необходимой транспортной и социальной инфраструктурой, и соответствующее крупномасштабное развитие смежных отраслей нефте- и газохимии и производства синтетических материалов. Переход на новую технологическую платформу приведет к смене убывающего тренда добычи в Западносибирской нефтяной провинции на стабильный или возрастающий с 2025 года как минимум до 2035 года.

Потребуются завершение крупных экспортных проектов по модернизации и повышению пропускных способностей нефте-, нефтепродукто- и газопроводов, строительство недостающих элементов Единой системы газоснабжения, развитие газотранспортной системы на востоке страны, увеличение объема и производительности по отбору подземных хранилищ газа для создания достаточных оперативных резервов газа в регионах его потребления.

Региональная политика в отношении северных территорий базируется на том, что освоение углеводородного потенциала континентального шельфа арктических морей и северных территорий – важнейший геополитический и технологический вызов для нефтегазового комплекса России. Эта задача носит перспективный характер и ее решение призвано обеспечить достаточную добычу углеводородов в стране за временным горизонтом 2035 года (компенсируя неизбежный

спад их добычи из традиционных месторождений), а также стимулировать развитие компетенций и промышленности по созданию оборудования и технологий для разведки и добычи нетрадиционных ресурсов нефти и газа.

Потребуется освоить производство целого ряда новых технологий добычи и транспортировки углеводородов в экстремальных условиях: надводное и подводное оборудование для разработки шельфовых месторождений в тяжелых ледовых условиях, суда-метановозы, специализированные терминалы для отгрузки СПГ и др. Должна быть создана соответствующая транспортная, энергетическая и социальная инфраструктура на северных территориях России.

4.8. Международные отношения

Российская внешняя энергетическая политика направлена на сохранение и укрепление позиций страны как одного из лидеров мирового энергетического рынка, снижение рисков и повышение эффективности внешнеэкономической деятельности российских компаний ТЭК.

В ситуации существующих и возможных внешних вызовов для достижения стратегической цели необходимо решение следующих **задач в сфере международных отношений**:

1. Содействие диверсификации направлений и расширению товарной структуры российского энергетического экспорта, способствующих повышению конкурентоспособности и укреплению позиций российских компаний за рубежом, включая обеспечение недискриминационного и благоприятного режима деятельности отечественных энергетических и сервисных компаний (а также иностранных компаний с существенным долевым участием российских юридических лиц) на зарубежных рынках энергоресурсов, в том числе рынках конечного энергопотребления.

2. Совершенствование механизма координации внешней энергетической политики с основными участниками мировых энергетических рынков для обеспечения стабильных и предсказуемых условий их (рынков) функционирования, соответствующих, в том числе, российским интересам.

3. Формирование общих рынков энергоносителей Евразийского экономического союза (сырой нефти, нефтепродуктов, природного газа и электрической энергии) с общими принципами регулирования энергетического сектора, обеспечивающими свободное движение энергоносителей, энергетических услуг и технологий, а также инвестиций в энергетический сектор, и включающими согласованную политику в области недропользования и регулирования энергетических рынков.

Для решения указанных задач будет принят ряд **мер**, в том числе:

– расширение направлений и форматов сотрудничества в области энергетики со странами-участницами ЕАЭС, СНГ, ЕС, Шанхайской организации сотрудничества, БРИКС,

Ассоциации государств Юго-Восточной Азии, Восточноазиатского экономического сообщества, форума «Азиатско-Тихоокеанское экономическое сотрудничество», Экономической и Социальной Комиссии ООН для стран Азии и Тихого океана (ЭСКАТО); со странами Черноморского, Каспийского и арктического регионов, Северной и Латинской Америки, с другими международными организациями и межгосударственными многосторонними образованиями;

- развитие конструктивного диалога с Европейским союзом по вопросам долгосрочного энергетического сотрудничества и обеспечения взаимного учета интересов;
- интенсификация энергодиалога и обеспечение сбалансированной взаимовыгодной системы взаимоотношений с азиатскими потребителями российских энергоресурсов;
- активное участие в международных переговорах по энергетическим вопросам, закрепление принципа баланса интересов экспортеров, импортеров и транзитеров энергоресурсов в международном праве, а также в деятельности международных организаций;
- координация деятельности по повышению стабильности и предсказуемости мировых рынков нефти и газа с членами Организации стран-экспортеров нефти, Форума стран-экспортеров газа и др.;
- содействию технологическому сотрудничеству со странами БРИКС и ОПЕК, исходя из близости структуры энергетики и общности решаемых проблем;
- совершенствование национального механизма мониторинга изменения конъюнктуры внешних рынков ТЭР;
- создание благоприятных налоговых, тарифных и таможенных условий для диверсификации экспорта;
- поддержка российских компаний в приобретении ими энергетических активов в сегменте добычи, переработки и сбыта за рубежом, содействие в защите российских инвестиций;
- поддержка российских компаний в рамках реализации международных инфраструктурных проектов в энергетической сфере;
- активное участие в международных проектах по развитию технологий энергетики будущего;
- координация политики в области российского экспорта взаимозаменяемых или конкурирующих видов топлива;
- продвижение российских сортов нефти на мировые торговые площадки, прежде всего – в Азии;
- активное участие в развитии международного сотрудничества в области обеспечения экологической безопасности и противодействия изменению климата на планете;

- обеспечение необходимого международно-правового оформления внешней границы континентального шельфа Российской Федерации в Северном Ледовитом океане;
- укрепление международного сотрудничества в Арктике, направленного на обеспечение экономически выгодного и экологически безопасного освоения морских нефтегазовых ресурсов региона; развитие Северного морского пути для доставки добываемых в Арктике энергоресурсов на международные рынки.

Указанные меры будут способствовать сохранению лидирующей роли России в международной торговле энергоресурсами и укреплению ее энергетической безопасности.

5. Механизмы реализации

В разделах, посвященных направлениям и задачам развития отраслей ТЭК и сфер государственного управления энергетикой, указаны перечни мер, способствующих решению поставленных задач и достижению стратегической цели развития энергетического сектора. Данные перечни не носят исчерпывающего характера и во взаимодействии с бизнесом будут уточняться и дополняться по мере необходимости. В результате будут сформированы сбалансированные институциональные, ценовые и налоговые условия, обеспечивающие устойчивое развитие энергетического сектора на основе достаточного притока внутренних и внешних инвестиций.

К основным механизмам реализации Стратегии относятся:

1) **регулирование функционирования внутренних энергетических рынков**, обеспечивающее:

- совершенствование механизмов антимонопольного контроля;
- развитие прозрачного и сбалансированного по интересам, степени социальной ответственности и условиям работы доступа для всех участников рынка к энергетической инфраструктуре (трубопроводы, электрические и тепловые сети), в том числе на конкурентной основе;
- использование интеграции внутренних энергетических рынков в рамках ЕАЭС для повышения конкуренции производителей и гибкости условий энергоснабжения российских потребителей, развитие биржевой торговли энергоносителями.

2) **регулирование цен и тарифов на энергоносители**, предусматривающее, в том числе:

- введение в ближайший экономически оправданный момент долгосрочного правила повышения (с ориентацией на индекс инфляции) верхних значений регулируемых государством цен и тарифов в газовой отрасли и электроэнергетике;
- создание в перспективе условий для межтопливной конкуренции на внутренних энергетических рынках;
- ликвидацию на втором этапе перекрестного субсидирования в газовой отрасли, электроэнергетике и теплоснабжении между регионами и отдельными группами потребителей с опережающим ростом цен для населения (при введении адресных субсидий его социально уязвимым слоям и бюджетным потребителям) и прогрессивной шкалы тарифов в зависимости от размеров душевого энергопотребления;
- использование результатов биржевой торговли как индикаторов цен для проведения антимонопольной политики и увеличения прозрачности внутреннего рынка;

- создание российских ценовых индексов на основные виды топлива на базе информации о внебиржевых сделках для увеличения прозрачности ценообразования в отраслях ТЭК;
- совершенствование механизма регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию и методики расчета тарифов на услуги по передаче энергии по распределительным сетям с учетом их доходности на инвестированный капитал, результатов проведения сравнительного анализа деятельности электросетевых компаний, а также обоснованной стоимости энергоснабжения потребителей по разным классам напряжения;
- переход на метод ценообразования в сфере теплоснабжения по принципу «альтернативной котельной» с внедрением механизмов «референтных расценок» на услуги по передаче тепловой энергии;
- развитие торговли производными контрактами (фьючерсные, опционные, своповые и др.) для хеджирования ценовых рисков отечественных компаний и трейдеров и привлечения инвестиций на российский рынок.

При прогнозируемых мировых ценах на топливо, темпах инфляции в России и уровне обменного курса рубля к доллару США, указанные меры и механизмы позволят обеспечить такую динамику внутренних цен на энергоносители (газ и электрическую энергию), которая обеспечит необходимые для решения стратегических задач развития энергетического сектора финансовые ресурсы и в среднем за рассматриваемый период будет соответствовать индексу потребительских цен или превышать его не более, чем на 1 – 2 процентных пунктов. Меньшие темпы роста цен не обеспечивают приток в отрасли ТЭК внутренних и внешних инвестиций, необходимых для решения поставленных задач и достижения стратегической цели развития энергетического сектора.

3) **налогообложение**, обеспечивающее:

- установление стабильного и предсказуемого налогового режима;
- изъятие природной ренты без ущерба финансовой устойчивости и инвестиционной привлекательности отраслей и эффективных компаний ТЭК, в том числе на основе НДС;
- рациональное распределение генерируемых ТЭК доходов между государством и бизнесом (определение оптимальной налоговой нагрузки), а также между различными видами деятельности (оптимизация параметров регулирования внутренних энергетических рынков и условий для инвестирования);
- привлечение инвестиций в добычу трудноизвлекаемых запасов, разработку малых, истощенных и низко дебитных месторождений нефти и газа, а также в новые районы добычи;
- стимулирование ГРР.

4) **государственные программы Российской Федерации, государственные программы субъектов Российской Федерации**, обеспечивающие:

- концентрацию усилий и средств федерального бюджета, консолидированных бюджетов субъектов Российской Федерации, государственных внебюджетных фондов и юридических лиц на достижении приоритетов и целей государственной политики в сфере социально-экономического развития и обеспечения национальной безопасности Российской Федерации;
- финансирование мероприятий государственных программ в зависимости от достижения установленных показателей (индикаторов) развития;
- эффективный мониторинг реализации мероприятий и достижения целевых показателей (индикаторов) государственных программ.

5) **государственное корпоративное управление**, в том числе на основе механизмов согласования долгосрочных программ развития государственных корпораций и акционерных обществ, в уставном капитале которых доля участия Российской Федерации в совокупности превышает 50 процентов, с учетом целей и задач Стратегии и других отраслевых документов стратегического планирования.

б) механизмы, использующие федеральные и региональные **институты развития** в целях обеспечения эффективного государственно-частного партнерства, активизации инновационной деятельности и стимулирования инвестиций.

Необходимым условием реализации Стратегии является обеспечение достаточной для решения поставленных задач **динамики инвестиций**.

Развитие отраслей ТЭК, ВИЭ, централизованного теплоснабжения, автономной энергетики и энергосбережения потребует увеличения в 1,15 – 1,25 раза среднегодовых капиталовложений в энергетический сектор.

Доля электроэнергетики в общем объеме капиталовложений в отрасли ТЭК сократится с 22 до 13 – 14 %.

В условиях усилившихся ограничений для российских компаний по привлечению средств на мировых рынках капитала **основными источниками инвестиций** будут собственные средства (прибыль, амортизация предприятий и целевые финансовые резервы), привлеченные средства – кредиты (прежде всего российских финансовых учреждений) и средства от эмиссии акций.

В качестве мер государственной поддержки в установленных законодательством случаях (импортозамещение, антикризисные мероприятия, приоритетное развитие регионов Дальнего Востока и др.) возможно:

- предоставление субсидий из федерального бюджета российским организациям на компенсацию расходов на подключение к энергетической инфраструктуре (создание энергетической инфраструктуры);

- возмещение части затрат на уплату процентов по кредитам, полученным в российских кредитных организациях и государственной корпорации «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)»;
- предоставление государственных гарантий.

Дополнительным источником средств для развития ТЭК останутся займы на международном рынке капитала и иностранные инвестиции.

В целях стимулирования инвестиций будут также использоваться такие инструменты, как специальный инвестиционный контракт, субсидирование научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ, и другие установленные федеральными законами и нормативными правовыми актами меры.

Для обеспечения реализации первого этапа Стратегии разрабатывается план мероприятий («дорожная карта»), включающий в себя перечень конкретных мероприятий, ответственных за их выполнение, сроки и ожидаемые результаты.

6. Ожидаемые результаты

Главным результатом реализации Стратегии станет переход энергетического сектора страны на более высокий, качественно новый уровень, максимально содействующий динамичному социально-экономическому развитию Российской Федерации и обеспечивающий эффективное использование природно-ресурсного, производственного и финансово-экономического потенциала ТЭК.

Ожидаемыми основными результатами реализации Стратегии являются:

1. Устойчивое, надежное и эффективное удовлетворение внутреннего спроса на энергию и топливо все более высокого качества при прогнозируемом росте внутреннего потребления первичной энергии на 13 – 16 % за счет увеличения производства первичной энергии на 25 % и опережающего развития переработки топлива с получением продукции с высокой добавленной стоимостью.

2. Снижение энергоемкости экономики в 1,3 – 1,5 раза и электроемкости ВВП в 1,1 – 1,3 раза, в том числе за счет уменьшения удельных расходов топлива на выработку электрической энергии и расходов энергии на собственные нужды отраслей ТЭК, особенно в электроэнергетике и газовой отрасли.

3. Сохранение Россией в предстоящие двадцать лет места в тройке мировых лидеров по производству и продаже энергоресурсов при существенном повышении гибкости экспортной политики за счет диверсификации экспорта – географической (повышение доли АТР в общем экспорте топлива и энергии до 30 – 40 %) и продуктовой (увеличение доли газа, в том числе сжиженного, в общем экспорте ТЭР до 27 – 29 %); увеличение объемов экспорта энергоресурсов более, чем на 20 %, в том числе в страны АТР в 2 – 3 раза.

4. В нефтяной отрасли – стабильная добыча нефти (включая газовый конденсат), позволяющая обеспечить загрузку имеющихся нефтеперерабатывающих мощностей и исполнение заключенных экспортных контрактов, с возможностью ее увеличения при благоприятной конъюнктуре мирового и внутреннего рынков, в том числе за счет увеличения коэффициента извлечения запасов, освоения трудно извлекаемых ресурсов нефти и расширения добычи нефти на шельфе; прирост экспорта сырой нефти к 2035 году – на 3 – 25 % при увеличении экспорта в страны АТР в 1,7 – 2,3 раза.

5. В нефтепереработке – повышение эффективности нефтеперерабатывающих заводов за счет применения передовых технологий обеспечит рост с 74,1 до 90,5 – 91,5 % глубины переработки нефти с производством моторных топлив высших экологических классов, повышение выхода светлых нефтепродуктов с 58,6 до 70 – 79 % при снижении объемов нефти, направляемых на переработку, до 250 – 255 млн т в 2020 году и до 225 – 235 млн т к 2035 году.

6. В газовой отрасли – рост добычи газа до 40 % при благоприятной конъюнктуре мирового и внутреннего рынков за счет увеличения добычи газа в районе Обско-Тазовской губы более, чем в 1,5 раза, создания новых центров добычи на полуострове Ямал, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а также в акваториях морей; рост экспорта газа в 1,2 – 1,8 раза при обеспечении его диверсификации – географической (увеличение поставок газа, в том числе СПГ, на рынок АТР в 5 – 9 раз) и продуктовой (рост производства СПГ в 3 – 6 раз).

7. Формирование шести нефтегазохимических кластеров: Северо-Западного, Волжского, Западно-Сибирского, Каспийского, Восточно-Сибирского и Дальневосточного, – обеспечивающих глубокую переработку добываемого газа и выпуск наукоемкой продукции с высокой добавленной стоимостью.

8. В угольной отрасли – создание новых центров угледобычи в Республике Саха (Якутия), Республике Тыва, Забайкальском крае и других регионах Сибири и Дальнего Востока, способных обеспечить при благоприятной конъюнктуре рост экспорта угля в 1,5 раза, прежде всего в страны АТР, а также электроугольных комплексов для экспорта электроэнергии в сопредельные страны.

9. В электроэнергетике – ускорение электрификации основных сфер потребления с увеличением потребления электрической энергии на 30 – 35 %; обновление основных фондов отрасли, в том числе за счет вывода из эксплуатации экономически неэффективного, физически и морально устаревшего энергетического оборудования с введением необходимого объема новых мощностей (с сохранением приоритета выработки электрической и тепловой энергии в комбинированном режиме). В атомной энергетике и ядерном топливном цикле – рост установленной мощности АЭС в 1,3 раза при соответствующем демонтаже энергоблоков советской постройки.

10. Рост производства электроэнергии на электростанциях, функционирующих на основе ВИЭ более, чем в 13 – 20 раз.

11. Увеличение доли отечественной продукции в закупках предприятий ТЭК до 60 % и более к концу первого этапа, и свыше 85 % к 2035 году.

12. Увеличение объема среднегодовых заказов ТЭК на отечественное оборудование, материалы и строительные работы на 75 % (к среднегодовым объемам в 2011 – 2014 гг.).

13. Рост среднегодовых инвестиций в энергетический сектор в 1,15 – 1,25 раза после преодоления краткосрочного экономического спада.

Заключение

В соответствии с Законом о стратегическом планировании основные положения Стратегии детализируются в стратегиях и генеральных схемах развития отраслей ТЭК (нефтяной, газовой, угольной промышленности и электроэнергетики), служат основой для формирования государственных программ Российской Федерации с необходимым ресурсным обеспечением, в том числе определенным в соответствии с бюджетным прогнозом Российской Федерации на долгосрочный период.

Мониторинг реализации Стратегии осуществляется ежегодно на основе сбора и оценки данных о фактических значениях индикаторов реализации Стратегии и других, связанных с ними показателей развития отраслей ТЭК, осуществленных и запланированных основных мероприятиях государственной энергетической политики, с определением рисков и возможностей их устранения или снижения.

Доклад о ходе реализации Стратегии предоставляется в Правительство Российской Федерации.

Определения

Для целей Стратегии используются следующие основные понятия:

1) *стратегическое планирование* – деятельность участников стратегического планирования по целеполаганию, прогнозированию, планированию и программированию социально-экономического развития Российской Федерации, субъектов Российской Федерации и муниципальных образований, отраслей экономики и сфер государственного и муниципального управления, обеспечения национальной безопасности Российской Федерации, направленная на решение задач устойчивого социально-экономического развития Российской Федерации, субъектов Российской Федерации и муниципальных образований и обеспечение национальной безопасности Российской Федерации;

2) *государственное управление* – деятельность органов государственной власти по реализации своих полномочий в сфере социально-экономического развития Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности Российской Федерации;

3) *прогнозирование* – деятельность участников стратегического планирования по разработке научно обоснованных представлений о рисках социально-экономического развития, об угрозах национальной безопасности Российской Федерации, о направлениях, результатах и показателях социально-экономического развития Российской Федерации, субъектов Российской Федерации и муниципальных образований;

4) *планирование* – деятельность участников стратегического планирования по разработке и реализации основных направлений деятельности Правительства Российской Федерации, планов деятельности федеральных органов исполнительной власти и иных планов в сфере социально-экономического развития и обеспечения национальной безопасности Российской Федерации, направленная на достижение целей и приоритетов социально-экономического развития и обеспечения национальной безопасности Российской Федерации, содержащихся в документах стратегического планирования, разрабатываемых в рамках целеполагания;

5) *среднесрочный период* – период, следующий за текущим годом, продолжительностью от трех до шести лет включительно;

6) *долгосрочный период* – период, следующий за текущим годом, продолжительностью более шести лет;

7) *прогноз социально-экономического развития Российской Федерации* – документ стратегического планирования, содержащий систему научно обоснованных представлений о внешних и внутренних условиях, направлениях и об ожидаемых результатах социально-экономического развития Российской Федерации на среднесрочный или долгосрочный период;

8) *стратегия социально-экономического развития Российской Федерации* – документ стратегического планирования, содержащий систему долгосрочных приоритетов, целей и задач государственного управления, направленных на обеспечение устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития Российской Федерации;

9) *энергетический сектор экономики* – совокупность систем топливо- и энергоснабжения всех категорий потребителей регионов и предприятий топливно-энергетического комплекса страны;

11) *топливно-энергетический комплекс (ТЭК)* – совокупность производственных и инфраструктурных объектов по добыче, переработке, преобразованию и специализированному транспорту топливно-энергетических ресурсов;

12) *топливно-энергетический баланс (ТЭБ)* – полное количественное соответствие (равенство) потоков одного (*частный баланс*) или всех видов энергии и энергетических ресурсов (*сводный баланс*) между стадиями их добычи, переработки, преобразования, транспорта, распределения, хранения, конечного использования в целом по народному хозяйству, в территориальном и производственно-отраслевом разрезах;

13) *коэффициент полезного действия (КПД)* – отношение всего количества энергии, полезно использованной в установке, к количеству подведенной энергии.

Прочие термины и определения Стратегии соответствуют Закону о стратегическом планировании и терминологическому справочнику РАН «Энергетический баланс. Терминология, выпуск 86» (М., «Наука», 1973).

Список используемых обозначений и сокращений

Используемое обозначение	Расшифровка
АТР	Азиатско-Тихоокеанский регион
АЭС	атомная электростанция
БРИКС	аббревиатура ассоциации пяти основных развивающихся национальных экономик: Бразилии, России, Индии, Китая и ЮАР
ВИЭ	возобновляемые источники энергии
ВВП	валовый внутренний продукт
ВСТО	нефтепровод Восточная Сибирь — Тихий океан
ГТУ	газотурбинная установка
ГРЭС	государственная районная электростанция, тепловая конденсационная электростанция, производящая только электрическую энергию
ГРР	геологоразведочные работы
ГЭС	гидроэлектростанция
ДПМ	договор о предоставлении мощности
ЕС	Европейский союз
ЕСГ	Единая система газоснабжения
ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
ЕАЭС	Евразийский экономический союз
ЕЭС	Единая энергетическая система
ЖКХ	жилищно-коммунальное хозяйство
НИОКР	научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки
НДД	налог на добавленный доход
НДПИ	налог на добычу полезных ископаемых
НПЗ	нефтеперерабатывающий завод
НФР	налогообложение финансового результата
ОПЕК	организация стран-экспортеров нефти
ОЯТ	отработанное ядерное топливо
ПГУ	парогазовая установка
ПНГ	попутный нефтяной газ
ПХГ	подземное хранилище газа
СПГ	сжиженный природный газ
Стратегия (ЭС-2035)	Энергетическая стратегия России на период до 2035 г.
СУГ	сжиженные углеводородные газы
Технология PCI	технология вдувания (нагнетания) пылеугольного топлива в доменном производстве (Pulverized Coal Injection)
ТЭБ	топливно-энергетический баланс
ТЭК	топливно-энергетический комплекс
ТЭР	топливно-энергетические ресурсы
ТЭЦ	теплоэлектроцентраль
ШФЛУ	широкая фракция легких углеводородов
ЭС-2030	Энергетическая стратегия России на период до 2030 года

Приложение А

к Энергетической стратегии России
на период до 2035 года

Ход реализации действующей Энергетической стратегии России
на период до 2030 года

А.1 Реализация прогнозных показателей первого этапа ЭС-2030

Таблица А.1.1 Реализация прогнозов внутреннего спроса на основные виды энергоресурсов

Показатели	2008 год факт	2014-2016 гг. по ЭС-2030	2014 год отчет
Внутреннее потребление первичной энергии, млн т у. т.	998	1008 - 1107	1011
Внутреннее потребление нефти (переработка), млн т	237	232 - 239	295,1
Внутреннее потребление газа, млрд куб. м	459	478 - 519	458,8
Внутреннее потребление твердого топлива, млн т у. т.	184	168 - 197	166
Внутреннее потребление электроэнергии, млрд кВт·ч	1023	1041 - 1218	1062
Удельная энергоемкость валового внутреннего продукта (процентов к 2008 году)	100	92,1	94,6
Рост валового внутреннего продукта (в процентах к 2008 году)	100	112,5	105,9

Таблица А.1.2 - Реализация прогнозов экспорта топливно-энергетических ресурсов

Показатели	2008 год факт	2014-2016 гг. по ЭС-2030	2014 год отчет
Экспорт – всего, млн т у. т.,	876	913 - 943	922
в том числе:			
сырая нефть, млн т	243	243 - 244	223
природный газ, включая СПГ, млрд куб. м	195	270 - 294	189
уголь, млн т у. т.	73	72 - 74	121
электроэнергия (нетто-экспорт, млрд кВт·ч)	18	18 - 25	3

Таблица А.1.3 - Реализация прогнозов производства топливно-энергетических ресурсов

Показатели	2008 год факт	2014-2016 гг. по ЭС-2030	2014 год отчет
Производство первичной энергии, млн т у.т., в том числе:	1817	1827 - 1952	1868
газ, млрд куб. м	664	682 - 742	643
нефть и конденсат, млн т	488	483 - 493	526
уголь, прочие твердые топлива, млн т у.т.	225	212 - 260	249
неуглеродные энергоресурсы, млн т у.т.	130,5	134 - 140	136

Таблица А.1.4 - Реализация прогнозов производства электроэнергии

Показатели	2008 год факт	2014-2016 гг. по ЭС-2030	2014 год отчет
Производство электроэнергии, млрд кВт·ч, в том числе:	1040	1059 - 1245	1062
атомные электростанции	163	194 - 220	181
гидроэлектростанции и возобновляемые источники энергии	167	181 - 199	175
конденсационные электростанции	322	299 - 423	325
теплоэлектроцентрали	386	385 - 403	379

Приложение Б

к Энергетической стратегии России
на период до 2035 года

Значения индикаторов Стратегии

(1-й этап – ориентировочно до 2020 года, с возможной пролонгацией до 2022 года,
2-й этап – ориентировочно с 2021 по 2035 год)

№	Индикаторы	Этапы реализации	
		1-й этап	2-й этап
Индикаторы реализации (базовый год – 2015 г.)*			
1.	Отношение среднегодового за пятилетку прироста балансовых запасов основных видов топлива к среднегодовым объемам их выбытия, не менее	1	1
2.	Пропорциональное соотношение объемов поставок конечной продукции недропользователями на внутренний рынок к объемам добычи первичных ТЭР, не менее	1,2	1,2
3.	Увеличение производства основных энергоресурсов (в процентах к базовому уровню): первичная энергия (исходно 1873 млн т у.т.) электрическая энергия (исходно 1064 млрд кВт-ч) газ (исходно 633 млрд куб. м) ВИЭ (исходно 14 млн т у.т.) Атомная энергия (исходно 195 млрд кВт-ч)	5 – 10 4 – 4,5 6 – 11 15 – 25 13	10 – 25 30 – 38 20 – 38 150 – 250 28 – 37
4.	Глубина переработки нефтяного сырья (в процентах на конец этапа, исходно 74,1 %)	83 – 85	90 – 91
5.	Выход светлых нефтепродуктов (в процентах на конец этапа, исходно 58,6 %)	65 – 69	75 – 79
6.	Увеличение производство нефтегазохимической продукции (в процентах к базовому уровню): этилена (исходно 2,4 млн т) крупнотоннажных пластмасс (исходно 4,2 млн т)	75 – 85 80 – 90	350 – 500 250 – 350
7.	Потребление основных видов нефтегазохимической продукции на душу населения в России, не менее (кг/чел, исходно 37,5 кг/чел)	50	130
8.	Доля нефтегазохимического сырья, направляемого на нефтегазохимию в стране, не менее (в процентах на конец этапа, исходно 26,8 %)	45	55
9.	Увеличение объемов экспорта первичной энергии (в процентах к базовому уровню, исходно 961 млн т у.т.)	4 – 10	5 – 25
10.	Доля газа в общем экспорте топлива и энергии (в процентах на конец этапа, исходно 24 %)	25 – 27	30 – 33
11.	Доля Азиатско-Тихоокеанского региона в общем экспорте топлива и энергии (в процентах на конец этапа, исходно 15%)	20 – 22	30 – 40

№	Индикаторы	Этапы реализации	
12.	Минимальное снижение удельных расходов топлива на отпуск электрической энергии (в процентах к базовому уровню, исходно 323 г у. т./кВт-ч)	4	10
13.	Минимальное снижение удельных расходов газа на собственные нужды отрасли (в процентах к базовому уровню, исходно 6,3%)	10	17
14.	Потери электроэнергии в электрических сетях от общего объема отпуска электроэнергии (в процентах на конец этапа, исходно – 11,1 %)	8,8	8,0
15.	Минимальное снижение среднего износа основных производственных фондов (в процентах к базовому уровню)	7	25
16.	Минимальная доля отечественной продукции в закупках предприятий ТЭК, не ниже (в процентах на конец этапа, исходно – 60%)	75	85
17.	Минимальная доля затрат на технологические инновации в общем объеме затрат на производство (в процентах на конец этапа, исходно – 1%)	1,5	3
18.	Минимальная доля затрат на подготовку и обучение персонала в общем объеме затрат на технологические инновации (в процентах на конец этапа, исходно 0,2%)	0,4	1,0
Итоговые индикаторы**			
1.	Удельная энергоемкость валового внутреннего продукта от базового уровня (в процентах, исходно 0,48 кг у.т./долл.)	94	63
2.	Удельная электроемкость валового внутреннего продукта от базового уровня (в процентах, исходно 0,50 кВт-ч/долл.)	94	72
3.	Уровень эмиссии парниковых газов (в процентах к 1990 году, исходно 66% от уровня 1990 года), не выше	70	70

*Целевые (output) индикаторы – определяют состояние, которое должно быть получено непосредственно в результате реализации предусмотренных в Стратегии мер и решения поставленных задач решения. Значения в скобках даны для базового, 2014 года.

**Итоговые (outcome) индикаторы – определяют вероятное изменение состояния не только в результате реализации предусмотренных мер и решения задач, но и вследствие действия более широкого ряда факторов (макроэкономических, конъюнктурных, внешнеполитических и т.д.). Показатели удельной энергоемкости и электроемкости являются входными параметрами при расчете прогнозного ТЭБ.

Приложение В

к Энергетической стратегии России
на период до 2035 года

Основные параметры прогнозного топливно-энергетического баланса
на период до 2035 года

(в числителе представлены значения для оптимистического сценария, в знаменателе – для консервативного сценария)

Разделы	Годы				
	2015	2020	2025	2030	2035
Внутреннее потребление,	964	<u>1002</u>	<u>1057</u>	<u>1090</u>	<u>1115</u>
млн т у.т.		988	1033	1066	1092
%% к 2015 году	100	<u>104</u>	<u>110</u>	<u>113</u>	<u>116</u>
из общего потребления		103	107	111	113
- газ	503	<u>503</u>	<u>548</u>	<u>561</u>	<u>574</u>
		503	542	566	580
- жидкие	187	<u>191</u>	<u>194</u>	<u>195</u>	<u>194</u>
		191	197	201	204
- уголь и прочие	147	<u>159</u>	<u>158</u>	<u>170</u>	<u>169</u>
		149	147	148	146
- неуглеродные	127	<u>149</u>	<u>156</u>	<u>164</u>	<u>178</u>
		145	147	151	163
Вывоз, млн т у.т.	961	<u>1065</u>	<u>1190</u>	<u>1228</u>	<u>1231</u>
		999	995	957	916
в том числе:					
- нефть сырая, млн т	245	<u>288</u>	<u>293</u>	<u>303</u>	<u>308</u>
		286	278	265	253
- природный газ, млрд куб. м	200	<u>252</u>	<u>338</u>	<u>353</u>	<u>357</u>
		228	256	251	248
- уголь, млн т у.т.	136	<u>162</u>	<u>185</u>	<u>205</u>	<u>206</u>
		135	130	128	126
- электрическая энергия (нетто-экспорт), млрд кВт. ч	13	<u>12</u>	<u>25</u>	<u>35</u>	<u>50</u>
		11	10	10	10
Вывоз по направлениям:					
- СНГ	97	<u>109</u>	<u>107</u>	<u>102</u>	<u>98</u>
		102	79	74	68
- дальнейшее зарубежье	864	<u>956</u>	<u>1083</u>	<u>1126</u>	<u>1133</u>
		897	916	883	848
Прирост запасов, млн. т у.т.	0	<u>3</u>	<u>3</u>	<u>3</u>	<u>3</u>
		3	3	3	3
ИТОГО РАСХОД, млн т у.т.	1925	<u>2071</u>	<u>2250</u>	<u>2321</u>	<u>2349</u>
		1990	2031	2027	2012
РЕСУРСЫ, млн т у.т.	1925	<u>2071</u>	<u>2250</u>	<u>2321</u>	<u>2349</u>
		1900	2031	2027	2012

Разделы	Годы				
	2015	2020	2025	2030	2035
из них:					
- импорт	52	<u>27</u> 32	<u>30</u> 36	<u>26</u> 31	<u>15</u> 23
Производство - всего	1873	<u>2043</u> 1959	<u>2220</u> 1996	<u>2295</u> 1996	<u>2335</u> 1998
%% к 2015 году	100	<u>109</u> 105	<u>119</u> 107	<u>123</u> 107	<u>125</u> 106
в том числе:					
- нефть и конденсат, млн т	533	<u>555</u> 548	<u>555</u> 530	<u>555</u> 512	<u>555</u> 490
- природный и попутный газ, млрд куб. м	633	<u>702</u> 670	<u>827</u> 727	<u>858</u> 746	<u>875</u> 757
- уголь, млн т	372	<u>425</u> 377	<u>450</u> 366	<u>490</u> 360	<u>490</u> 355
млн т у.т.	257	<u>293</u> 260	<u>311</u> 253	<u>337</u> 248	<u>335</u> 245
- гидро, млрд кВт-ч	170	<u>199</u> 193	<u>204</u> 195	<u>215</u> 199	<u>230</u> 201
- атомная, млрд кВт-ч	195	<u>221</u> 215	<u>227</u> 223	<u>238</u> 224	<u>269</u> 246
- возобновляемые энергоресурсы, млн т у.т.	14	<u>18</u> 16	<u>28</u> 18	<u>37</u> 23	<u>51</u> 30

Дополнение к прогнозному топливно-энергетическому балансу

1. Структура производства электрической энергии

	Годы				
	2015	2020	2025	2030	2035
Производство электрической энергии, всего, млрд кВт-ч	<u>1064</u> 1064	<u>1116</u> 1107	<u>1230</u> 1190	<u>1340</u> 1286	<u>1470</u> 1380
в том числе					
- ГЭС	<u>170</u> 170	<u>199</u> 193	<u>204</u> 195	<u>215</u> 199	<u>230</u> 201
- АЭС	<u>195</u> 195	<u>221</u> 215	<u>227</u> 223	<u>238</u> 224	<u>269</u> 246
- ТЭС (включая децентр.)	<u>697</u> 697	<u>688</u> 684	<u>779</u> 757	<u>856</u> 841	<u>925</u> 904
- НВИЭ	<u>2</u> 2	<u>12</u> 11	<u>21</u> 16	<u>51</u> 22	<u>46</u> 29

2. Прогнозная динамика изменения мировых цен на нефть

	Годы				
	2015	2020	2025	2030	2035
Цена нефти Urals, \$2014 / барр.	51,2	<u>65</u> 50	<u>80</u> 75	<u>90</u> 80	<u>100</u> 90

3. Оценка необходимых инвестиций

Капвложения, млрд. долл. 2014 г.	Период времени						
	2015	2011- 2015	2016- 2020	2021- 2025	2026- 2030	2031- 2035	2016- 2035
Нефтяная отрасль	44,5	244,5	<u>195,7</u> 187,9	<u>276,1</u> 225,7	<u>304,2</u> 238,7	<u>302,5</u> 244,4	<u>1078,5</u> 896,7
Газовая отрасль	26,2	148,5	<u>158,1</u> 142,8	<u>229,1</u> 207,1	<u>227,0</u> 223,0	<u>246,6</u> 234,3	<u>860,7</u> 807,2
Угольная отрасль	2,2	15,9	<u>16,6</u> 16,4	<u>18,0</u> 15,7	<u>19,2</u> 14,8	<u>20,5</u> 14,0	<u>74,3</u> 60,8
Электроэнергетика	16,8	115,3	<u>52,2</u> 49,5	<u>69,6</u> 78,0	<u>73,8</u> 69,8	<u>90,8</u> 88,2	<u>288,2</u> 283,8
Всего ТЭК	89,7	524,3	<u>422,6</u> 396,6	<u>592,8</u> 526,5	<u>624,1</u> 546,4	<u>657,8</u> 583,4	<u>2297,3</u> 2052,9